



gtz

Etude sur le cadre organisationnel, institutionnel et législatif pour la promotion des Énergies Renouvelables

Rapport préfinal – Version longue

Juillet/Décembre 2007

Reference no.: 81087707

Project no.: 2003.3505.9-000.00

Project title: Renewable Energies and Energy Efficiency

Country: Morocco

Prof. Dr. Gerhard Roller (coordinateur, I.E.S.A.R, FH-Bingen)

Marion Lefèvre, DEA, LL.M.

Dipl.-Ing. (FH) Jörg Wirtz (TSB)

Dipl.-Ing. (FH) Barbara Schmidt-Sercander (TSB)

Dr. Wolfgang Eichhammer (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Arne Klein, (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Clemens Cremer, (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Sarina Keller, (Wuppertal Institut)

Dr. Gustav Resch, (Technische Universität Wien, EEG)

Said Mouline (DIESE Consulting)

SOMMAIRE

PARTIE 1	L'ANALYSE DE LA DEMANDE - ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES	20
PARTIE 2	ANALYSE DES POTENTIELS POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU MAROC	46
PARTIE 3	LES INCITATIONS ET LES OBSTACLES À LA PROMOTION ET AU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	112
PARTIE 4	SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	185
PARTIE 5	PROPOSITION D'UN CONCEPT POUR LA PROMOTION ET LE DÉVELOPPEMENT DES ER AU MAROC	215
PARTIE 6	SOURCES	229

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	18
PARTIE 1 L'ANALYSE DE LA DEMANDE - ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES.....	20
Chapitre 1 Données et études disponibles	20
Chapitre 2 La situation actuelle générale.....	21
Section 1 La population.....	21
Section 2 Produit intérieur brut	25
Chapitre 3 L'énergie	26
Section 1 Les scénarios	26
Section 2 Consommation d'énergie primaire	27
Section 3 Consommation finale.....	30
Section 4 La production d'énergie	32
Chapitre 4 L'électricité	33
Section 1 Le Programme de l'Electrification Rurale Global.....	33
Section 2 La consommation d'électricité	34
Section 3 Capacités électriques	37
Section 4 La production d'électricité	39
Chapitre 5 L'efficacité énergétique	40
Chapitre 6 Production future issue de sources renouvelables.....	40
Chapitre 7 Synthèse des études existantes	42
Chapitre 8 Conclusions	44
PARTIE 2 ANALYSE DES POTENTIELS POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES	
AU MAROC	46
Chapitre 1 Contexte géographique.....	47
Chapitre 2 Statut quo des énergies renouvelables au Maroc	49
Chapitre 3 Définition des potentiels des énergies renouvelables.....	52
Chapitre 4 Les études de potentiels et les données concernant le Maroc	54
Section 1 Sources marocaines	55
Section 2 Le projet MED-CSP	55
Section 3 Banque Mondiale.....	56
Section 4 ISET.....	56
Chapitre 5 Potentiels de l'énergie éolienne	57
Section 1 Potentiel théorique de l'énergie éolienne	58
Section 2 Potentiel technique de l'énergie éolienne	60
Section 3 Potentiel réalisable de l'énergie éolienne.....	60
Chapitre 6 Potentiels de l'énergie solaire	61
Section 1 Potentiel théorique de l'énergie solaire.....	62

A.	Potentiel surfacique	62
B.	Potentiel théorique de l'énergie photovoltaïque	64
C.	Potentiel théorique de la CSP	65
D.	Potentiel théorique du solaire thermique (basse température)	65
Section 2	Potentiels techniques et réalisables de l'énergie solaire	65
A.	Potentiels surfaciques	65
B.	Potentiel technique de le photovoltaïque.....	66
C.	Potentiel réalisable de le photovoltaïque.....	66
D.	Potentiel technique du CSP	67
E.	Potentiel réalisable du CSP	67
F.	Potentiel technique du solaire thermique (basse température)	68
G.	Potentiel réalisable du solaire thermique (basse température)	68
Chapitre 7	Potentiels pour l'énergie hydro-électrique.....	68
Section 1	Potentiel théorique de l'énergie hydroélectrique	69
Section 2	Potentiel technique de l'énergie hydroélectrique.....	69
Section 3	Potentiel réalisable.....	70
Chapitre 8	Quelques remarques générales concernant la biomasse.....	71
Chapitre 9	Potentiels de la biomasse gazeuse.....	74
Section 1	Réalisation technologique	75
Section 2	Potentiels pour le biogaz en provenance du purin.....	76
A.	Potentiel théorique pour le biogaz en provenance du purin	76
B.	Potentiel technique pour le biogaz en provenance du purin.....	77
C.	Potentiel réalisable pour le biogaz en provenance du purin	77
Section 3	Potentiels pour le biogaz en provenance des prés, herbes coupées et déchets de paysagiste.....	78
A.	Potentiel théorique pour le biogaz en provenance des prés, herbes coupées et déchets de paysagiste.....	78
B.	Potentiel technique pour le biogaz en provenance des prés, herbes coupés et déchets de paysagiste.....	78
C.	Potentiel réalisable pour le biogaz en provenance des prés, herbes coupés et déchets de paysagiste.....	78
Section 4	Potentiels du biogaz en provenance des abats.....	79
A.	Potentiel théorique du biogaz en provenance des abats	79
B.	Potentiel technique du biogaz en provenance des abats	79
C.	Potentiel réalisable du biogaz en provenance des abats	79
Section 5	Potentiels du biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique	80

A.	Potentiel théorique du biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique	80
B.	Potentiel technique du biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique	81
C.	Potentiel réalisable du biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique	81
Section 6	Potentiels pour le gaz des décharges	81
A.	Potentiel théorique du gaz en provenance des décharges.....	82
B.	Potentiel technique du gaz en provenance des décharges	83
C.	Potentiel réalisable du gaz en provenance des décharges	83
Section 7	Potentiels du gaz en provenance des boues d'épuration	85
A.	Potentiel théorique du gaz en provenance des boues d'épuration.....	85
B.	Potentiel technique du gaz en provenance des boues d'épuration	86
C.	Potentiel réalisable du gaz en provenance des boues d'épuration	86
Chapitre 10	Potentiel de la biomasse liquide.....	87
Section 1	Potentiel théorique de la biomasse liquide	87
Section 2	Potentiel technique de la biomasse liquide.....	88
Section 3	Potentiel réalisable de la biomasse liquide.....	88
Chapitre 11	Potentiel de la biomasse solide	88
Section 1	Potentiels de biomasse solide en provenance du bois pour utilisation énergétique	89
A.	Potentiel théorique de biomasse solide en provenance du bois pour utilisation énergétique	89
B.	Potentiel technique de biomasse solide en provenance du bois pour utilisation énergétique	89
Section 2	Potentiels de biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique	90
A.	Potentiel théorique de biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique	90
B.	Potentiel technique de biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique	90
C.	Potentiel réalisable de biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique	91
Section 3	Potentiels en provenance des déchets biogènes.....	91
A.	Potentiel théorique d'une utilisation thermique des déchets biogènes.....	91
B.	Potentiel technique d'une utilisation thermique des déchets biogènes	91
C.	Potentiel réalisable d'une utilisation thermique des déchets biogènes	92
Section 4	Potentiels des déchets solides en provenance de l'agriculture.....	92
A.	Potentiel théorique des déchets solides en provenance de l'agriculture	92

B. Potentiel technique des déchets solides en provenance de l'agriculture.....	93
C. Potentiel réalisable des déchets solides en provenance de l'agriculture.....	93
Chapitre 12 Potentiels de la Géothermie	93
A. Potentiel géothermique théorique.....	95
B. Potentiel géothermique technique	98
C. Potentiel géothermique réalisable.....	98
Chapitre 13 Résumé des hypothèses et paramètres importants dans le calcul des potentiels par filière.....	98
Chapitre 14 Résumé de la Partie 2.....	104
Chapitre 15 Comparaison avec la demande.....	107
PARTIE 3 LES INCITATIONS ET LES OBSTACLES À LA PROMOTION ET AU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	112
Chapitre 1 La convergence de données, de circonstances et d'évolutions favorables au développement des ER	112
Section 1 Sur le plan environnemental.....	112
A. Les impacts environnementaux négatifs des énergies fossiles.....	112
1. Sur les écosystèmes marins et côtiers	112
2. Sur l'atmosphère et les climats	113
a) Pollution atmosphérique.....	113
b) Changements climatiques.....	114
B. Les impacts environnementaux des ER.....	114
1. Impacts positifs sur l'atmosphère et le climat	114
a) Estimation de l'impact du renforcement des ER sur les émissions de dioxyde de carbone.....	115
b) Comparaison avec les calculs réalisés par la Banque Mondiale.....	116
2. Maîtrise des impacts potentiellement néfastes des ER.....	117
Section 2 Sur le plan socio-économique	117
A. Les impacts négatifs des énergies fossiles sur l'économie et la santé publique marocaine	117
1. L'impact négatif des énergies fossiles sur l'économie nationale	117
2. Les impacts sanitaires de la pollution atmosphérique générée par les combustibles fossiles	118
B. Les impacts socio-économiques positifs des ER.....	118
1. Les impacts positifs des ER sur l'économie nationale et les opportunités qu'offre leur développement.....	118
2. Les impacts sur la santé publique	119
3. Les impacts sur l'emploi.....	119

a)	Contexte	119
b)	Méthodologie de l'estimation.....	120
c)	Résultats : les potentiels d'emplois du secteur des ER.....	123
Section 3	Un contexte international et national favorable.....	124
A.	La lutte globale contre les changements climatiques	124
B.	Les orientations stratégiques nationales	125
Chapitre 2	Les acquis institutionnels	125
Section 1	La répartition des attributions au niveau ministériel	125
Section 2	Les principaux acteurs publics	125
A.	Les services centraux du MEM	126
B.	Le Centre de Développement des Energies Renouvelables	137
1.	Statut et attributions	137
2.	Actions en matière d'ER.....	137
C.	L'Office National de l'Electricité.....	138
1.	Statut et attributions	138
2.	Actions en matière d'ER.....	138
D.	Les régies communales ou intercommunales de distribution.....	139
Section 3	Les principaux acteurs privés	139
Section 4	Les points forts du dispositif institutionnel existant.....	140
Chapitre 3	L'encadrement juridique	141
Section 1	Généralités.....	141
A.	Domaines de réglementation	141
B.	Absence d'un dispositif juridique de promotion des énergies renouvelables	142
Section 2	La planification urbaine.....	142
A.	Les règles et plans d'urbanisme	142
1.	Les documents d'urbanisme.....	142
2.	Les règlements de construction	142
a)	Les règlements généraux de construction.....	142
b)	Les règlements communaux de construction	143
3.	Le permis de construire	143
a)	Zones dans lesquelles un permis de construire est requis	143
b)	Travaux soumis à permis de construire.....	143
c)	Conditions d'obtention du permis	144
Section 3	La réglementation relative à l'énergie	144
A.	Création et exploitation d'installations par l'ONE.....	144
1.	Prescriptions réglementaires	144

2.	Servitudes d'occupation et de passage	145
3.	Autres prérogatives	145
B.	Création et exploitation d'installations de production par des producteurs privés concessionnaires	146
1.	Procédure contractuelle	146
a)	Procédure prévue par le dahir n°1-63-226.....	146
b)	Procédure prévue par la loi n°54-05	146
2.	Obligations des concessionnaires ou délégataires	146
C.	Création et exploitation d'installations par les auto producteurs	146
Section 4	La réglementation relative à l'environnement.....	147
A.	La réglementation relative aux études d'impact.....	147
1.	Champ d'application.....	147
2.	Procédure.....	148
a)	Réalisation de l'étude d'impact	148
b)	Tenue de l'enquête publique	148
c)	Décision d'acceptabilité environnementale	148
d)	Les textes d'application.....	148
B.	La réglementation relative aux établissements classés.....	148
1.	Champ d'application.....	149
2.	Contrôle administratif des établissements classés	149
3.	Contrôle administratif des établissements non classés	149
C.	La réglementation relative à la ressource en eau.....	149
1.	Prélèvements.....	150
2.	Déversements	150
3.	Eaux usées.....	150
Section 5	Résumé par filières	150
Section 6	Les dispositions fiscales et financières.....	161
A.	L'absence d'un dispositif cohérent d'accompagnement fiscal et financier.....	161
B.	Les incitations fiscales et financières à l'investissement	161
1.	Les incitations fiscales	161
2.	Les dons et crédits du FODEP	161
3.	Les garanties financières du FOGEEER	162
C.	Les systèmes tarifaires.....	162
1.	La tarification des produits pétroliers	163
a)	Les prix à la consommation des produits pétroliers.....	163
b)	La fiscalité sur les produits pétroliers.....	163
c)	Les subventions	164

2.	La tarification de l'électricité.....	164
a)	Les prix à la consommation de l'électricité	164
b)	Le tarif de rachat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables	167
Chapitre 4	Les obstacles au développement des ER au Maroc	167
Section 1	Les contraintes environnementales.....	167
Section 2	Les faiblesses du cadre juridique.....	168
A.	Les exigences à poser au niveau juridique	168
B.	La lourdeur de la procédure législative	169
C.	Les obstacles dans les textes réglementant spécifiquement l'énergie	169
1.	Les restrictions à l'auto production	169
a)	La limite de 10 MW	169
b)	L'interdiction de louer le réseau de transport de l'ONE ou d'installer son propre réseau	169
c)	L'interdiction de vendre les excédents d'électricité à l'ONE	170
2.	L'absence d'un dispositif juridique de promotion des ER	170
D.	Les obstacles dans les autres textes	170
1.	La réglementation relative à la construction	170
a)	Les règles relatives au permis de construire.....	170
b)	Les normes de construction	171
2.	La réglementation relative à l'étude d'impact.....	171
3.	La réglementation relative aux installations classées.....	171
Section 3	Les faiblesses du dispositif institutionnel.....	171
A.	Absence d'une instance chargée de la coordination.....	171
B.	Le statut du CDER.....	172
1.	Les attributions	172
2.	Les moyens.....	172
C.	Le statut de l'ONE	173
Section 4	Les obstacles économiques.....	173
A.	Le soutien insuffisant aux investisseurs	173
B.	Les subventions aux combustibles pétroliers	173
Section 5	Les contraintes sociales	174
Chapitre 5	La révision des dispositifs institutionnel et juridique	176
Section 1	Projets de loi dans le secteur de l'énergie	176
A.	Projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables	177
1.	Les points forts	177
a)	La clarification des termes	177

b)	Le renforcement des attributions du Ministère chargé de l'énergie et du CDER	177
c)	L'ouverture à toute personne de la production d'électricité à partir de sources d'ER.....	177
d)	La mise en place d'un contrôle administratif des installations.....	178
e)	L'ouverture de l'accès au réseau.....	178
f)	La mise en place de mesures incitatives.....	178
g)	L'autorisation d'occupation des terrains publics ou privés.....	178
2.	Les limites du projet de loi.....	178
a)	L'absence d'objectifs chiffrés	178
b)	L'absence d'instrument de planification	179
c)	L'omission de l'énergie solaire parmi les nouveaux moyens de production électrique connectés au réseau.....	179
d)	L'absence de tarifs de rachat garantis pour l'électricité produite à partir d'ER.....	179
e)	Un manque de cohérence entre les articles 16 et 18 en matière de raccordement au réseau.....	180
B.	Projet de loi modifiant et complétant la loi n° 26-80 relative au Centre de Développement des Energies renouvelables.....	180
1.	Les changements proposés.....	180
a)	Un champ d'intervention et des attributions élargis	180
b)	Des modalités de gestion adaptées	181
2.	Les points à revoir.....	181
a)	L'instance de tutelle	181
b)	Les attributions opérationnelles.....	182
C.	Projets de loi modifiant le dahir n°1-63-226	182
D.	Projet de loi relative à la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité.....	182
Section 2	Autres projets de loi.....	183
PARTIE 4	SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES.....	185
Chapitre 1	Définition des scénarios de développement.....	185
Chapitre 2	Hypothèses centrales.....	186
Section 1	Les prix énergétiques de référence	187
Section 2	Coûts et potentiels des énergies renouvelables	188
Section 3	Hypothèses d'entrée d'une nature générale.....	189
A.	Evaluation du risque	189
B.	Changement technologique	189

C.	Diffusion technologique / Barrières pour l'extension des énergies renouvelables	190
Section 4	Hypothèses concernant les politiques de promotion des énergies renouvelables.....	191
Chapitre 3	Résultats	192
Section 1	Scénarios du développement futur des énergies renouvelables	193
A.	Le potentiel économiquement réalisable des énergies renouvelables	193
B.	Le scénario "à moindres coûts"	194
C.	Le scénario "à portefeuille équilibré"	196
D.	Le scénario "Stratégie Solaire"	201
E.	Expansion des ER dans les secteurs de la chaleur et du transport.....	203
Section 2	Analyse coûts-bénéfices	204
Section 3	Comparaison qualitative des instruments (systèmes d'appel d'offres et systèmes de prix fixes de rachat).....	210
A.	Présentation des instruments (systèmes d'appel d'offres / systèmes de tarifs de rachat) et expériences historiques avec ces instruments.....	210
B.	Critères essentiels relatifs à la conception et à la mise en œuvre des instruments financiers de promotion	212
1.	Critères généraux.....	212
2.	Critères spécifiques pour les tarifs de rachat.....	212
3.	Critères spécifiques pour les procédures d'appel d'offres.....	213
PARTIE 5	PROPOSITION D'UN CONCEPT POUR LA PROMOTION ET LE DÉVELOPPEMENT DES ER AU MAROC	215
Chapitre 1	Choix stratégiques et principaux axes d'action.....	215
Section 1	Choix stratégiques sur les filières et scénarios	215
A.	A écarter : le scénario « business as usual ».....	215
B.	A envisager dans le court terme : les scénarios « à moindres coûts » et « à portefeuille équilibré ».....	216
C.	Une option à l'avenir : le scénario « Stratégie solaire ».....	217
Section 2	Modalités des instruments	218
Section 3	Quatre principaux axes d'actions	220
A.	Lever les barrières à la participation des entreprises privées dans le développement des ER	220
B.	Renforcer l'encadrement des activités impliquant des ER.....	220
C.	Renforcer le statut du CDER.....	221
D.	Assurer un financement pérenne et incitatif des ER	221
1.	Les tarifs de rachat garantis pour la production d'électricité à partir d'ER.....	221

2.	Les subventions à l'investissement et les mesures fiscales pour le solaire thermique (production de chaleur) et les biocarburants.....	222
3.	La réaffectation d'une partie du montant consacré au PERG à l'extension du réseau.....	222
4.	La suppression progressive des subventions aux combustibles pétroliers.....	222
Chapitre 2 Plan d'actions		223
PARTIE 6 SOURCES.....		229

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1-1	Consommation d'énergie primaire	27
Tableau 1-2	Consommation finale	30
Tableau 1-3	Production d'énergie	32
Tableau 1-4	Consommation d'électricité	34
Tableau 1-5	Ventes d'énergie électrique selon les branches d'activité économique ...	36
Tableau 1-6	Puissance installée à fin 2005	37
Tableau 1-7	Nouvelles capacités et capacités programmées	38
Tableau 1-8	Production d'électricité.....	39
Tableau 1-9	Achats d'électricité	39
Tableau 1-10	Efficacité énergétique	40
Tableau 1-11	Production future issue de sources renouvelables en 2012 (en tenant compte des objectifs du Gouvernement).....	40
Tableau 1-12	Comparaison des études existantes	43
Tableau 2-1	Vue d'ensemble des capacités installées au Maroc (jusqu'en 2006).....	52
Tableau 2-2	Potentiels des énergies renouvelable au Maroc jusqu'en 2050	56
Tableau 2-3	Puissance disponible pour l'énergie mini-hydro-électrique au Maroc	70
Tableau 2-4	Occupation de sol au Maroc	72
Tableau 2-5	Utilisation de la surface agricole au Maroc	73
Tableau 2-6	Domaines forestiers au Maroc	74
Tableau 2-7	Modèles d'installation à biogaz.....	76
Tableau 2-8	Cheptel des animaux au Maroc en 2004	77
Tableau 2-9	Abats contrôlés au Maroc en 2003	79
Tableau 2-10	Rendements surfaciques des plantes à utilisation énergétique	80
Tableau 2-11	Décharges contrôlées au Maroc.....	84
Tableau 2-12	Volumes de bois renouvelable au Maroc	89
Tableau 2-13	Rendements surfaciques des plantes à utilisation énergétique	90
Tableau 2-14	Production de céréales au Maroc.....	92
Tableau 2-15	Sources chaudes au Maroc	97
Tableau 2-16	Débits de sources chaudes au Maroc.....	97
Tableau 2-17	Potentiels des énergies renouvelables au Maroc (en TWh)	104
Tableau 2-18	Potentiels des énergies renouvelables au Maroc (en MWel ou m2 pour le solaire thermique de basse température).....	105

Tableau 2-19	Potentiels des sources énergétiques biogènes gazeuses au Maroc.....	105
Tableau 2-20	Potentiels des sources énergétiques biogènes solides au Maroc.....	106
Tableau 2-21	Potentiels des sources énergétiques biogènes liquides (biocarburants) au Maroc.....	106
Tableau 2-22	Comparaison de la demande d'énergie primaire avec le potentiel des énergies renouvelables avec plantes à utilisation énergétique	107
Tableau 2-23	Comparaison de la demande d'énergie primaire avec le potentiel des énergies renouvelables sans plantes à utilisation énergétique.....	108
Tableau 2-24	Comparaison de la demande d'électricité avec le potentiel des énergies renouvelables avec plantes à utilisation énergétique.....	108
Tableau 2-25	Comparaison de la demande d'électricité avec le potentiel des énergies renouvelables sans plantes à utilisation énergétique.....	109
Tableau 3-1	Réductions des émissions de CO₂ par les énergies renouvelables avec les plantes à utilisation énergétique	115
Tableau 3-2	Réductions des émissions de CO₂ par les énergies renouvelables sans les plantes à utilisation énergétique	116
Tableau 3-3	Réduction estimée des émissions atmosphériques dans l'étude Banque Mondiale (K-tonnes, total sur la période 2009-2015).....	116
Tableau 3-4	Chiffres de l'industrie marocaine par grands secteurs en 2003	120
Tableau 3-5	Emplois dans l'industrie des ER en Allemagne en 2004.....	121
Tableau 3-6	Énergies renouvelables en Allemagne en 2004.....	121
Tableau 3-7	Emplois par production et filières	122
Tableau 3-8	Potentiels d'ER réalisables au Maroc	122
Tableau 3-8a	Capacités à installer pour réaliser les potentiels d'ER réalisables au Maroc	123
Tableau 3-9	Potentiels d'emplois dans le secteur des ER au Maroc	123
Tableau 3-10	Répartition des attributions entre les secteurs ministériels	127
Tableau 3-11	Missions et attributions des acteurs publics de promotion des ENR.....	129
Tableau 3-12	Principaux acteurs privés dans le secteur des ENR	140
Tableau 3-13	Règles et procédures applicables par filières.....	151
Tableau 3-14	Évolution des prix de détail des carburants en 2006	163
Tableau 3-15	Tarif général de l'électricité THT, HT et MT	165
Tableau 3-16	Tarification de l'électricité BT industriels et agricoles.....	165
Tableau 3-17	Tarification de l'électricité BT résidentiel et tertiaire	166
Tableau 3-18	Tarification BT Eclairage bâtiments administratifs.....	166

Tableau 3-19	Tarification BT Eclairage public.....	166
Tableau 3-20	Résumé des obstacles par domaines	175
Tableau 4-1	Vue d'ensemble des quatre scénarios principaux et de leur variantes par rapport au type d'instrument (à prix fixes, appel d'offre, quotas) et d'autres type de paramètres.....	186
Tableau 4-2	Pénétration des ER selon le scénario "à moindres coûts": installations neuves de 2007 à 2020 (à gauche) et besoins correspondants en investissement (secteur électrique)	194
Tableau 4-3	Pénétration des ER selon le scénario "à portefeuille équilibré": installations neuves de 2007 à 2020 (à gauche) et besoins correspondants en investissements (secteur électrique).....	197
Tableau 4-4	Pénétration des ER selon le scénario "Stratégie Solaire": installations neuves de 2007 à 2020 (à gauche) et besoins correspondants en investissement (secteur électrique)	201
Tableau 4-5	ER dans les secteurs de la chaleur et du transport : expansion et coûts de promotion résultants	203
Tableau 5-1	Tableau récapitulatif des coûts et bénéfices pour les différents scénarios.....	216
Tableau 5-2	Parc de production thermique du Maroc (2005).....	216
Tableau 5-3	Modalités des instruments financiers de soutien dans les scénarios	219
Tableau 5-4	Plan d'actions.....	224

TABLES DES FIGURES

Figure 1-1	Population marocaine de 1960 à 2004	21
Figure 1-2	Population marocaine de 2000 à 2004	22
Figure 1-3	Pyramide des ages de la population marocaine	23
Figure 1-4	Prospective de la population marocaine	24
Figure 1-5	Produit Intérieur Brut	25
Figure 1-6	Consommation d'énergie primaire par habitant	28
Figure 1-7	Consommation d'énergie primaire en 2005	29
Figure 1-8	Consommation d'énergie primaire	29
Figure 1-9	Consommation finale par secteurs en 2004	31
Figure 1-11	Villages et foyers électrifiés dans les dernières années	33
Figure 1-12	Le taux d'électrification rurale	34
Figure 1-13	Consommation d'électricité	35
Figure 1-14	Consommation par habitant	36
Figure 1-15	Capacité électrique en 2005	37
Figure 1-16	Production d'électricité par filières en 2005	39
Figure 1-17	Consommation d'énergie primaire en 2012 – partition en énergies fossiles et renouvelables.....	41
Figure 1-18	Consommation d'électricité en 2012 – partition en énergies fossiles et renouvelables	41
Figure 2-1	Ecoulement moyen des précipitations au Maroc	48
Figure 2-2	Le Maroc	49
Figure 2-3	Surfaces de capteurs solaires installées annuellement au Maroc: surfaces des bâtiments collectifs et individuels 1994-2006	51
Figure 2-4	Définition des potentiels	53
Figure 2-5	Potentiel surfacique théorique pour l'énergie éolienne	59
Figure 2-6	Potentiel surfacique théorique pour CSP/photovoltaïque	64
Figure 2-7	Surfaces agricoles au Maroc	73
Figure 2-8	Domaines forestiers au Maroc.....	74
Figure 2-9	Gradients de température au Maroc	94
Figure 2-10	Histogramme des gradients de température au Maroc	95
Figure 2-11	Potentiel géothermique au Maroc	96
Figure 4-1	Prix de l'énergie primaire pour le pétrole, le gaz naturel et le charbon..	187

Figure 4-2	Prix de l'énergie finale sans taxes pour le scénario de référence.....	187
Figure 4-3	Comparaison des coûts des différentes technologies renouvelables et bande des coûts de production d'électricité 2005 - 2020	189
Figure 4-4	Réduction des coûts spécifiques à chaque technologie par l'apprentissage technologique	190
Figure 4-5	Développement des ER selon le scénario " potentiel réalisable économique (BAU)"	193
Figure 4-6	Développement des ER selon le scénario "à moindres coûts"	195
Figure 4-7	Coûts de l'expansion des ER selon le scénario "à moindres coûts"	196
Figure 4-8	Développement des ER selon le scénario "à portefeuille équilibré" ...	197
Figure 4-9	Coûts de l'expansion des ER selon le scénario "à portefeuille équilibré" (cas des prix fixes).....	198
Figure 4-1	Analyse de sensibilité: Développement du rapport entre la production d'électricité par les ER et la demande totale d'électricité entre 2010 à 2020 (Scénario "à portefeuille équilibré").....	199
Figure 4-11	Analyse de sensibilité: Développement des coûts directs entre 2007 et 2020 (Scénario "à portefeuille équilibré").....	199
Figure 4-12	Développement des ER selon le scénario "Stratégie Solaire"	201
Figure 4-13	Coûts de l'expansion des ER selon le scénario "Stratégie Solaire" (cas des prix fixes)	202
Figure 4-14	Comparaison des scénarios : Croissance de la production d'énergie à partir de sources d'ER pour la période 2006 à 2020 (secteur électrique)	205
Figure 4-15	Comparaison des scénarios : Production par technologies et en 2020 d'énergie issue des nouvelles installations mises en service durant la période 2007-2020 (secteur électrique).....	206
Figure 4-16	Comparaison des scénarios : Evolution de la contribution des ER à la couverture de la demande totale en électricité pour la période 2010 à 2020	206
Figure 4-17	Comparaison des scénarios : Coûts de promotion cumulés (escomptés) liés aux nouvelles installations mises en service durant la période 2007 à 2020 (secteur électrique).....	207
Figure 4-18	Comparaison des scénarios : répartition par technologies des coûts de promotion cumulés (escomptés) liés aux nouvelles installations mises en service durant la période 2007 à 2020 (secteur électrique) ...	208
Figure 4-19	Comparaison des scénarios : Evolution de la majoration de prix nécessaire par MWh de consommation totale pour lever les volumes de fonds requis (secteur électrique)	209
Figure 4-20	Comparaison des scénarios : Emissions de CO2 évitées en 2020 grâce aux nouvelles installations mises en service durant la période 2007 à 2020 (tous secteurs).....	210

INTRODUCTION

Afin de réduire la dépendance énergétique nationale et d'assurer le développement durable du pays, le Gouvernement du Maroc a orienté ces dernières années sa politique énergétique vers la diversification des sources d'approvisionnement et l'utilisation des énergies renouvelables. Plusieurs programmes d'actions sont en cours et des résultats encourageants ont pu être obtenus, dans le secteur de l'électricité notamment. Pour atteindre l'objectif que le Gouvernement s'est fixé, amener la contribution des énergies renouvelables à 20% du bilan électrique et à 10 % du bilan énergétique national à l'horizon 2012, il faudra compléter et renforcer le dispositif actuel de promotion des énergies renouvelables.

La présente étude a été réalisée à la demande du Ministère de l'Energie et des Mines et du Centre de Développement des Energies Renouvelables grâce au soutien de la GTZ. Elle a pour objet, en s'appuyant sur les données officielles disponibles et sur les études existantes :

- d'estimer la demande énergétique du Maroc (Partie 1) ;
- d'évaluer le potentiel du pays en matière d'énergies renouvelables et d'estimer les coûts impliqués (Partie 2) ;
- d'analyser les incitations et les obstacles à la promotion et au développement des énergies renouvelables au Maroc (Partie 3) ;
- de comparer les mécanismes de financement à envisager (Partie 4);
- d'élaborer, sur la base des résultats obtenus aux étapes précédentes, un concept spécifique de promotion des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie (Partie 5).



gtz

Partie 1

La demande énergétique

Dipl.-Ing. (FH) Barbara Schmidt-Sercander (TSB)
Dipl.-Ing. (FH) Jörg Wirtz (TSB)

Partie 1

L'analyse de la demande - état des lieux et perspectives

La présente partie a pour objet de présenter une estimation de la demande actuelle et future du Maroc en énergie. Cette estimation s'appuie sur les données officielles disponibles ainsi que sur les études existantes. Des différenciations sectorielles sont effectuées là où des données étaient disponibles.

Chapitre 1 Données et études disponibles

Les données prises en considération sont issues des sources suivantes¹ :

- Morocco in figures 2002, Direction de la Statistique 2003 [L 7]
- Maroc en chiffre 2003, Direction de la Statistique 2004 [L 8]
- Maroc en chiffre 2004, Direction de la Statistique 2005 [L 9]
- Le Maroc en chiffres 2005, Direction de la Statistique 2006 [L 8]
- Annuaire Statistique du Maroc, Direction de la Statistique, 2005 [L 6]
- Bilan de l'action gouvernementale et perspectives à moyen terme – Secteur de l'Energie et des Mines (octobre 2002 - juin 2007), Ministère de l'Energie et des Mines, 2007 [L 11]
- Secteur de l'Energie et des Mines – Principales réalisations depuis l'année 1999, Ministère de l'Energie et des Mines, 2006 [L 12]
- Maroc – Rapport sur l'Energie 2006, Enerdata, 2005 [L 4]
- Prospective Maroc 2030 – « Prospective Energétique du Maroc : enjeux et défis », Royaume du Maroc – Haut Commissariat au Plan [L 16]
- Evaluation des Impacts des Réformes Retenues dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie : Méthodes et Résultats (Rapport préliminaire), Royaume du Maroc / Banque Mondiale, 2006 [L 15]

Les données énergies dans « Maroc en chiffre » sont presque égales aux données retenues dans « Prospective Maroc 2030 » et sont identiques aux données présentées dans les deux rapports du Ministère de l'Energie et des Mines. Elles diffèrent de 5-10 % des données de Enerdata et des données de la Banque Mondiale. Les données de Enerdata incluent la biomasse. Les données de la Direction de la Statistique par contre n'incluent pas la biomasse.

¹ Les données du Ministère de l'Energie et des Mines et les données de 2006 sont prises en considération quand disponibles.

Section 1 La population

Au Maroc et pour l'année 2004, on compte 29.631 milliers d'habitants soit 5.665 milliers de ménages habitant sur une superficie de 710.850 km². La densité de la population se situe autour de 41,7 habitants par km². 55 % de la population habitent en zone rurale. Dans un ménage urbain habitent en moyenne 4,8 personnes et dans un ménage rural 6,0 personnes [L 9].

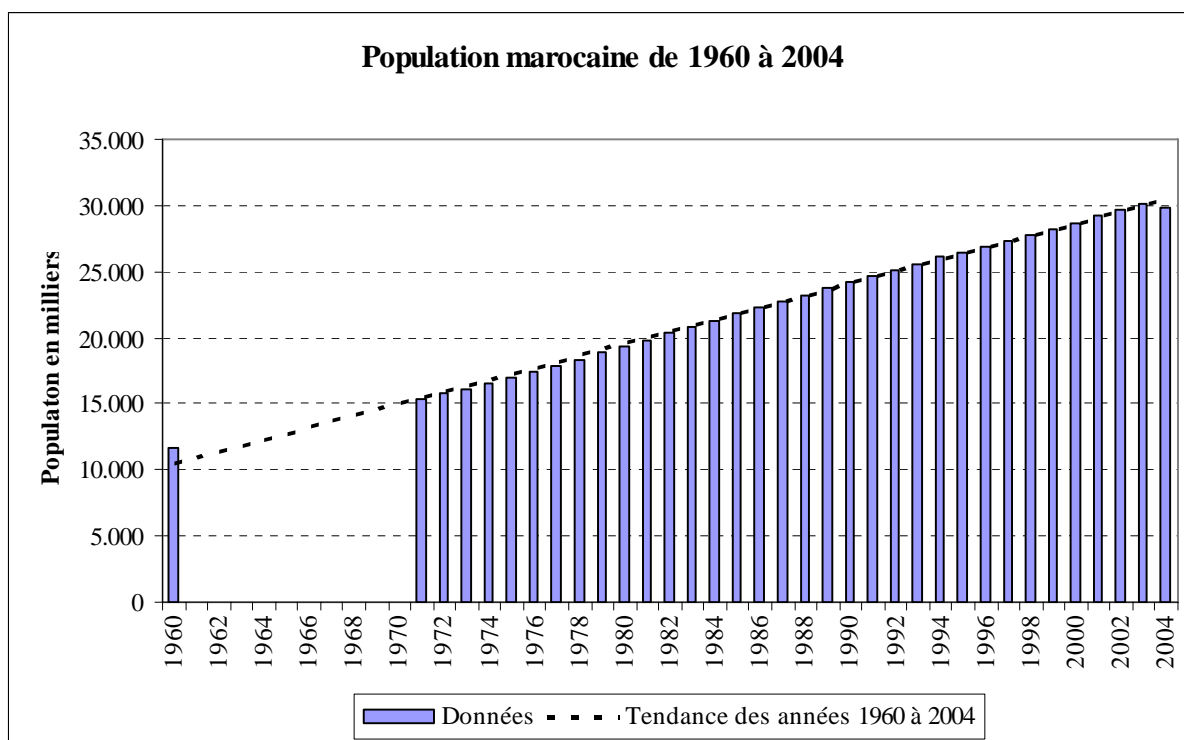


Figure 1-1 Population marocaine de 1960 à 2004 [Auteurs basé sur L 6]

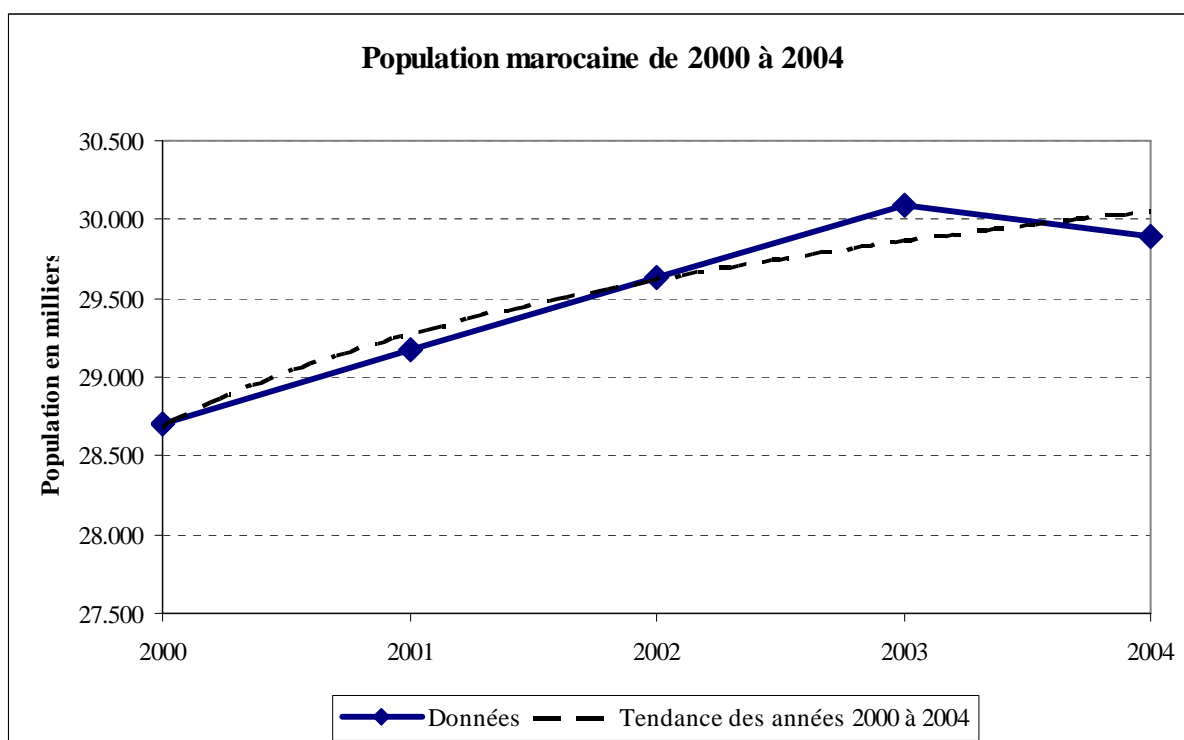


Figure 1-2 Population marocaine de 2000 à 2004 [Auteurs basé sur L 6]

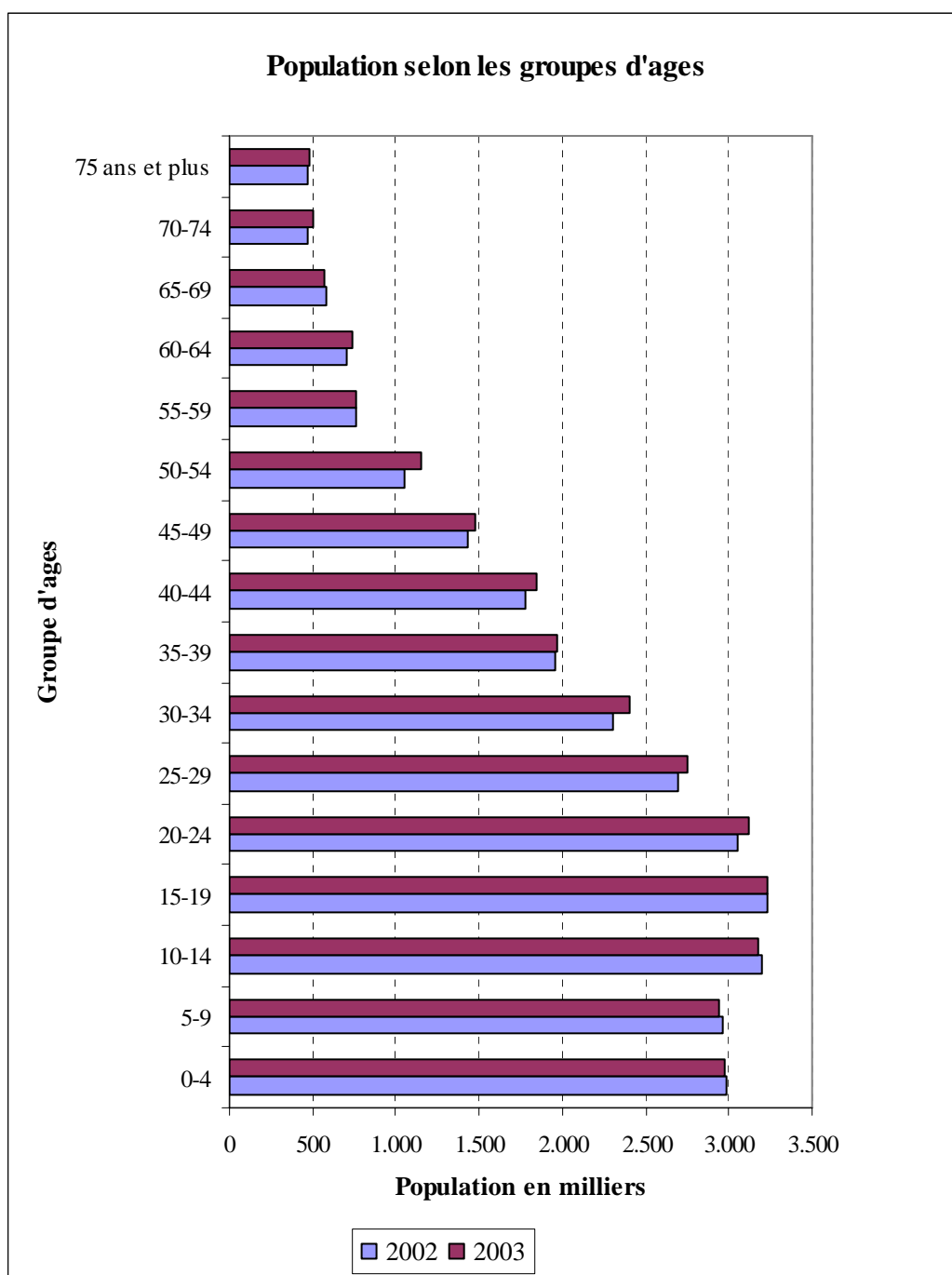


Figure 1-3 Pyramide des ages de la population marocaine [Auteurs basé sur L 7, L 8]

Comme on peut l'observer dans la pyramide des ages, le taux de natalité des Marocains diminue depuis quinze ans ; le groupe d'âge le plus fort est le groupe de 15 à 19 ans.

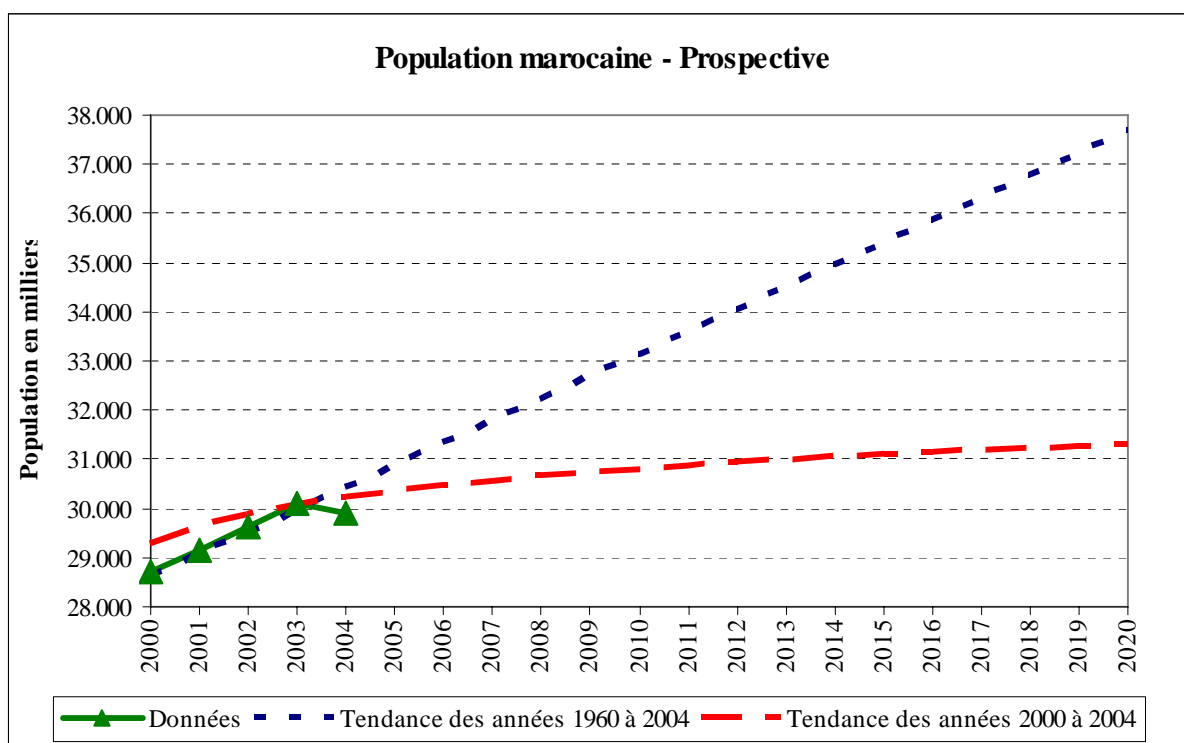


Figure 1-4 Prospective de la population marocaine [Auteurs]

Dans le passé, la population marocaine a augmenté de façon régulière. Dans les années 2000 à 2004, on observe un ralentissement de la croissance démographique et même une diminution de la population en 2004.

La ligne bleue (petits pointillés) dans Figure 1-4 anticipe sur une croissance démographique de type linéaire telle qu'on a pu l'observer dans le passé.

En raison de l'inflexion de la courbe de population depuis 2000, il faut cependant envisager l'hypothèse de croissance illustrée dans la ligne rouge (grands pointillés) dans la Figure 1-4 qui paraît également probable. Et ceci d'autant plus que l'observation de la pyramide des âges montre une diminution absolue des individus dans les tranches d'âge les plus jeunes depuis une quinzaine d'années (cf. Figure 1-3).

On peut donc tabler sur une population variant de 30.930 à 34.040 milliers d'habitants en 2012 et variant de 31.300 à 37.700 milliers d'habitants en 2020. Cette croissance démographique va entraîner une augmentation corrélative de la demande énergétique.

Le taux de chômage dans l'année 2004 est de 11,0 % en total. En milieu urbain il y a plus de chômage (18,3 %) qu'en milieu rural (3,6 %). 12,4 % de la population active a travaillé dans le secteur de l'industrie (y compris eau, électricité et énergie) en 2005 [L 9].

Section 2 Produit intérieur brut

Le produit intérieur brut (PIB) du Maroc s'élève à 457.621 millions de Dh en prix courants et à 165.560 millions de Dh en prix constants 1980 en 2005. Le PIB augmente régulièrement entre 2000 et 2004, puis on observe une stagnation du PIB national en 2005, ce qui donne en tendance une augmentation annuelle moyenne de 4,3 % entre 2000 et 2005. [L 6, L 10].

Pour le pronostic on table sur une croissance moyenne future de 4,3 % /an. Alors le PIB national atteindra environ 222.300 millions de Dh (prix constants 1980) en 2012 et 311.300 millions de Dh (prix constants 1980) en 2020.

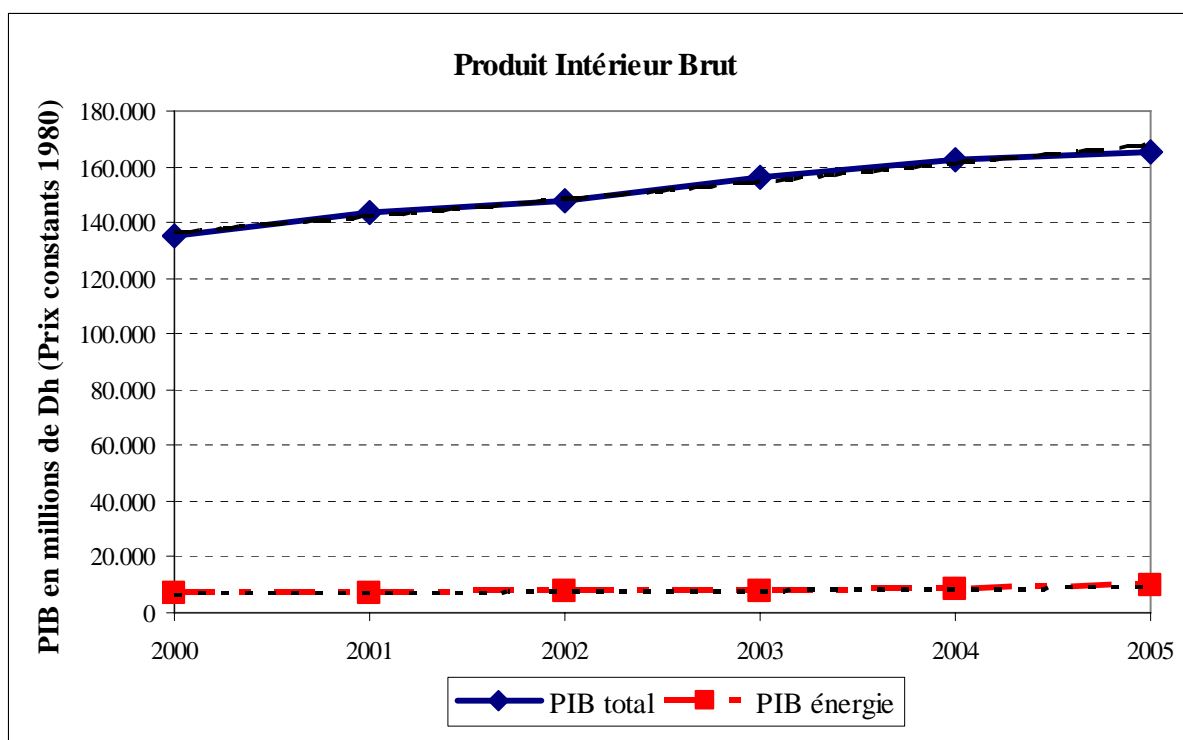


Figure 1-5 Produit Intérieur Brut [Auteurs selon L 6, L 10]

Le secteur de l'énergie contribue à hauteur de 7 % au produit intérieur brut et à hauteur de 12 milliards de dhs aux recettes fiscales. Les investissements énergétiques réalisés en 2004 ont atteint 7 milliards de dhs contre 8 milliards de dhs en 2003 [L 16]. Le secteur de l'industrie contribue à hauteur de 17 % au produit intérieur brut et le secteur de bâtiment et des travaux publics y contribue à hauteur de 5 % [Partie 1 : L 1].

Section 1 Les scénarios

Pour faire un pronostic de la demande énergétique future, il faut considérer les niveaux actuels de consommation et de production d'énergie ainsi que les données socio-économiques des dernières années. Etant donné qu'on ne peut pas anticiper le développement à venir, on a eu recours à deux scénarios pour établir une telle prospective basée sur les données des dernières années. Ces scénarios reflètent différentes possibilités de l'avenir. On a choisi pour la prospective élaborée dans cette étude un premier scénario qui prend comme point de départ le développement des années 2000 jusqu'à 2005 et continue avec la même croissance jusqu'en 2020 (scénario business as usual). Le second scénario tient compte de l'introduction de mesures d'efficacité énergétique (scénario efficacité énergétique). On envisage que l'augmentation des besoins d'énergie sera inférieure à celle obtenue dans le premier scénario dans lequel des mesures d'efficacité ne sont pas prises en considération. Il ne s'agit pas d'une estimation précise du potentiel d'efficacité énergétique (qui n'entre pas dans le cadre de cette étude) mais d'une estimation approximative qui permet d'illustrer l'influence potentielle des mesures d'efficacité. On a considéré qu'on peut diminuer la demande d'énergie primaire du scénario business as usual de 6,0 % en 2012 et de 17,5 % en 2020 et la demande d'électricité de 6,3 % en 2012 et de 18,3 % en 2020. Ces chiffres sont obtenus par un triplement du taux de la croissance de la consommation par produit intérieur brut en comparaison avec le taux dans les scénarios business as usual.

Les hypothèses retenues sont plutôt conservatrices. Le potentiel d'efficacité énergétique est estimé à 15 % de la consommation des secteurs industriels et tertiaires jusqu'en 2020 par le haut commissariat au plan [L 16]. Alors on peut imaginer que le potentiel de réduction de la demande évaluée dans le scénario business as usual par des mesures d'efficacité est encore plus grand que présenté ici.

Section 2 Consommation d'énergie primaire

Tableau 1-1 Consommation d'énergie primaire [L 6, L 10]

Consommation d'énergie primaire		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Charbon	milliers de T	4.173	5.177	5.143	7.971	549	5.630
Electricité hydraulique	GWh		873	853	1.454	1.600	1.412
Electricité éolienne	GWh	3.147	206	194	203	200	208
Electricité importée	GWh		1.564	1.392	1.438	1.535	815
Produits pétroliers	milliers de T	6.235	6.166	6.445	6.681	6.892	7.582
Gaz naturel	millions de m ³	50	50	48	46	56	508
Total	ktep	9.844	10.303	10.510	10.793	11.514	12.317
Produits pétroliers	%	63	60	61	62	61	62
Charbon	%	28	33	32	30	31	30
Gaz naturel	%	0	0	0	0	0	3
Electricité (hydraulique + éolienne + importée)	%	8	7	6	7	8	5

Les chiffres du Département de la Statistique n'incluent pas la biomasse. Ce n'est pas facile de déterminer la quantité de bois de feu qui est collectée dans les paysages du Maroc. Les chiffres disponibles sur la biomasse diffèrent beaucoup. Dans l'annuaire statistique du Maroc 2005 [L 6] le bois de feu est listé avec 496.000 stères. Probablement ce chiffre n'inclut pas le ramassage informel de bois-énergie. Selon Enerdata [L 4] la biomasse a couvert 4 % de la consommation d'énergie primaire de 1999 à 2004. Selon une présentation du CDER [L 3] la biomasse recouvre environ 30 % du bilan énergétique national global. En tout cas l'utilisation du bois dépasse l'utilisation durable. Par l'introduction du solaire thermique (basse température) la pression sur la forêt marocaine sera réduit significativement. Comme les chiffres qu'on a utilisé pour les calculs n'incluent pas la biomasse, la biomasse n'est pas prise en considération dans le chapitre 1.

La consommation d'énergie primaire se monte à 12,3 Mtep dans l'année 2005, ce qui donne une consommation d'énergie primaire environ 0,4 tep par habitant et par an [L 10].

Depuis l'année 2000 les parts respectives des différentes matières premières dans la consommation d'énergie primaire n'ont pas beaucoup varié. En 2005 le part du gaz naturel dans la consommation d'énergie primaire augmente significativement.

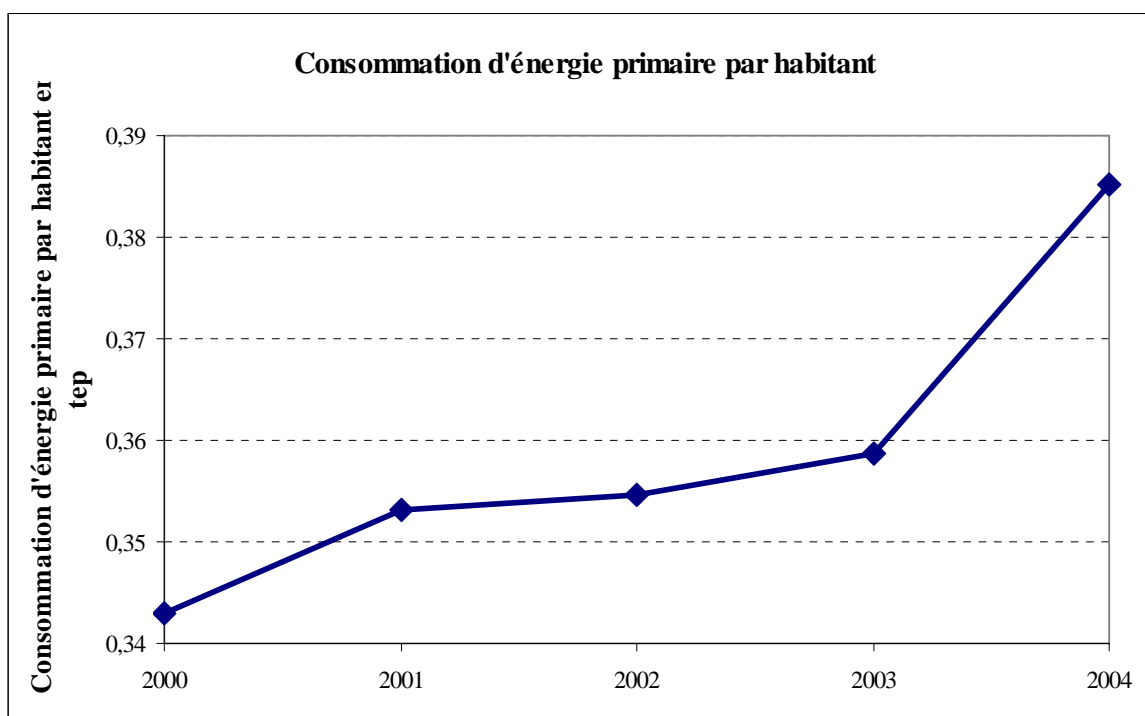


Figure 1-6 Consommation d'énergie primaire par habitant [Auteurs basé sur L 6]

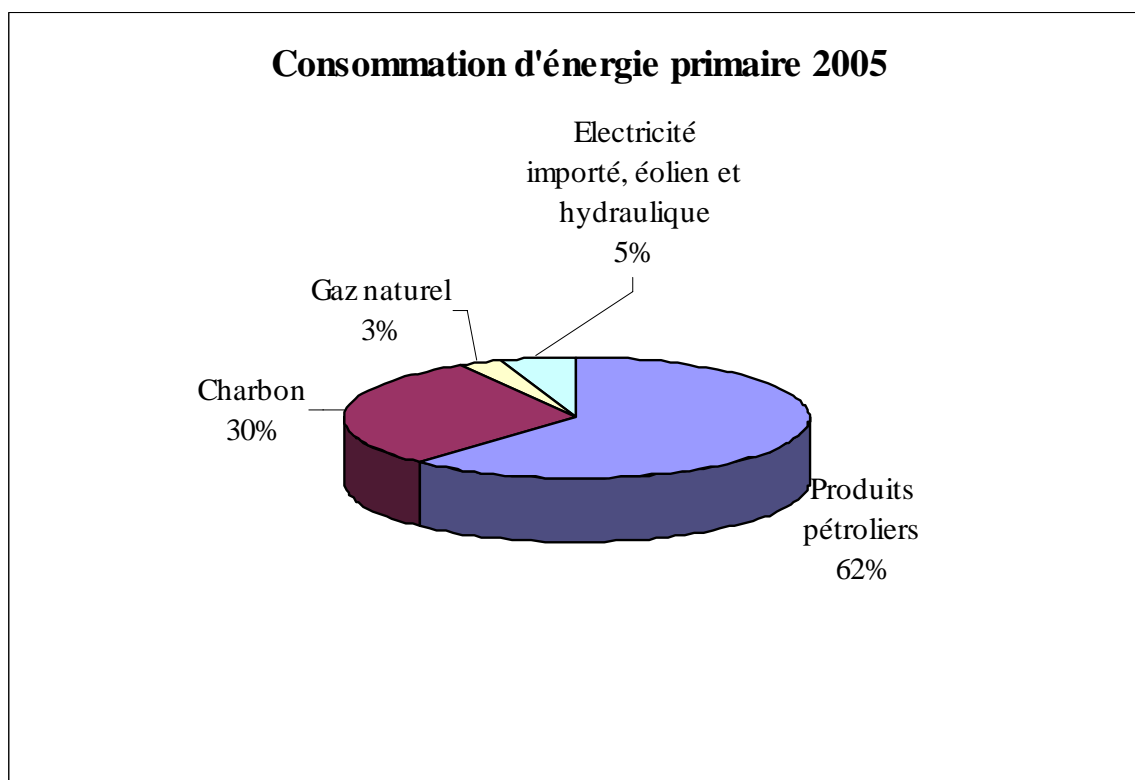


Figure 1-7 Consommation d'énergie primaire en 2005 [Auteurs basé sur L 10]

La consommation d'énergie primaire a augmenté année après année. La plupart est couverte par des énergies fossiles, surtout par le pétrole. 95 % de la consommation primaire est importée.

On compte pour le scénario business as usual avec une croissance future de 3,5 % /an, ce qui correspond à la croissance des dernières années. Pour le scénario efficacité, on a émis l'hypothèse que la consommation d'énergie primaire dépend du produit intérieur brut et qu'on peut atteindre un triplement du taux de croissance de l'énergie primaire par PIB par des mesures d'économie d'énergie jusqu'en 2012 : les mesures d'économie d'énergie permettent ainsi une réduction de 6,0 % de la consommation d'énergie primaire jusqu'en 2012 et de 17,5 % jusqu'en 2020 par rapport au scénario business as usual.

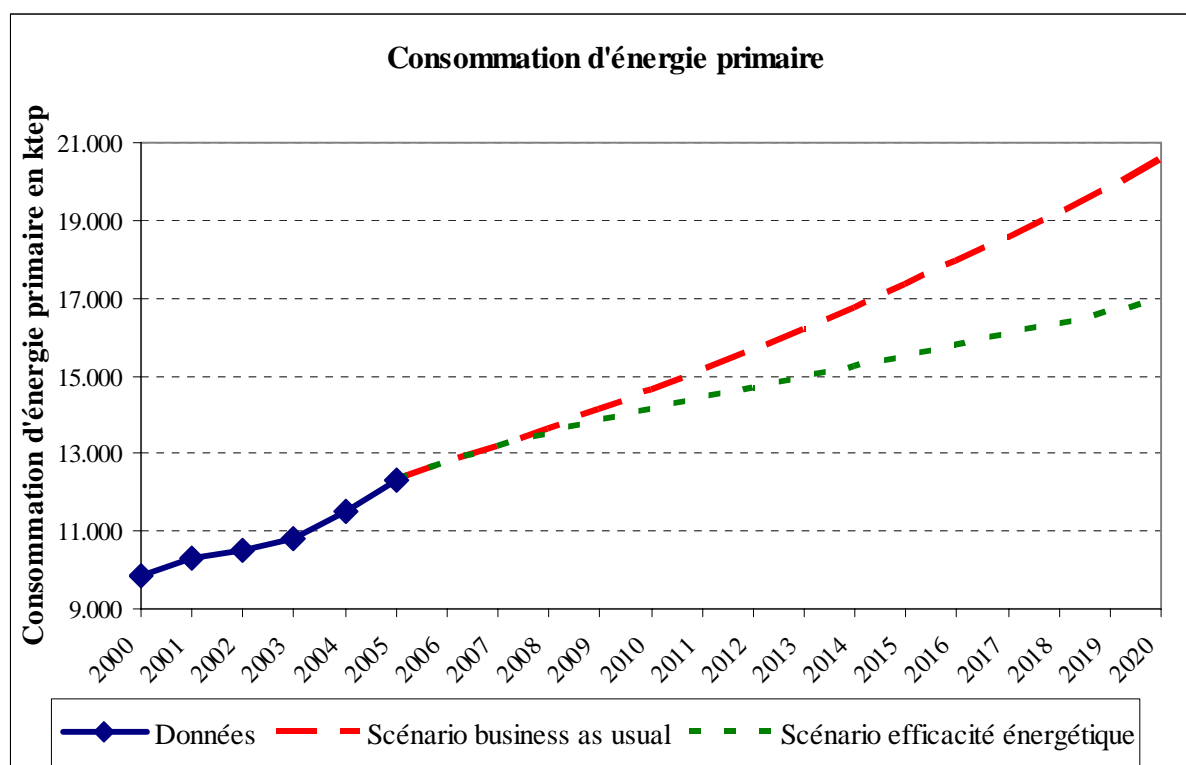


Figure 1-8 Consommation d'énergie primaire [Auteurs]

Si la croissance future du PIB dépasse les 4,3 %/an enregistrés dans les années 2000 à 2005, il est probable que la consommation d'énergie primaire augmentera à l'avenir davantage que dans les pronostics ci-dessus.

Section 3 Consommation finale

Tableau 1-2 Consommation finale [L 4]

Consommation finale		1990	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total	Mtep	5,3	8,1	8,1	8,5	8,7	9,0	9,1
Par énergie								
Pétrole	%	73	76	74	74	74	73	74
Gaz	%	1	0	0	0	0	0	0
Charbon, lignite	%	7	6	6	7	7	7	5
Electricité	%	13	12	14	14	14	15	15
Chaleur	%	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse ²	%	6	5	5	5	5	5	5
Par secteur								
Industrie	%	36	33	33	34	34	32	32
Transport	%	26	24	24	23	22	22	22
Résidentiel tertiaire	%	34	39	39	39	38	41	41
Usages non énergétiques	%	4	3	3	4	5	5	5

La part prise par l'électricité dans la consommation finale a augmenté lentement ces dernières années.

On peut observer l'augmentation de la quotité du secteur résidentiel et tertiaire (entre 34 % en 1990 et 42 % en 2004) ainsi qu'une légère réduction des quotités du secteur industriel et du secteur des transports (respectivement de 36 à 32 % et de 26 à 22 % entre 1990 et 2004).

² N'inclue pas le ramassage informel de bois-énergie (jusqu'à 30 % du bilan énergétique national global).

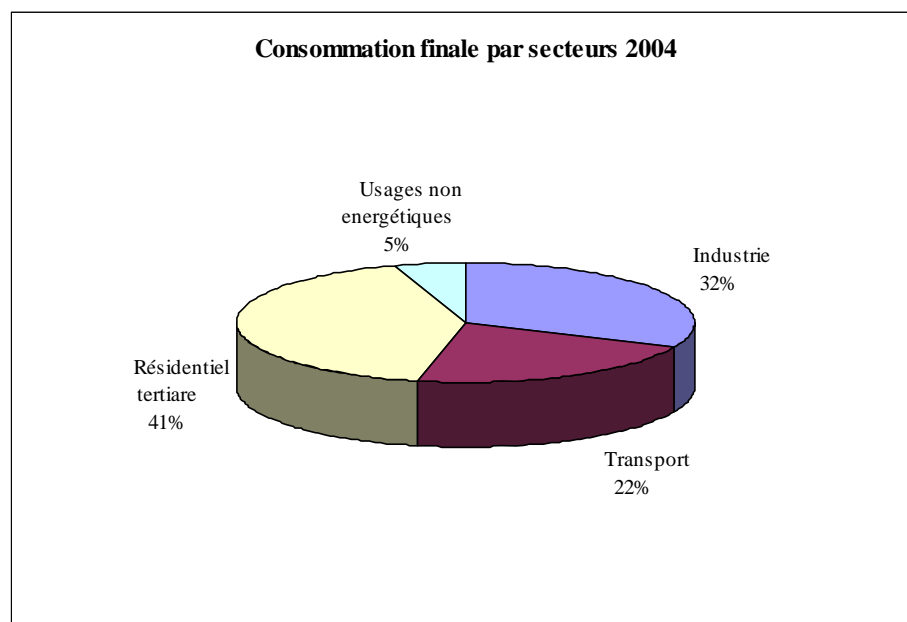


Figure 1-9 Consommation finale par secteurs en 2004 [Auteurs basé sur L 4]

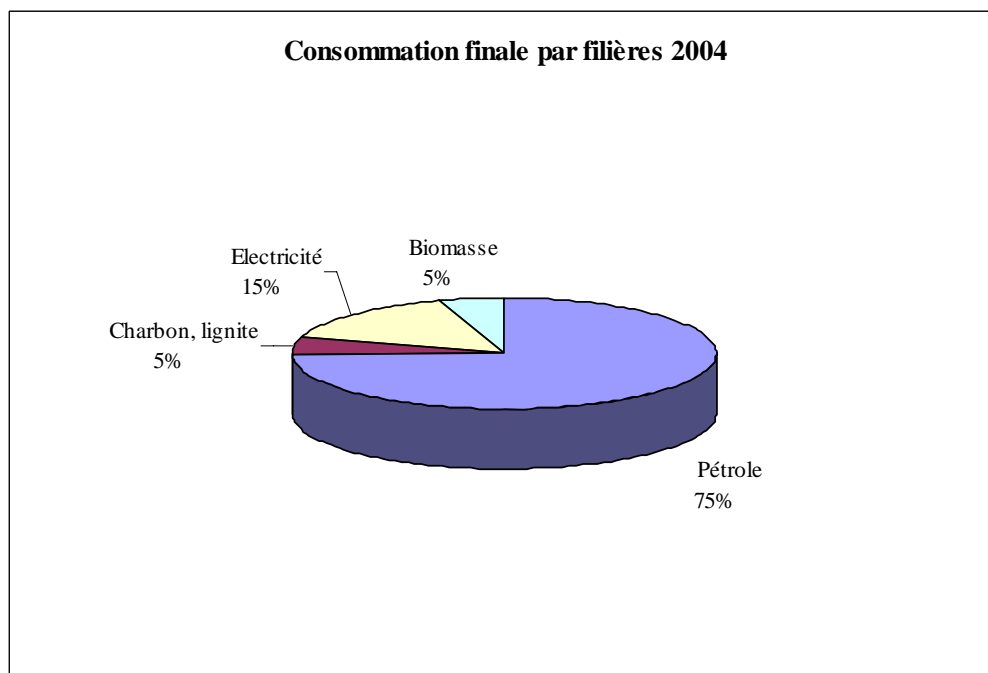


Figure 1-10 Consommation finale par filières en 2004 [Auteurs basé sur L 4]³

La demande finale se porte surtout sur le pétrole. L'augmentation de la demande finale d'électricité constatée durant la dernière décennie se poursuit.

³ Les chiffres pour la Biomasse ne contient pas le ramassage informel, voir supra note 2.

Section 4 La production d'énergie

Tableau 1-3 Production d'énergie [L 6, L 10]

Production d'énergie		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Energie électrique appelée nette	GWh	13.957	14.804	15.539	16.779	17.945	19.518
Charbon	milliers de tonnes	30,8	1,9	0,3	0,2		
Pétrole brut	milliers de tonnes	13,0	10,1	12,8	10,4	10,9	7,2
Gaz naturel	millions m ³	49,9	50,0	48,7	46,2	55,9	..
Pétrole raffiné	milliers de tonnes		7.012,3	6.339,5	4.420,1	6.210,8	7.024,1

Ressources

95 % des besoins en énergie primaire sont importés. Après la fermeture de la dernière mine de charbon, l'hydraulique constitue aujourd'hui la seule ressource énergétique. Les réserves hydrauliques sont surtout utilisées pour l'irrigation. On estime les réserves de pétrole brut à environ 2 Mbl et celles de gaz à environ 1 Gm³.

Pétrole

Les réserves de pétrole brut sont faibles ; la plupart du pétrole est donc importé surtout sous forme de pétrole brut, mais aussi sous forme de gazole et de GPL. Les excédents de naphte sont réexportés.

La capacité de raffinage est de 7.750.000 t/an, répartie sur deux raffineries : Mohammedia (SAMIR), 6.250.000 t/an et Sidi Kacem, 1.500.000 t/an. Un projet de modernisation de la raffinerie de Mohammedia est en cours de réalisation.

Gaz

Le Maroc profite du gazoduc Algérie-Espagne mis en service à la fin 1996. Le Maroc perçoit une redevance en nature alimentant la centrale de Tahaddart au nord du pays (0,6 Gm³/an). Il est envisagé actuellement de réaliser un terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) en vue d'augmenter le volume en gaz naturel pour agrandir

par exemple la centrale électrique de Tahadart et pour alimenter en gaz les grands centres urbains et industriels du Maroc.

Charbon

Bien que les réserves de charbon soient les plus riches ressources du Maroc, la production s'est arrêtée en 2001. Jusqu'au milieu des années 90, elle était d'environ 0,6 Mt. Cependant, le taux de couverture des besoins énergétiques du pays par le charbon augmente ; il atteint 16 % en 1990 et 30 % en 2004. Depuis la fermeture de

mine de Jerrada, la totalité du charbon est importée et est utilisée pour la production d'électricité et dans les cimenteries [L 4].

Chapitre 4 L'électricité

Section 1 Le Programme de l'Electrification Rurale Global

Depuis 1995 le gouvernement marocain a lancé le Programme de l'Electrification Rurale Global (PERG) qui a pour objectif de généraliser l'accès à l'électricité dans les régions rurales. Le projet est financé par les collectivités locales, les foyers bénéficiaires et l'ONE.

Fin 2007, plus de 35.000 villages et plus de 12 millions de citoyens habitant en milieu rural devraient avoir accès à l'électricité. L'objectif sera réalisé à hauteur de 91% en recourant à l'électrification par raccordement au réseau et à hauteur de 7% à travers l'électrification décentralisée, principalement au moyen de kits photovoltaïques.

Dans les figures suivantes on peut voir, pour chaque année, combien de villages ou bien de foyers ont obtenu un accès à l'électricité par accès au réseau ou par des kits photovoltaïques.

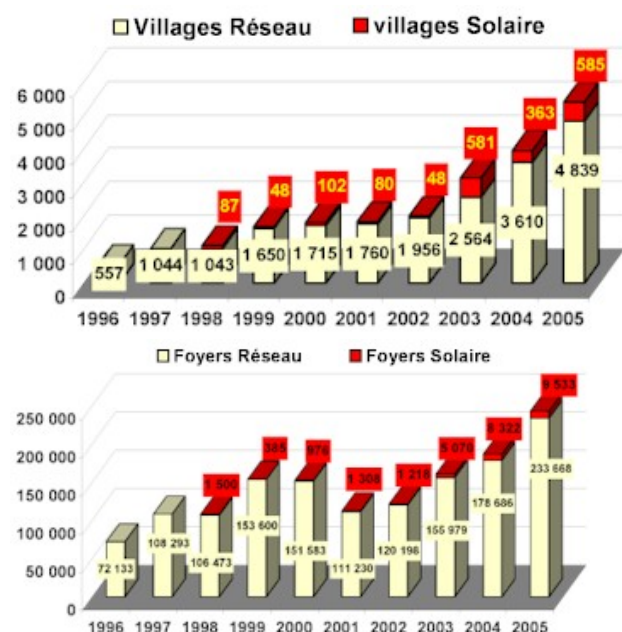


Figure 1-11 Villages et foyers électrifiés dans les dernières années [L 17]

Au début du programme en 1995 seulement 18 % du Maroc était électrifié. A fin 2006 86 % des régions rurales sont électrifiées [L 5].

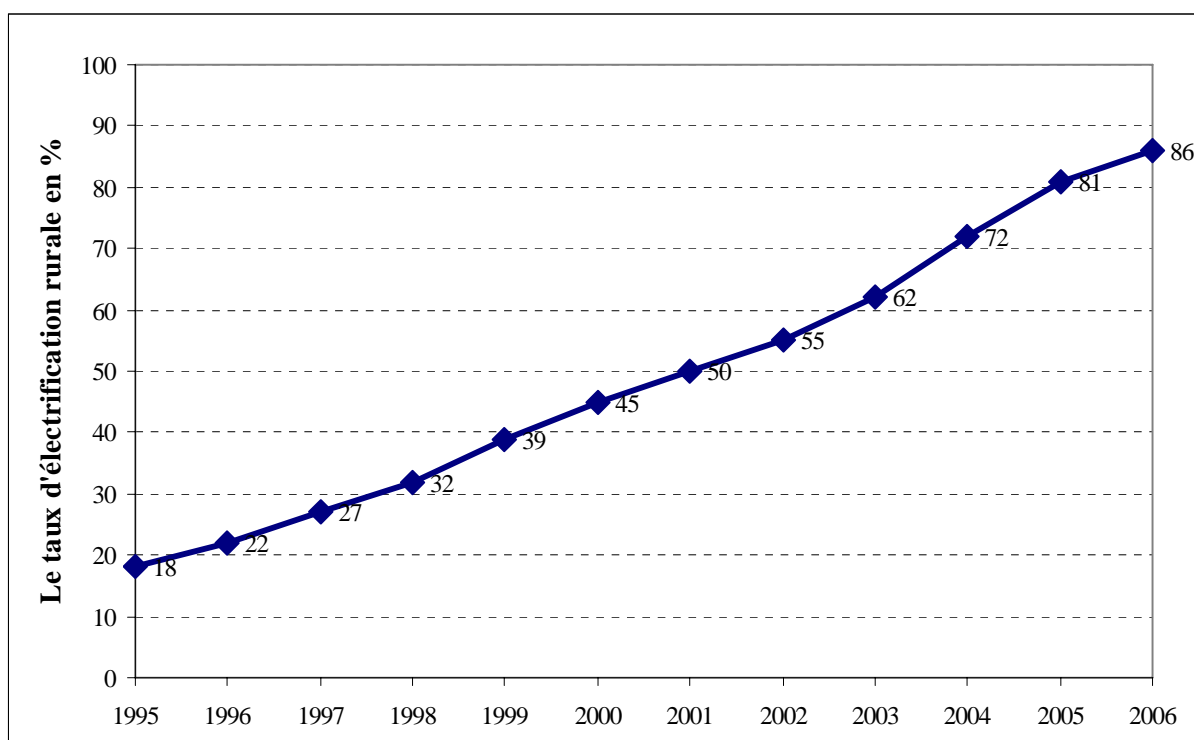


Figure 1-12 Le taux d'électrification rurale [Auteurs basé sur L 17]

Aujourd'hui seuls 14 % du pays ne sont pas encore électrifiés. L'augmentation de la demande d'électricité imputable à de nouveaux accès devrait continuer encore quelques années. Par la suite la demande d'électricité augmentera surtout en raison d'une intensification de la demande des foyers connectés au réseau.

Section 2 La consommation d'électricité

Tableau 1-4 Consommation d'électricité

Consommation d'électricité		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total [L 6, L 10]	GWh	13.957	14.804	15.539	16.779	17.945	19.518	21.104
Croissance	%		6,1%	5,0%	8,0%	7,0%	8,8%	8,1%
Par secteur								
Industrie [L 4]	%	47	48	48	41	42		
Résidentiel [L 4]	%	32	32	32	37	36		
Tertiaire [L 4]	%	13	13	13	15	15		

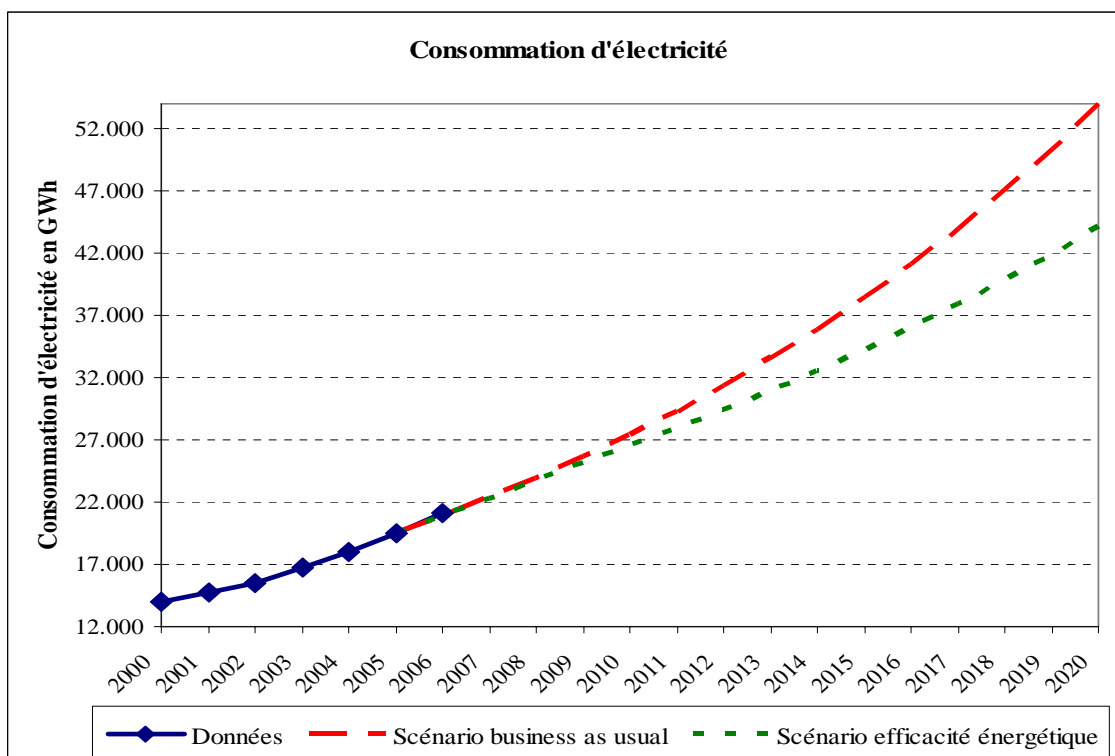


Figure 1-13 Consommation d'électricité [Auteurs basé sur L 4]

Pour la prospective de la consommation d'électricité on a tablé sur une croissance de 6,9 % /an ce qui correspond à la croissance des dernières années. Pour le scénario efficacité, nous avons émis l'hypothèse que la consommation d'électricité dépend du produit intérieur brut et qu'on peut atteindre un triplement du taux de croissance de l'électricité par PIB par des mesures d'économie d'énergie jusqu'en 2012 : les mesures d'économie d'énergie permettent ainsi une réduction de 6,3 % de la consommation d'électricité jusqu'en 2012 et de 18,3 % jusqu'en 2020 en comparaison avec le scénario business as usual.

Si la croissance du PIB dépasse les 4,3 %/an enregistrés dans les années 2000 à 2005, il est possible que la croissance du niveau de vie entraîne à l'avenir une augmentation de la consommation d'électricité plus grande que celle envisagée dans les pronostics ci-dessus. De 2004 à 2005, la croissance de la consommation d'électricité atteignait déjà 8,8 % et de 2005 à 2006, 8,1 % quoique la croissance du PIB ait été très faible de 2004 à 2005 (1,7 %).

Tableau 1-5 Ventes d'énergie électrique selon les branches d'activité économique [L 6, L 10]

Ventes d'énergie électrique selon les branches d'activité économique		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ventes aux clients directes de l'ONE	GWh	6.266	6.544	6.857	7.567	8.304	9.154
Haute et moyenne tension	GWh	4.249	4.340	4.501	4.907	5.366	5.826
Tertiaire	GWh	392	410	436	473	508	565
Industrie	GWh	2.966	3.062	3.213	3.490	3.799	4.032
Agriculture	GWh		23				
Administratif	GWh	711	695	676	775	888	1.049
Autres	GWh	171	167	166	168	172	180
Basse tension	GWh		7	10	13		
Ventes aux distributeurs	GWh	2.017	2.204	2.356	2.661	2.938	3.328
Ventes totales	GWh	6.572	6.908	7.228	7.647	7.984	8.475

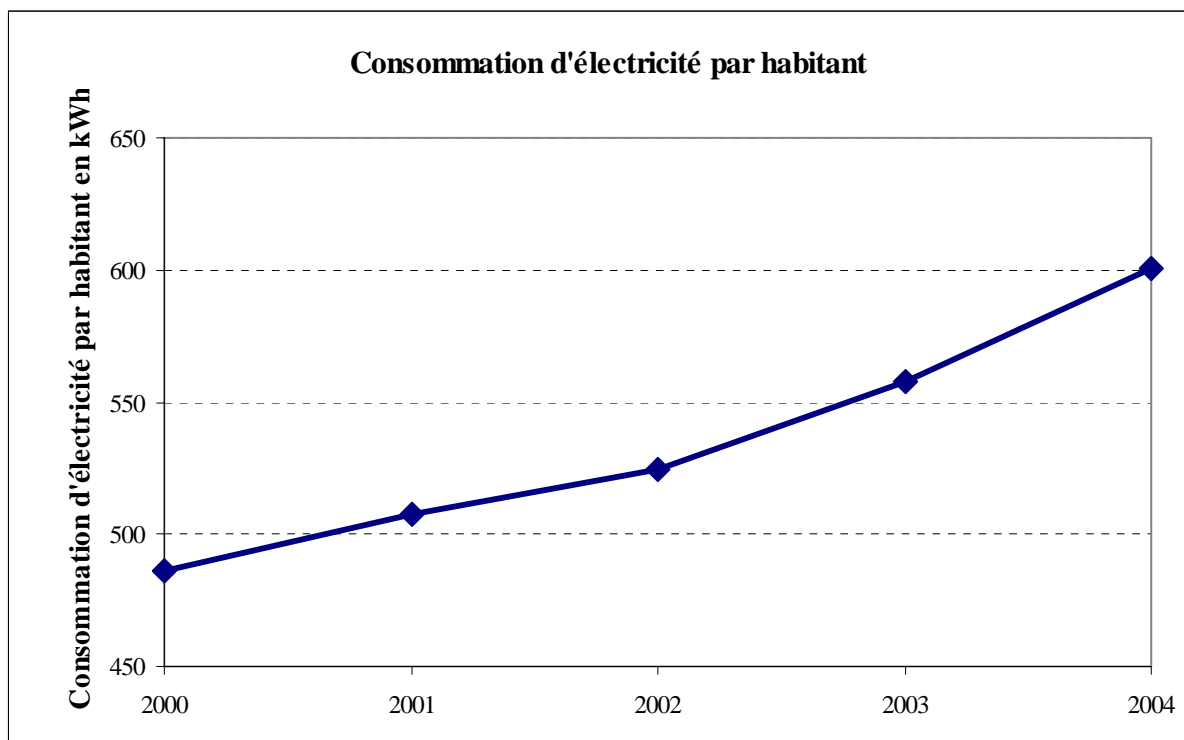


Figure 1-14 Consommation par habitant [Auteurs basé sur L 6]

Section 3 Capacités électriques

Tableau 1-6 Puissance installée à fin 2005 [L 13]

Centrales	Puissance en MW
Hydrauliques	1.265
STEP	464
Eoliennes	54
Centrales thermiques	2.889
Charbon	1.785
Fioul	600
Gaz naturel	384
Thermique Diesel	69
Centrales turbines à gaz	615
Total thermique	3.573
TOTAL	5.354

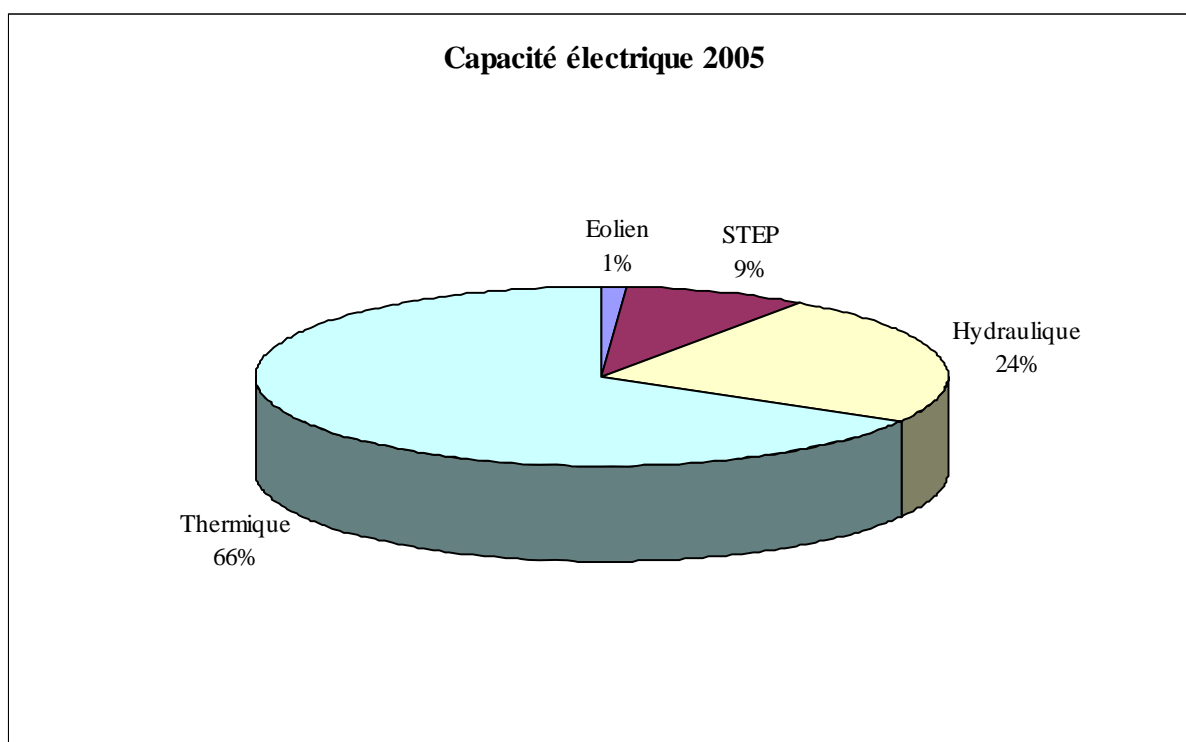


Figure 1-15 Capacité électrique en 2005 [Auteurs basé sur L 13]

Tableau 1-7 Nouvelles capacités et capacités programmées [L 17, L 2]

Site		Puissance en MW	Opérateur	Mise en service
Espagne	Interconnexions	+700		2006
Essaouira	Parc éolien	60	ONE	2007
Tanger	Parc éolien	140	ONE	(2007)
Ain Beni Mthar	Thermo-solaire - gaz	472 (25 en solaire)	ONE	2008
Tanafnit El Borj	Hydraulique	44	ONE	2008
Mohammedia	Thermique – fioul	+500	ONE	2009-2011
(Cap Ghir	Thermique - charbon	1.320	ONE	2011)
Tillouguit	Hydraulique		ONE	
Taza	Parc éolien	100	ONE	

Section 4 La production d'électricité

Tableau 1-8 Production d'électricité [L 6, L 10]

Production d'électricité		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Energie électrique appelée nette	GWh	13.957	14.804	15.539	16.779	17.945	19.518
Hydraulique	GWh	711	862	842	1.441	1.600	1.412
Thermique	GWh	10.817	12.141	13.068	13.696	14.584	17.540
Tiers nationaux	GWh		75	84	45	76	86
Parc éolien	GWh	64	206	194	203	199	206

Tableau 1-9 Achats d'électricité [L 6, L 10]

Achats d'électricité		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Solde des échanges	GWh	2.363	1.564	1.392	1.438	1.535	814

Le charbon domine largement la production d'électricité (72 % de la production thermique en 2004) ; du fait de la sécheresse, la contribution de l'hydraulique a chuté à 6-9 % depuis 1999, contre 13 % en moyenne auparavant. [L 4]

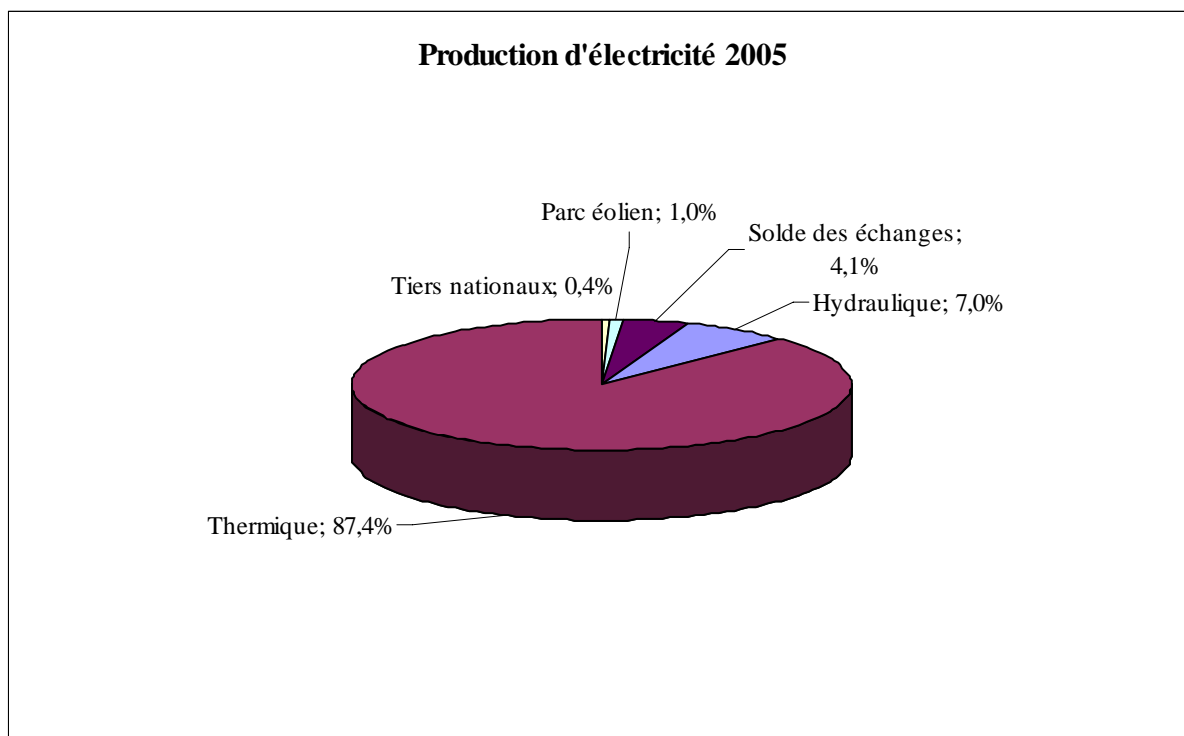


Figure 1-16 Production d'électricité par filières en 2005 [Auteurs basé sur L 10]

Chapitre 5 L'efficacité énergétique

Tableau 1-10 Efficacité énergétique [Auteurs et L 4]

Efficacité Energetique	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Consommation d'énergie primaire/PIB (prix constants 1980) tep/1000Dh	73,0	71,9	71,0	69,1	70,7	74,4
Consommation d'électricité/PIB (prix constants 1980) Wh/Dh	103,5	103,2	105,0	107,5	110,3	117,9
Taux de pertes de transport distribution %	11,7	5,7	6,4	6,5	6,3	6,3
Rendement des centrales thermiques %	35,8	35,8	35,9	36,0	36,0	36,0

La consommation d'énergie primaire par PIB a baissé de 2000 à 2004 puis a fortement augmenté en 2005. La consommation d'électricité par PIB est en progression constante depuis 2000. Les taux de pertes de transport et de distribution ont diminué et les rendements des centrales thermiques ont augmenté depuis 1990.

Chapitre 6 Production future issue de sources renouvelables

Tableau 1-11 Production future issue de sources renouvelables en 2012 (en tenant compte des objectifs du Gouvernement)

	Consommation totale	Consommation renouvelable
Energie primaire scénario business as usual ktep	15.630	1.560
Energie primaire scénario efficacité ktep	14.500	1.470
Electricité scénario business as usual GWh	31.370	6.270
Electricité scénario efficacité GWh	29.390	5.880

Pour atteindre l'objectif d'amener la contribution des énergies renouvelables à 20% du bilan électrique et à 10 % du bilan énergétique national à l'horizon 2012, il faut produire de 5.880 à 6.270 GWh d'électricité par des énergies renouvelables en 2012 et remplacer de 1.470 à 1.560 ktep de la demande d'énergie primaire par des renouvelables. La quantité exacte dépend de l'augmentation de la consommation et des mesures d'économie énergétique.

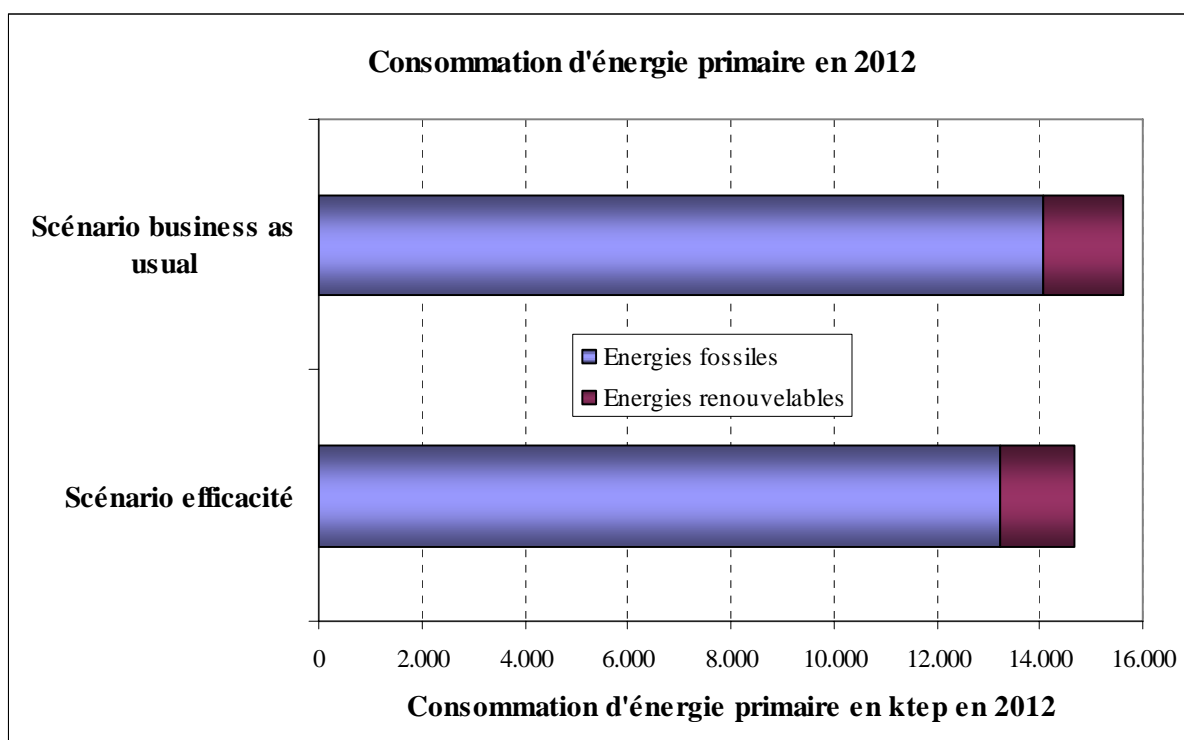


Figure 1-17 Consommation d'énergie primaire en 2012 – partition en énergies fossiles et renouvelables

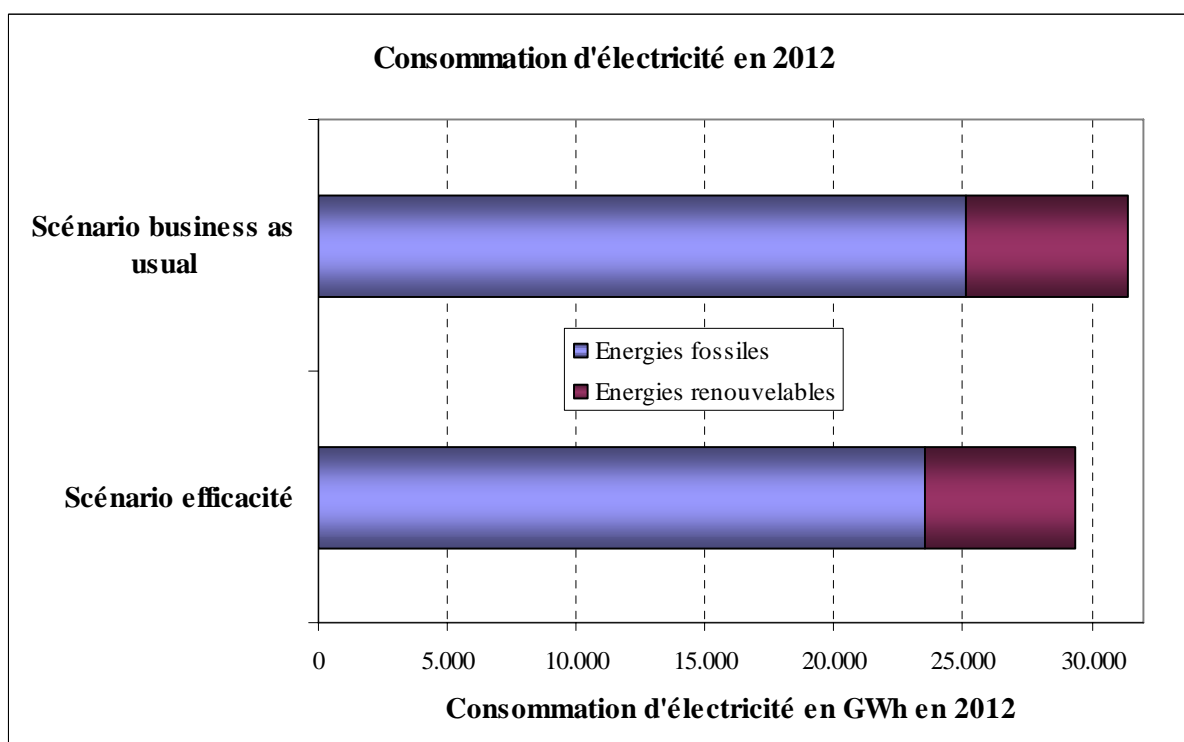


Figure 1-18 Consommation d'électricité en 2012 – partition en énergies fossiles et renouvelables

Chapitre 7 Synthèse des études existantes

Les études existantes prises en considération sont :

- Evaluation des Impacts des Réformes Retenues dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie: Méthodes et Résultats (Rapport préliminaire), Royaume du Maroc, Banque Mondiale, 2006 [L 15]
- Maroc – Rapport sur l'Energie 2006, Enerdata [L 4]
- Réunion interministérielle, ONE, Rabat, 07.09.2005 [L 14]

Dans le document « Evaluation des Impacts des Réformes dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie » de la Banque Mondiale il y a un pronostic de la production de l'électricité et de la consommation de l'énergie. Les taux de croissance de la demande sont définis pour deux phases : les années 2006 à 2012 et les années 2011 à 2015. Pour la consommation d'énergie primaire la croissance est évaluée à 4,5 % /an dans la première phase et à 3,5 % /an dans la deuxième phase. Pour la production d'électricité, la croissance atteint 7,5 % /an dans la première phase puis 7,0 % /an dans la deuxième phase.

Les taux des différentes matières premières et les capacités programmées au moment de l'élaboration de l'étude sont pris en considération de façon très détaillée. Aujourd'hui, les capacités programmées ont changé et surtout la croissance de l'utilisation du gaz n'est plus réaliste.

Dans le « Rapport sur l'Energie 2006 » de Enerdata sont fournis quelques chiffres prévisionnels qui prennent comme point de départ une progression des besoins énergétiques totaux de 3,2 % /an et atteignent en 2015 une consommation d'énergie primaire de 17 Mtep.

Pour la demande d'électricité, le Ministère de l'Energie a tablé sur une croissance d'environ 6 % /an ; la demande atteindrait alors 35 TWh en 2015.

On constate que les données, les taux de croissance et les résultats retenus dans les différentes études diffèrent peu. Les résultats obtenus dans cette étude de la GTZ sont très proches de ceux obtenus dans les autres études.

Tableau 1-12 Comparaison des études existantes

	GTZ	Banque Mondiale	Enerdata	ONE
Croissance du PIB	4,3 %			Scénario fort 6 % Scénario moyen 4 % Scénario faible 3 %
Consommation d'énergie primaire en 2005	12,32 Mtep	12,12 Mtep		
Consommation d'énergie primaire en 2004	11,51 Mtep		11,9 Mtep	11,443 Mtep
Croissance future de la demande d'énergie primaire	3,5 % (2006-2020)	4,5 % (2006-2010) 3,5 % (2011-2015)	3,2 % (2006-2015)	
Consommation d'énergie primaire en 2010	14,6 Mtep	15,4 Mtep		
Consommation d'énergie primaire en 2015	17,3 Mtep	19,2 Mtep	17 Mtep	
Economies par EE et ER 2012	2,4 Mtep	1,7 Mtep		
Objectif ER 2012	10% (1,4 – 1,5 Mtep)	1 Mtep		
Consommation d'électricité en 2005	19.518 GWh	20.900 GWh		19.500 GWh
Croissance future de la demande d'électricité	6,9 % (2006-2020)	7,5 % (2006-2010) 7 % (2011-2015)	6 % (2006-2015)	
Consommation d'électricité en 2012	27.300 GWh	28.000 GWh		
Consommation d'électricité en 2015	38.000 GWh	39.000 GWh	35.000 GWh	Scénario moyen 37.000 GWh Scénario faible 32.000 GWh

La demande d'énergie du Maroc, surtout la demande d'électricité, a augmenté de façon notable dans les dernières années, en raison de la prospérité croissante, ainsi que de la croissance de la population, dont on peut toutefois observer un ralentissement.

En moyenne on peut observer une croissance de la demande d'énergie primaire de 3,5 %/an. Les ressources nationales permettent de couvrir seulement 5 % de la demande d'énergie.

La croissance de la consommation d'électricité est avec 6,9 % /an évidemment plus élevée que la croissance de la demande d'énergie. La croissance de la demande d'énergie s'explique par la poursuite de l'électrification du pays et par le développement économique. L'électrification du pays, qui a déjà atteint 86 %, ne jouera plus grand rôle pour la croissance de la demande dans quelques années. Toutefois, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie continuera à augmenter.

La croissance de la demande d'énergie et d'électricité peut être ralentie par des mesures d'efficacité énergétique, dont le potentiel a été évalué approximativement au triplement du taux de la croissance d'énergie primaire par Produit Intérieur Brut ainsi que du taux de la croissance d'électricité par PIB jusqu'en 2012, ce qui donne une économie de 6,0 % de l'énergie primaire et de 6,3 % de l'électricité jusqu'en 2012 en comparaison avec l'extrapolation des données de 2000 à 2005 (scénario business as usual).

Pour atteindre l'objectif d'amener la contribution des énergies renouvelables à 20 % du bilan électrique et à 10 % du bilan énergétique national à l'horizon 2012, il faudra produire de 5.880 à 6.270 GWh d'électricité par des énergie renouvelables et remplacer environ 1.470 à 1.560 ktep de la demande d'énergie primaire en 2012 par des renouvelables.



gtz

Partie 2

Analyse des potentiels

Dr. Wolfgang Eichhammer (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Arne Klein, (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Clemens Cremer, (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Sarina Keller, Wuppertal Institut

Partie 2

Analyse des Potentiels pour les Energies Renouvelables au Maroc

Le Maroc s'est doté des objectifs ambitieux pour les énergies renouvelables: jusqu'en 2012 10% de l'énergie primaire et 20% de l'électricité produite devraient provenir des énergies renouvelables qui peuvent aider le pays d'améliorer sa sécurité d'approvisionnement (le Maroc ne dispose pratiquement pas d'énergies fossiles domestiques) et en même temps de contribuer à créer une industrie domestique qui supporte le développement du pays. Dans ce contexte il est important de faire un inventaire systématique des potentiels des énergies renouvelables dans un dialogue avec d'autres acteurs dans le domaine pour obtenir le maximum d'informations fiables. À ce dialogue sert ce chapitre. En même temps il prépare la base pour les évaluations des instruments de promotion pour les renouvelables à l'aide du modèle Green-X (Chapitre 4).

Il présente des informations obtenues par des recherches bibliographiques et des entretiens avec des acteurs dans le domaine sur les potentiels des énergies suivantes:

- Énergie éolienne
- Énergie solaire (PV),
- Solaire thermique pour la production d'électricité (CSP)
- Énergie (mini)hydro-électrique⁴
- Géothermie (peu d'importance)
- Énergie solaire thermique (basse température)
- Sources énergétiques biogènes gazeuse (énergie primaire)
 - Biogaz
 - Purin
 - Prés, herbes coupés et déchets de paysagiste
 - Déchets d'abattoir
 - Plantes à utilisation énergétique (Maïs, Blé, Herbes à utilisation énergétique)
 - Gaz en provenance des boues d'épuration
 - Gaz des décharges
- Sources énergétiques biogènes solides (énergie primaire).
 - (Bois pour utilisation énergétique)

⁴ Le potentiel de l'hydroélectricité dû à la réhabilitation des grandes centrales hydroélectriques et le potentiel, plutôt limité d'une extension encore possible de l'hydroélectricité avec des nouvelles centrales n'a pas encore été considéré dans ce rapport manque de données fiables sur la performance des centrales existantes ainsi que les plans d'extensions. Néanmoins, même en assumant pour la réhabilitation des centrales existantes une amélioration de 15% dans la production d'électricité, l'impact total sur l'analyse donnée dans le chapitre 4 sera faible dû au nombre faible d'heures pleines que les centrales hydro-électriques semblent avoir au Maroc pour le plupart. Dû à ceci, l'amélioration n'est pas économique.

- Plantes à utilisation énergétique (à durée de vie d'un an ou de plusieurs années: Forêts à croissance rapide, Céréales, Herbes à utilisation énergétique)
- Fraction biogène des déchets municipaux
- Déchets agricoles
- Sources énergétiques biogènes liquides ou biocarburants (énergie primaire).
 - Biodiesel
 - Bioéthanol

Les potentiels investigués seront de nature différente afin de mieux apprécier les contributions à court et à plus long terme des énergies renouvelables à l'approvisionnement du pays en énergie. Il s'agit du:

- Potentiel théorique (offre physique de l'énergie)
- Potentiel technique (potentiel utilisable par les développements technologiques actuels; ceci permet d'apprécier les options à plus long terme)
- Potentiel réalisable dans un certain laps de temps
 - taux d'expansion réalisable jusqu'à 2010 (cet horizon est essentiellement déjà déterminé par les activités du présent)
 - taux d'expansion réalisable jusqu'à 2012 (pour comparaison avec les objectives dans le domaine des énergies renouvelables)
 - taux d'expansion réalisable jusqu'à 2020 (pour obtenir une vision de ce que pourront des objectives pour les renouvelables au-delà de 2012 (qui est déjà demain...))

Dans ce chapitre il ne sera pas encore question de l'économie des énergies renouvelables. Cette analyse se fera dans une deuxième partie de l'étude qui fera l'investigation du développement des renouvelables et des instruments de promotion des renouvelables à l'aide du modèle Green-X qui a été utilisé dans le cadre Européen.

Chapitre 1 Contexte géographique

Le Maroc est situé entre le 21^{ième} et le 36^{ième} parallèle Nord et entre 1^{ier} et 17^{ième} degré longitude Ouest dans le Nord-Ouest de l'Afrique et couvre une surface de 710850 km² ⁵ environ. Les conditions climatiques sont caractérisées par un climat désertique dans le Sud, en particulier dans le Sahara Occidental, un climat montagneux dans les hauteurs de l'Atlas et un climat modéré méditerranéen dans le Nord. Les précipitations moyennes sont de 2000 mm par an jusqu'à moins de 100 mm de pluie par an sur plus de 40% de la surface du pays (CDER 2004).

⁵ Ouest Sahara inclus.

Comme représenté dans la Figure 2-1 la quantité totale de pluie évacuée s'est considérablement réduite pendant les soixante dernières années.

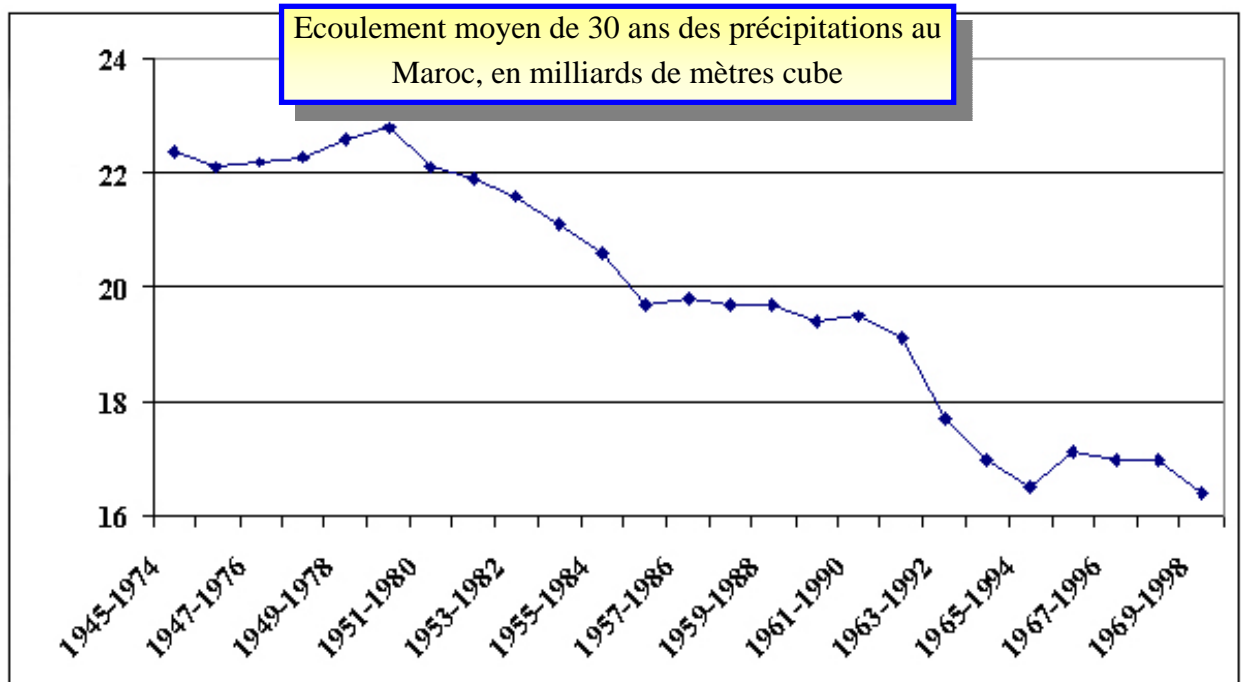


Figure 2-1 Ecoulement moyen des précipitations au Maroc (modifié de Bennouna 2004)

La côte atlantique s'étend sur à peu près 3000 km et la côte méditerranéenne sur 400 km (Figure 2-2). Le Maroc bénéficie d'une grande intensité du rayonnement solaire qui, en moyenne, est de 2000 kWh/m²*an (CDER 2004).



Figure 2-2 Le Maroc avec le Sahara Occidental (FAO 2007)

Environ 60% d'une population d'un peu plus de 30 millions d'habitants vivait en 2003 en milieu urbain (UNSTAT 2007). La tendance est à une urbanisation croissante due à une légère migration des milieux ruraux et, en même temps, à une croissance de la population urbaine, de 2,7% par an en moyenne. Dans le chapitre traitant de la projection de la demande énergétique le développement de la population est décrit avec plus de détails.

Chapitre 2 Statut quo des énergies renouvelables au Maroc

Les centrales hydro-électriques ont une longue tradition, en particulier dans les régions montagneuses. Pendant les deux dernières décennies le Maroc pouvait faire ses premières expériences avec les énergies renouvelables comme l'énergie éolienne et solaire. Des installations hybrides composées de panneaux photovoltaïques, de petites éoliennes et de générateurs basés sur des énergies fossiles pour le pompage ou pour la désalinisation de l'eau représentent des applications mineures dans des classes de basses puissances qui ne seront pas considérées dans ce qui suit.⁶

19,5 TWh d'électricité ont été générées avec une capacité installée de 5528 MW au Maroc fin 2005. Le producteur national marocain (ONE) spécifie une part de 10% de l'énergie hydro-électrique dans la production d'électricité avec une capacité installée de 1729 MW (ONE 2005). Selon une étude de la Deutsche Gesellschaft für Technische

⁶ Au Maroc il y a à peu près 300 éoliennes indépendantes du réseau électrique (TERNA 2004). Avec une taille moyenne de 15 kW ceci représente 4,5 MW installés indépendant du réseau électrique.

Zusammenarbeit (GTZ) le part de l'énergie hydro-électrique était en 2002 aux alentours de 5% (TERNA 2004). Le Centre pour le Développement des Energie Renouvelables (CDER) mentionne par contre également presque 10% (CDER 2003).

Les chiffres contradictoires concernant le part de l'hydro-électrique dans la production de l'électricité trouvent leur origine dans la grande variabilité des précipitations: 30% de la capacité installée sont des centrales hydro-électriques, mais leur part annuel de la production d'électricité varie entre 5% et 20% (TERNA 2004), ou même jusqu'à 25% (CDER 2003). La tendance est néanmoins vers une fraction plus faible de l'énergie hydro-électrique dans la production d'électricité. Cela s'explique d'un part par la croissance de la demande d'électricité de 6% par an, qui a été compensée jusqu'à maintenant en grande partie par des importations, et d'autre part par une diminution générale des précipitations dans les dernières décennies (voir Figure 2-1).

Environ 1% de l'électricité produite provient de l'énergie éolienne⁷. La capacité installée de l'énergie éolienne est actuellement de 54 MW⁸. Ceci se distribue sur deux parcs éoliens dans la province de Tétouan au Nord de Tanger qui ont été construits en 2000 (50,4 MW) et 2001 (3,5 MW)⁹. Pour le premier parc 84 éoliennes ont été érigées avec 600 kW de puissance chacune. Toutes les éoliennes arrivent en moyenne à 3700 heures de production annuelle¹⁰. De plus, deux parcs d'éoliennes avec 60 MW (situé sur la côte atlantique à Essaouira, en train d'être terminé) et 140 MW (de nouveau dans la région de Tanger, en stade de planification, terminé en 2009) s'y rajouteront¹¹. Un parc supplémentaire près de Tarfaya avec 200-300 MW est depuis début 2007 en appel d'offre¹² et devrait être raccordé au réseau en 2010. De plus une installation à Taza de 100 MW est en discussion. D'autres parcs sont envisagés à Dakhla et à Layoune, mais leur réalisation dépend d'un renforcement du réseau électrique dans cette région. A ceci se rajoutent quelques dizaines de MW en planification pour les auto-producteurs.

⁷ En moyenne 200 GWh/a sont produites (CDER 2006). Des publications antérieures (CDER 2003) parlent de 330 GWh/a.

⁸ 10,2 MW supplémentaires ont été installés par le cimentier Lafarge Maroc à Tétouan (12 installations avec 850 kW chacune) et ont démarré leur fonctionnement en Juin 2005. Ces installations couvrent pour la plupart les besoins propres de l'entreprise en électricité (CDER 2006), qui en 2006 a été couvert à hauteur de 40%. Environ 2,6 GWh, correspondant à peu près à 10% de l'électricité produite, sont vendues à l'ONE. Ce projet a été financé en partie par le Mécanisme pour un Développement Propre (MDP).

⁹ El Koudia El Baida I et II.

¹⁰ Voir la note 7.

¹¹ Le nouveau parc éolien Amogdoul à Essaouira a été inauguré par le Roi Mohammed VI le vendredi 13 avril. Le parc, situé à une quinzaine de km de la ville, produira en moyenne annuelle 200 GWh avec 71 aérogénérateurs (puissance globale de 60 MW). Le parc a été réalisé en 18 mois par la société espagnole Gamesa, qui a été choisie à l'issue d'un appel d'offres international. Le projet a bénéficié d'un financement de la banque allemande KfW. Gamesa s'est vu, en outre, confier la réalisation de l'autre parc éolien à Tanger. Le parc sera constitué de 165 aérogénérateurs de 850 kW chacun. Le tout totalise une puissance de 140 MW et une production annuelle moyenne de 526,5 GWh.

¹² Cette construction doit être réalisée par un contrat Built-Own-Operate-Transfer (BOOT) avec une garantie d'achat pour l'électricité de 20 ans par l' ONE.

Pour les modules photovoltaïques qui pour la plupart sont utilisés en Solar Home Systems (SHS) indépendants du réseau électrique, la capacité installée est approximativement 6 MW (Prospective 2006) et la production environ 11 GWh/an. A l'avenir 150000 kits photovoltaïques devraient être installés mais jusqu'en 2003 seulement 5000 l'ont été effectivement (ONE 2007). Les systèmes sont installés principalement dans le cadre de l'électrification rurale. De plus, selon le CDER approximativement 50000 m² de modules pour la production solaire thermique de l'eau chaude sont installés (CDER 2003) avec un équivalent de 30 GWh/an. Une source plus récente (CDER 2007) donne des valeurs annuelles (Figure 2-3).

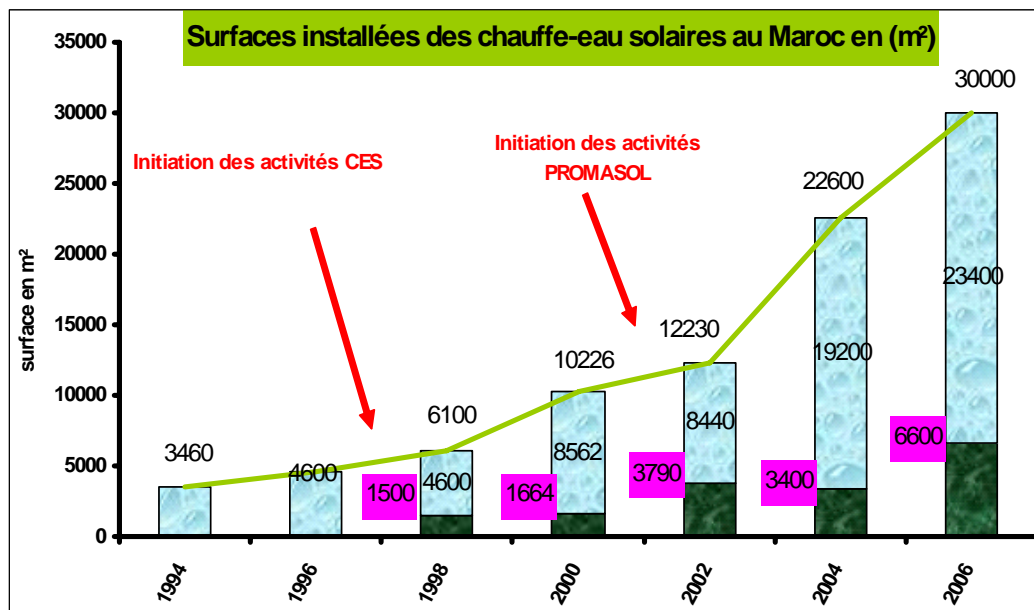


Figure 2-3 Surfaces de capteurs solaires installées annuellement au Maroc: surfaces des bâtiments collectifs et individuels 1994-2006 (CDER 2007)

Cette statistique est basée sur les importations de capteurs solaires. La production propre du Maroc est encore relativement faible et contribue peu aux chiffres (de l'ordre de quelques pourcents). Si on fait la somme sur toutes les années on obtient une surface installée en 2006 de 160.000 m². Néanmoins, on peut supposer que les installations de plus de 10 ans ne sont plus en bon état quoique les capteurs d'aujourd'hui soient garantis pour 20 ans. Ceci donnerait une surface installée de 150.000 m².

L'Office National de l'Electricité (ONE) et la Banque mondiale (en qualité d'agence d'exécution du Fonds Mondial pour l'Environnement GEF), ont signé le 20 avril 2007 à Rabat une convention de financement par don du GEF d'un montant de 43,2 millions de Dollars destinés au financement partiel du projet de centrale thermo solaire d'Aïn Béni Mathar. D'une puissance de 472 MW, ce projet de centrale thermo solaire sera réalisé, à Ain Beni Mathar à 86 km au sud de la ville d'Oujda. Le champ solaire couvrira une surface de 200.000 m² environ. Historiquement, le projet fut initialement conçu pour une capacité de 230 MW. En juillet 2006, il a été décidé, en concertation avec les soumissionnaires et les bailleurs de fonds de porter la capacité du projet à 472 MW et ce en raison de la forte croissance de la demande et du besoin d'optimiser l'utilisation du

gaz de redevance qui alimentera ce projet. La mise en service des unités de production de cette centrale est prévue à partir du 1er trimestre 2009. L'ONE a confié la réalisation de ce projet à la société espagnole Abengoa. L'adjudication s'est faite à l'issue d'un processus d'appel d'offres international. Le Financement de ce projet sera assuré par la Banque Africaine de Développement, la contribution du GEF ainsi que d'autres sources de financement, un complément étant assuré par les fonds propres de l'ONE.

Avec la biomasse 0,26 GWh d'électricité ont été produites (CDER 2003).

Tableau 2-1 Vue d'ensemble des capacités installées au Maroc (jusqu'en 2006)

	Forme d'énergie	Statut Quo	
		GWh/an	MW
Energie hydraulique	Électricité	1.610	1.729
Photovoltaïque	Électricité	11	6
Energie éolienne	Électricité	195+26 200 (2007)	54+10 60 (2007)
Biomasse	Électricité	0,26	-
Energie conventionnelle ¹³	Électricité	17.610	3.739
Total	Électricité	19.452	5.538

L'électrification du Maroc atteignait en 2005 dans quelques régions plus de 90%, mais en moyenne elle est de 70% à 85% avec des minima de 45% dans des régions autour de Rabat (Prospective 2006). L'ONE mentionne une fraction électrifiée de la population à atteindre en 2006 de presque 90%¹⁴ et une couverture de 98% jusqu'en 2007 (ONE 2007). 7% serait dû à la contribution des kits photovoltaïques. Ces différentes sources sont en contradictions; pour une estimation, dans une approche conservatrice on utilisera la valeur inférieure. La continuation de l'électrification dépendra aussi de l'extension des capacités de production d'électricité et du réseau électrique à l'avenir.

Chapitre 3 Définition des potentiels des énergies renouvelables

Pour une analyse des potentiels des énergies renouvelables il convient de distinguer entre le potentiel théorique, technique et réalisable.

Le **potentiel théorique** décrit l'offre énergétique que l'on peut utiliser physiquement dans une région et pendant un certain temps en tenant compte de quelques restrictions structurelles importantes comme la structure géographique des surfaces. Le potentiel théorique est donc déterminé essentiellement par la physique mais intègre les structures

¹³ Production thermique d'électricité avec le pétrole, le gaz et le charbon (incluant le lignite).

¹⁴ Jusqu'à fin 2005, 81% du Maroc devrait être électrifié.

de l'utilisation du territoire (surfaces boisées, surfaces urbaines,...) pour éviter l'utilisation multiple d'une et même ressource. Le potentiel théorique ne peut être utilisé en pratique, même à plus longue terme, qu'à une petite fraction du à des restrictions techniques, écologiques, structurelles et administratives.

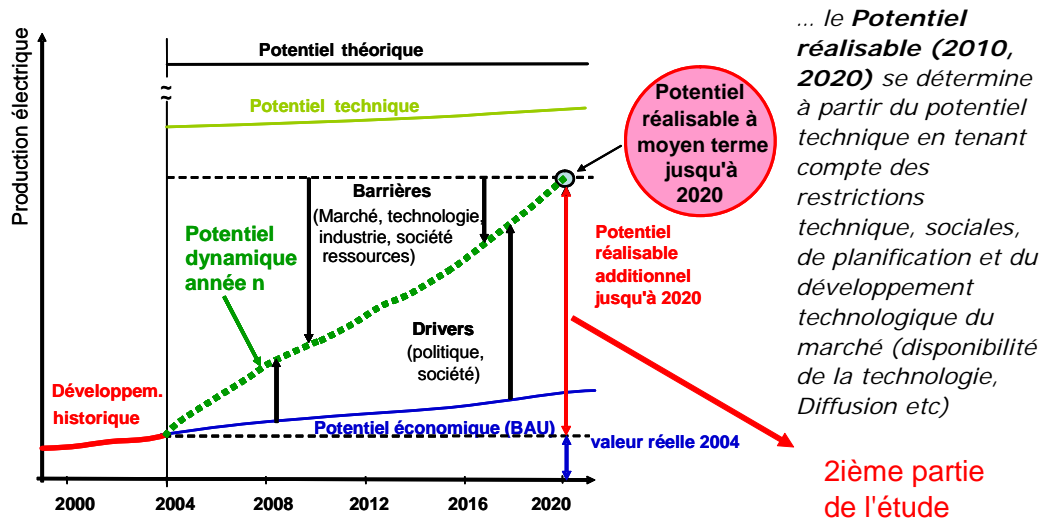


Figure 2-4 Définition des potentiels

Le **potentiel technique** comprend le part du potentiel théorique que l'on peut développer à l'aide des technologies actuelles donc en faisant appel au statu quo des technologies (Kaltschmitt 2003). De plus, il tient compte d'autres restrictions comme une utilisation durable des surfaces et d'autres restrictions écologiques. En outre, des restrictions détaillées structurelles sont prises en compte.

Aussi bien pour le potentiel théorique que technique on obtient des chiffres élevés. Mais il ne faut pas oublier que les calculs se font sous l'hypothèse d'une utilisation complète des surfaces, c'est à dire il faudrait couvrir toutes les surfaces identifiées avec des installations et il faut également garantir les interconnexions avec les infrastructures, par exemple avec le réseau électrique. Pour cette raison il faut également spécifier le potentiel réalisable.

Pour le **potentiel réalisable** (taux d'expansion réalisable) d'autres données concernant des barrières et des facteurs favorisant le développement sont prises en compte. Ceux-ci incluent des éléments structurels, légaux, économiques, sociologiques et psychologiques. Dans ce potentiel on tient compte du développement des coûts pour une technologie donnée. Le potentiel réalisable est également fortement influencé par des systèmes conventionnels de comparaisons avec lesquels les énergies renouvelables sont en concurrence. Le potentiel réalisable est, en règle générale, considérablement plus petit que les potentiels théoriques et techniques, et présente également des dynamiques dans le temps assez fortes que l'on peut éventuellement mobiliser par des politiques adéquates.

Pour l'estimation des potentiels les hypothèses générales suivantes sont faites:

1. Concurrence pour les surfaces:

La division de la surface du pays en différents types d'utilisation ou de couverture du pays est maintenue sans changement.

On suppose une utilisation durable des ressources. Par exemple on ne suppose pas que pour l'utilisation de l'énergie éolienne il faut abattre des forêts ou que le bois pour une utilisation énergétique provienne des forêts existantes.

La concurrence pour les surfaces par les différentes sources énergétiques est prise en compte dans les différents types de potentiels. Ceci signifie que pour le potentiel théorique on ne tient pas encore compte d'une concurrence pour les surfaces. Le potentiel technique par contre intègre cette concurrence¹⁵.

Les potentiels surfaciques sont reliés aux surfaces qui sont utilisables pour les différentes technologies. Pendant que les éoliennes peuvent par exemple être construites sur des surfaces agricoles, ces surfaces ne peuvent pas être utilisées pour le photovoltaïque.

Pour obtenir les capacités installées possibles les potentiels surfaciques sont mis en relation avec la demande pour l'espace propre à chaque technologie.

2. Disponibilité des installations :

La disponibilité technique des installations est supposée être de 100%. Ceci ne correspond naturellement pas à la réalité, mais doit suffire dans ce contexte pour une première approche.

Pour les estimations du potentiel des énergies renouvelables on fera aussi appel, entres autres, dans cette étude à des publications existantes, en particulier concernant le solaire thermique pour la production d'électricité. En raison d'hypothèses de base différentes, il est néanmoins difficile de simplement comparer ou additionner les résultats provenant des études différentes. Quelques études mentionnent aussi des marges dans les résultats. Pour les estimations ci-présent la consistance des données était un critère important et a été obtenue par des comparaisons à travers les technologies (voir DLR 2000).

Chapitre 4 Les études de potentiels et les données concernant le Maroc

Pendant les dernières années un certain nombre d'études ont été publiées qui, dans un degré de détail divers, ont investigué les potentiels des énergies renouvelables au Maroc (souvent en relation avec des enquêtes sur les états d'Afrique du Nord en général ou sur l'ensemble des états voisinant la méditerranée). Dans les sections qui suivent sont résumés les résultats de ces études.

¹⁵ Une utilisation en concurrence signifie qu'une surface déterminée ne peut être utilisée que par une seule technologie. Une exception est les éoliennes sur des surfaces agricoles.

Section 1 Sources marocaines

Le CDER arrive dans une étude à la conclusions que le potentiel de l'énergie éolienne du Maroc¹⁶ est près de 6000 MW sur la côte du Nord et du Sud: "Le Potentiel éolien du Maroc est estimé à 6000 MW. Cette estimation concerne seulement les zones côtières au Nord et au Sud du Maroc [...]" (CDER 2006). Si toutes les surfaces utilisables sont prises en compte trois à quatre fois cette puissance paraît possible. Jusqu'en 2012 1300 MW d'éoliennes devraient être installés ainsi que 30 MW de production d'électricité solaire thermique et 21,6 MW de photovoltaïque (CDER 2006). De plus, 50 MW basé sur la biomasse et 400,000 m² de capteurs solaires devraient s'y rajouter jusqu'en 2011 (CDER, citant Varet 2006). La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité, incluant l'énergie hydraulique de grande puissance, devrait s'accroître jusqu'en 2012 de 20%.

Dans les régions méridionales du Maroc le potentiel de l'énergie éolienne pourrait atteindre plus de 1000 TWh/an avec une production annuelle comprise entre 3000 et 4000 h/an (FIER 2002). Le potentiel de l'énergie solaire est caractérisé par un rayonnement à incidence verticale de 2,5 MWh/m² et 2200 heures minimales de production par an. Avec un stockage solaire thermique plus de 5000 h/an peuvent être atteintes (ibid.).

L'ONE s'attend, en raison de la croissance de la demande, à une production d'électricité de l'ordre de 25 TWh jusqu'en 2010. Pour 2020 50 TWh de production sont attendus (ONE 2005), qui seront couverts à hauteur de 8% par l'énergie éolienne et à 4% par l'hydro-électrique. Jusqu'en 2010 néanmoins – selon l'ONE – seule une capacité supplémentaire de 400 – 500 MW peut techniquement être intégré dans le réseau électrique (ONE 2005). Cette limite est augmentée dans une publication plus récente du CDER à 1000 MW, approximativement (voir plus haut).

Section 2 Le projet MED-CSP

Les potentiels pour la production d'électricité à partir du solaire thermique (CSP) dans cette étude datant de 2005 qui a été menée sous la coordination du Centre Aérospatial Allemand (DLR) et qui examine la production d'électricité solaire thermique dans les pays avoisinant la Méditerranée¹⁷, ont été calculés à partir de données géographiques et climatiques. Les potentiels pour les autres technologies sont pour la plupart résumés à partir de la littérature existante (MED-CSP 2005).

Pour le Maroc en 2050 les potentiels suivants ont été identifiés:

¹⁶ Incluant le Sahara Occidental.

¹⁷ Concentrating solar power for the Mediterranean region, MED-CSP.

Tableau 2-2 Potentiels des énergies renouvelable au Maroc jusqu'en 2050 (MED-CSP 2005)

TWh/an	CSP	PV	Energie éolienne	Hydro-électrique	Géothermie	Bioénergie
Potentiel technique	20151	- ¹⁸	1188	5	- ¹⁹	- ²⁰

Pour la CSP on suppose que la production annuelle est de 1800 kWh/m²/an. Comme l'étude a été faite explicitement pour analyser les chances de CSP, les résultats concernant les autres technologies doivent être considérés sous cette prémisse (les potentiels pour les autres technologies ont été dérivés de la littérature dans cette étude et pas calculé d'une manière autonome). Pour cette raison les résultats sont difficilement comparables. Aussi, le long laps de temps considéré, jusqu'en 2050, joue un rôle dans l'évaluation des résultats.

Section 3 Banque Mondiale

Une étude de la Banque Mondiale préparant un cadre juridique pour extension de l'énergie éolienne couplé au réseau électrique suppose 1000 MW d'énergie éolienne comme objectif en 2012 (Banque Mondiale 2006). Au total, 10% d'énergies renouvelables doivent contribuer en 2012 à la production d'électricité.

Section 4 ISET

Dans le cadre d'un projet au ISET Kassel des potentiels de production d'électricité ont été investigués fin des années 90 pour l'Afrique du Nord. (Czisch 1999). Pour le Maroc, les valeurs suivantes ont été calculées:

- Des centrales solaires à paraboles peuvent produire pendant 1800 heures par an au Nord de l'Atlas; au Sud de l'Atlas elles produisent déjà 2130 h/an. Avec un stockage de 9h on peut atteindre une production annuelle de 5400 h.
- En découpant le Maroc en carrés de 125 km de côté pour des endroits favorables on peut atteindre une production à partir d'énergie éolienne²¹ de 0,028 TWh/km²*a. Extrapolant ce résultat au Maroc en entier le potentiel éolienne est de l'ordre de 199 TWh/a. Czisch suppose que l'on peut atteindre plus de 2000 h/an dans la plus grande partie de la surface utilisable.

¹⁸ Comme potentiel économique 17 TWh/an est spécifié, mais ce nombre est sujet à discussion comme il n'est pas dérivé d'un potentiel technique.

¹⁹ Comme potentiel économique 10 TWh/an est spécifié, mais ce nombre est sujet à discussion comme il n'est pas dérivé d'un potentiel technique.

²⁰ Comme potentiel économique 14,3 TWh/an est spécifié, mais ce nombre est sujet à discussion comme il n'est pas dérivé d'un potentiel technique.

²¹ Czisch suppose dans son étude une puissance spécifique de 7 MW/km².

Czisch fait la remarque que l'estimation basée sur ces données a comme résultat plutôt une sous-estimation des conditions pour l'énergie éolienne (Czisch 1999, p.11) car le Maroc dispose de grandes surfaces avec des conditions excellentes pour l'énergie éolienne.

Chapitre 5 Potentiels de l'énergie éolienne

Pour la détermination des potentiels de l'énergie éolienne les sources suivantes étaient à notre disposition pour cette étude:

- Une étude du CDER concernant des mesures de vitesse du vent au Maroc (atlas de l'énergie éolienne). Cette étude résume les données de 37 stations météorologiques dans le Maroc entier qui ont été accumulées au cours des dix ou vingt dernières années (CDER 2006).
- Des données GIS (Global Information System) comme résultat d'une analyse par grille²² concernant les surfaces utilisables pour l'énergie éolienne et comparaison des résultats de cette analyse avec l'atlas d'énergie éolienne du Maroc (CGIAR CSI 2007; GLC 2007; CDER 2006).
- Des données technologiques pour les aérogénérateurs provenant directement des producteurs de cette technologie. Pour le rendement annuel les valeurs nécessaires ont été extrapolées à partir des courbes de puissance des producteurs des technologies.

Pour les estimations concernant les potentiels basés sur les données citées ci-dessus plusieurs points méritent d'être mentionnés. D'un côté il n'y a pas de séries homogènes dans le temps en provenance des différentes stations météorologiques. La durée des mesures varie de deux mois à Mrisat (Tanger) jusqu'à presque neuf ans (Dakhla). De plus, les observations sont faites à partir d'années complètement différentes, de Janvier 1991 à Ouarzazate jusqu'en Juillet 2005 dans la station Taza; en partie les mesures sont encore en cours. Comme cette étude ne peut pas fournir, dû au manque d'une méthode cohérente, des potentiels dans les détails, ces différences seront considérées comme négligeables.²³. De plus les données sont obtenues en premier lieu avec une carte de distribution de la vitesse du vent au Maroc.

²² Une cellule de la grille d'analyse a une surface de 0,79 km².

²³ Pour le potentiel technique la distribution des probabilités des vitesses du vent est importante. Celle-ci est plus précise pour un plus grand nombre de mesures; avec moins de mesures provenant des différentes stations il faut donc accepter une plus grande incertitude.

Section 1 Potentiel théorique de l'énergie éolienne

Pour le calcul des *besoins en surfaces de l'énergie éolienne* on suppose qu'il n'y a pas de direction préférentielle du vent²⁴. Donc ceux-ci se calculent selon un positionnement triangulaire des aérogénérateurs avec une distance de 6 fois le diamètre du rotor (comparer Kaltschmitt 1993). Cet auteur fait référence pour cette estimation à un aérogénérateur de 5 MW avec un diamètre du rotor de 126 m et une distance sol-nacelle de 120 m²⁵. Les besoins en surface correspondent donc à 10 MW/km². Les aérogénérateurs utilisés jusqu'à maintenant au Maroc ont une puissance de 850 kW. Comme on peut considérer la technologie de 5 MW comme standard aujourd'hui, le calcul du potentiel théorique part de l'hypothèse d'une telle puissance de base. Comme mentionné plus haut on fait l'hypothèse d'une utilisation exclusive des surfaces avec des éoliennes de 5 MW.

Pour la détermination des potentiels surfaciques on suppose que les surfaces agricoles peuvent être utilisées pour la production de la biomasse ainsi que pour l'énergie éolienne. De plus, on peut utiliser des surfaces avec une pente de 15° maximum pour l'énergie éolienne (comparer CWET 2006). A l'aide d'un modèle pour la structure géographique de la surface du Maroc (modèle du relief) on peut, d'autre part, exclure des régions au-delà de 2000 m (comparer Hoogwijk 2004). Cette hypothèse n'est pas tout à fait plausible. Mais, comme l'installation des aérogénérateurs à une altitude élevée paraît, à moyen terme, difficile et comme même sans ces surfaces il y a assez de terrain pour les éolienne on tient compte de cette limitation dans les calculs. Du à la concurrence pour les surfaces on soustrait aussi de la surface marocaine les surfaces avec des lacs intérieurs, les forêts et les surfaces avec une végétation semblable au forêt, les surfaces qui sont régulièrement inondées ainsi que les surfaces avec une végétation mixte.

L'énergie éolienne n'est utilisable que sur certaines surfaces. Pour cela, seulement les lieux avec une vitesse moyenne du vent sur l'année de 5 m/s sont considérés. Ceci correspond aussi avec la courbe de puissance de l'aérogénérateur de 5 MW choisi comme exemple²⁶. Selon Kaltschmitt on peut calculer le potentiel surfacique pour l'énergie éolienne en première approximation à travers une grille de vitesses moyennes approximativement constantes (Kaltschmitt 1993). En combinant ceci avec l'atlas pour l'énergie éolienne on peut exclure les surfaces qui disposent des vitesses du vent inférieures à 5 m/s.

²⁴ Dans les régions de vent alizé régnant en partie au Maroc, les vents proviennent le plus souvent du Nord et de l'Est. Un positionnement selon la direction préférentielle du vent résulterait dans un besoin réduit de place et serait possible dans ces régions. Pour cette raison, l'estimation peut être considérée comme limite inférieur.

²⁵ L'aérogénérateur de référence choisi est le „5M“ de l'entreprise RePower. Les courbes de puissance ainsi que d'autres données techniques sont accessibles librement sur Internet (www.repower5m.de).

²⁶ On peut faire appel à l'énergie éolienne à des endroits avec des vitesses inférieures à 5 m/s avec des aérogénérateurs plus petits. Mais comme ceci n'est que partiellement économique on applique dans cette étude la restriction de 5 m/s.

Des 710850 km² de la surface disponible il reste donc 264531 km² comme potentiel surfacique théorique pour l'énergie éolienne (Figure 2-5).

Avec ceci on obtient, en supposant 3000 heures de production annuelle pour le Maroc, 7936 TWh/an comme potentiel théorique pour l'énergie éolienne. Ce chiffre apparaît très grand par rapport à la production d'électricité actuelle d'un peu moins de 20 TWh/an, mais il ne faut pas oublier que ceci est un potentiel théorique.

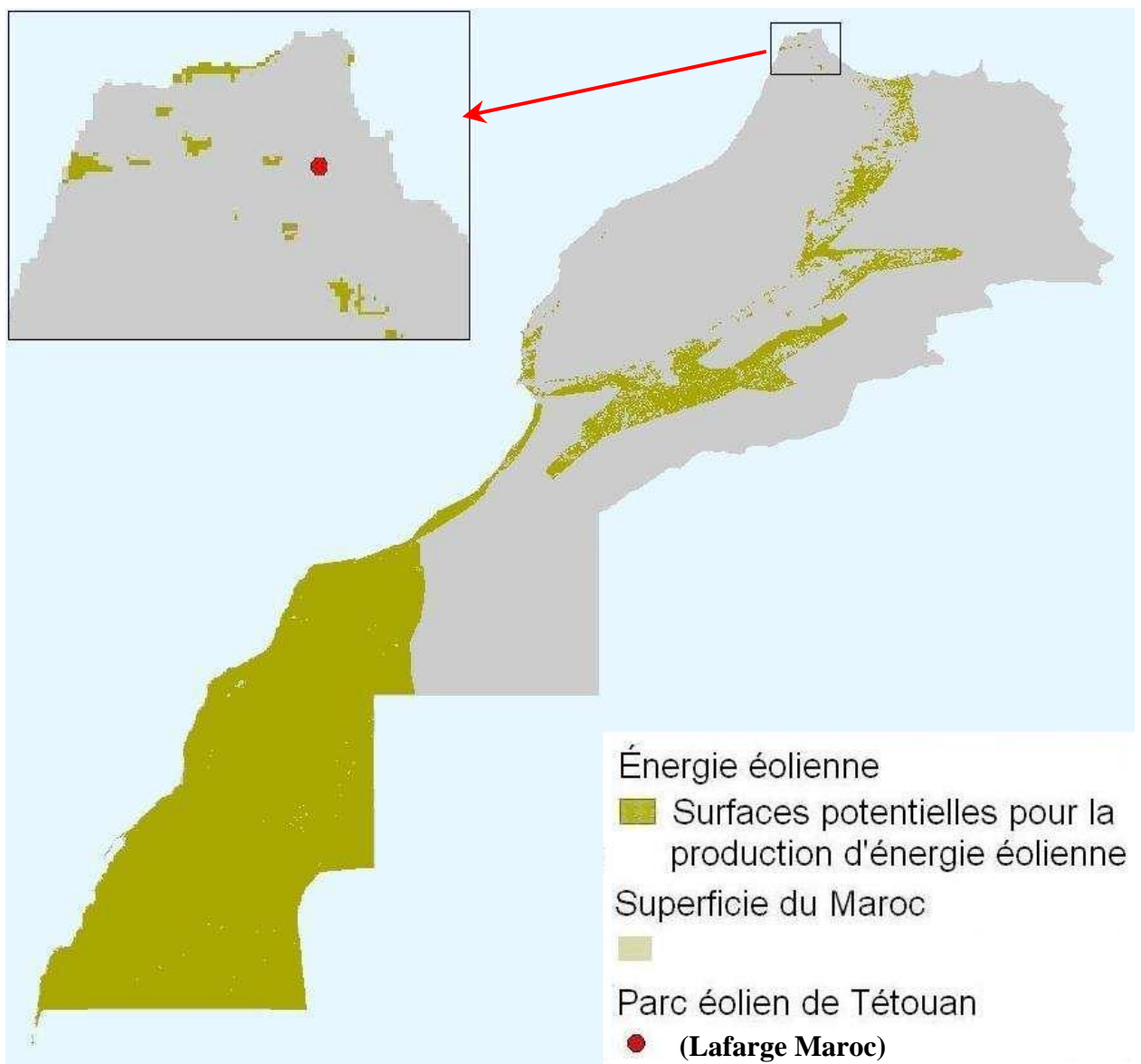


Figure 2-5 potentiel surfacique théorique pour l'énergie éolienne (calculs ISI, voir données GIS)²⁷

²⁷ Le cas du parc d'éoliennes de Lafarge Maroc à Tétouan montre la limitation des données GIS du à la résolution dans l'espace: selon les cartes ce parc se trouve hors de la région utilisable par l'énergie éolienne. Le critère qui est en faute est le boisement de la région.

Section 2 Potentiel technique de l'énergie éolienne

Les *surfaces disponibles* pour l'installation d'aérogénérateur, de modules photovoltaïques ou solaire thermiques pour la production d'électricité, sont attribuées à parts égales à ces technologies pour tenir compte de la concurrence pour les surface. Dans certaines conditions on peut supposer que des surfaces utilisables pour l'énergie éolienne peuvent également être utilisées pour le photovoltaïque. Pour une analyse a moyenne terme ceci est néanmoins négligeable.

Si on soustrait de la surface théoriquement disponible de 264531 km² les surfaces en concurrence, il reste toujours 163.203 km² de surface pour la construction d'aérogénérateurs. Cette valeur ne correspond pas exactement à un tiers du potentiel surfacique théorique car certaines surfaces ne sont utilisables que pour l'énergie éolienne ou pour l'énergie solaire²⁸. Ceci donne donc presque 4.900 TWh/a comme potentiel technique pour l'énergie éolienne.

Section 3 Potentiel réalisable de l'énergie éolienne

L'extension réalisable de l'énergie éolienne dépend en particulier de la capacité du réseau électrique à absorber des nouveaux aérogénérateurs. Celle-ci est estimée différemment selon la source²⁹. Les capacités d'extension du réseau sont estimées jusqu'en 2010 de 400-500 MW jusqu'à 1000 MW (voir Chapitre 4)³⁰. Il est supposé que cette limitation par le réseau électrique existe encore en 2012. En même temps une demande croissante pour l'énergie électrique est pronostiquée au Maroc pour les prochaines décennies. Comme il faut pour cette demande croissante également élargir les capacités du réseau d'une manière significative, cet aspect ne joue pas de rôle limitateur jusqu'en 2020 à une extension importante de l'énergie éolienne (avec une production autour de 1.000 MW). Néanmoins, on suppose que la limitation par le réseau continue à persister comme l'obstacle le plus important pour l'énergie éolienne.

Pendant les cinq dernières années des capacités de 125 MW ont été installées (en incluant le parc d'Essaouira de février 2007), et des installations supplémentaires de 140 MW jusqu'en 2009 et de 440 MW jusqu'en 2010 (en incluant une cinquantaine de MW pour les autoproducteur) sont en cours. Ceci implique une réalisation de 150 MW par an jusqu'en 2010. En comparaison, pour une réalisation linéaire de l'objectif de 1.000 MW supplémentaires par rapport au 65 MW de 2006 il faudra arriver à presque 190 MW jusqu'en 2012). En 2011/2012 il faudra alors réaliser 250 MW par an. Ceci peut être considéré comme une approche ambitieuse, mais si des conditions favorables sont créées, par exemple par une promotion adéquate de la technologie, cela paraît réalisable. Avec ceci on aura 565 MW installés en 2010. Ceci correspond avec 3.300 heures en

²⁸ Ceci inclut l'agriculture (énergie éolienne), les surfaces avec une pente entre 2° et 15° (énergie éolienne) et les surfaces avec des vitesses du vent inférieures à 5m/s (solaire).

²⁹ Voir pour ceci la section Chapitre 4.

³⁰ Pour l'instant l'équipe du projet n'a pas eu accès à des études plus détaillées des limitations du réseau électrique.

moyenne à une production annuelle d'électricité de 1865 GWh/an³¹. En 2012 on arrivera à 1.065 MW avec une production annuelle de 3,4 TWh. Ensuite on supposant une croissance continue du marché de l'énergie éolienne de 15% par an jusqu'en 2020 (capacité limitée de réaliser des parcs) 3.260 MW peuvent être réalisés. Ceci correspond à peu près à 9,9 TWh/an de production d'électricité (en supposant pour les éoliennes au-delà de 2010 3.000 heures annuelles de production).

Si on suppose que le Maroc pourra soutenir un pas de croissance comparable à celui de l'Allemagne sur les 15 dernières années (30 % par an), notamment en levant les limitations par le réseau, le potentiel réaliste en 2020 pourra s'établir à 26,2 TWh de production éolienne annuelle. Ceci représenterait presque la moitié de la demande calculée pour le Maroc en 2020 la demande du Maroc en 2020 et suppose donc une stratégie d'exportation d'énergie éolienne vers l'Europe. Avec un taux de croissance exceptionnelle de 50% annuelle après 2012, le Maroc pourrait produire 82 TWh en 2020, ce qui dépasserait largement sa demande d'alors.

Dans le cadre de cette étude il n'était pas possible d'obtenir des informations suffisantes pour calculer des potentiels pour l'éolien offshore. Les cartes maritimes montrent que similaire comme au Portugal les côtes descendent assez rapidement dans l'Atlantique. Néanmoins, il semble qu'il y aussi un potentiel offshore assez grand, quoiqu'il faut se poser la question s'il faut penser dans un pays comme le Maroc avec un potentiel éolien onshore si grand à des installations offshore. Néanmoins, pour des questions de tourisme ceci peut être une option à considérer.

Chapitre 6 Potentiels de l'énergie solaire

Pour la détermination des potentiels de l'énergie solaire cette étude dispose des sources suivantes:

- Les données du rayonnement solaire provenant de 28 stations de mesures : rayonnement totale comme valeur mensuelle de 0° à 60°
- Des données GIS pour les surfaces utilisables pour l'énergie solaire comme résultat d'une analyse par grille³² (CGIAR CSI 2007; GLC 2007)
- Des données technologiques prises sur des installations de référence
- Les données en provenance du rapport du projet MED-CSP

³¹ On suppose pour les éoliennes jusqu'en 2010 qu'elles seront du même type que les installations d'aujourd'hui avec 3000 heures de production. Pour les installations après 2010 on suppose une production moyenne annuelle de 15 GWh/an pour chaque aérogénérateur de 5MW qui serait installé alors.

³² Une cellule de la grille d'analyse a une surface de 0,79 km².

Section 1 Potentiel théorique de l'énergie solaire

A. Potentiel surfacique

L'occupation de l'espace d'une installation photovoltaïque de référence est, selon les indications des producteurs, en moyenne de 10 m² par kWp de puissance installée. Les *technologies de production d'électricité solaire thermique* qui sont considérées dans le cadre du projet MED-CSP montrent une occupation de l'espace différente. Si on part de projets qui ont déjà été réalisés et qui peuvent délivrer des données vérifiées, l'occupation moyenne de l'espace est de 8 m²/MWh/a (MED-CSP 2005, S.42)³³.

*L'occupation de la surface d'une installation solaire thermique pour la production de la chaleur*³⁴ est chiffrée à 400 GWh/km²*a (BEE 2007). Ceci peut être vérifié par un input moyen dans le système de stockage des capteurs solaires plats³⁵, qui pour l'Europe Centrale et d'à peu près de 300 – 400 kWh/m² *a. Pour le Maroc on accepte la valeur supérieure; mais ceci peut être considérée comme limite inférieure pour ce pays car les conditions de rayonnement sont considérablement meilleures en Afrique du Nord.

Pour le calcul du *potentiel surfacique sur toit* pour le photovoltaïque et le solaire thermique de basse température on peut utiliser deux procédés. Avec la première méthode on peut estimer la surface totale des bâtiments en utilisant les surfaces bâties au Maroc et des chiffres pour le rapport entre la surface bâtie et le nombre de bâtiments. Comme la surface du toit peut être identifiée avec la surface au sol du bâtiment dû aux constructions dominantes en forme de cube on obtient ainsi toute la surface disponible en toit. Mais, comme pour cette étude on ne disposait pas de données exactes concernant la surface bâtie on a utilisé une méthode proposée par Hoogwijk. Pour cela on déduit la surface disponible en toit à partir d'une formule d'approximation $A_{\text{Toit}} = 0,06 * \text{PIB}_{\text{par tête}}^{0,6} * \text{Nombre d'Habitants}$ liant le produit intérieur brute et la densité de population (modifié à partir de Hoogwijk 2004). Le potentiel surfacique en toit est alors 133 km².

Pour le Maroc on suppose que la structure des bâtiments est dominée par des constructions cubiques, ce qui signifie que le *potentiel surfacique en façade* correspond à la surface du toit. En Allemagne selon Quaschnig 3% des façades sont utilisables pour le photovoltaïque (VDI 2000). En soustrayant les 97% de surfaces non utilisables la part de la surface restante est néanmoins trop faible pour être prise en compte. Pour une analyse à moyen terme on suppose de plus que les surfaces utilisables en toit sont suffisantes en comparaison avec le potentiel de demande pour cette technologie et le potentiel qui peut être réalisé techniquement.

³³ Centrales solaires avec capteurs paraboliques 6-8 m²/MWh/a; tour solaire 8-12 m²/MWh/a.

³⁴ On peut parler dans ce contexte de solaire thermique de basse température, en différence avec la technologie CSP.

³⁵ Dans ce qui suit on suppose que l'on utilise uniquement des capteurs solaires plats car ils ont un bon rendement à un prix inférieur comme par exemple des capteurs solaires à vide.

Pour la détermination des potentiels en surfaces non bâties pour l'énergie solaire³⁶ on suppose que l'on peut utiliser des surfaces avec une pente inférieure à 2° (voir MED-CSP 2005). A l'aide d'un modèle pour la structure géographique de la surface du Maroc (modèle de relief) on peut, de plus, exclure des régions au-delà de 2.000 m (comparer Hoogwijk 2004). Comme pour l'énergie éolienne cette hypothèse n'est pas toute à fait plausible, mais est prise en compte dans les calculs de la même manière. En raison de la concurrence pour les surfaces on soustrait de nouveau de la surface marocaine les surfaces avec des lacs intérieurs, les forêts et les surfaces avec une végétation semblable aux forêts, les surfaces qui sont régulièrement inondées ainsi que les surfaces avec une végétation mixte.

Des 710.850 km² de la surface disponible il reste donc 508.604 km² comme potentiel surfacique théorique pour l'utilisation en surface non bâtie du photovoltaïque et du CSP. Ceci donne pour le photovoltaïque, en tenant compte du potentiel en toit une surface totale de 508.737 km²³⁷. Cette surface est à contraster avec la demande de surface de 10 m²/kW_p pour le photovoltaïque. Le solaire thermique dispose d'une surface de 133 km² avec une utilisation de la surface de 46 MW/km². Pour le CSP la surface théoriquement disponible est de 508.604 km² avec une occupation de l'espace de 8 m²/MWh/a.

³⁶ Utilisable pour le photovoltaïque et le CSP.

³⁷ L'utilisation de l'énergie photovoltaïque peut éventuellement être combinée avec une utilisation alternative, par exemple comme pâturages pour les ovins.

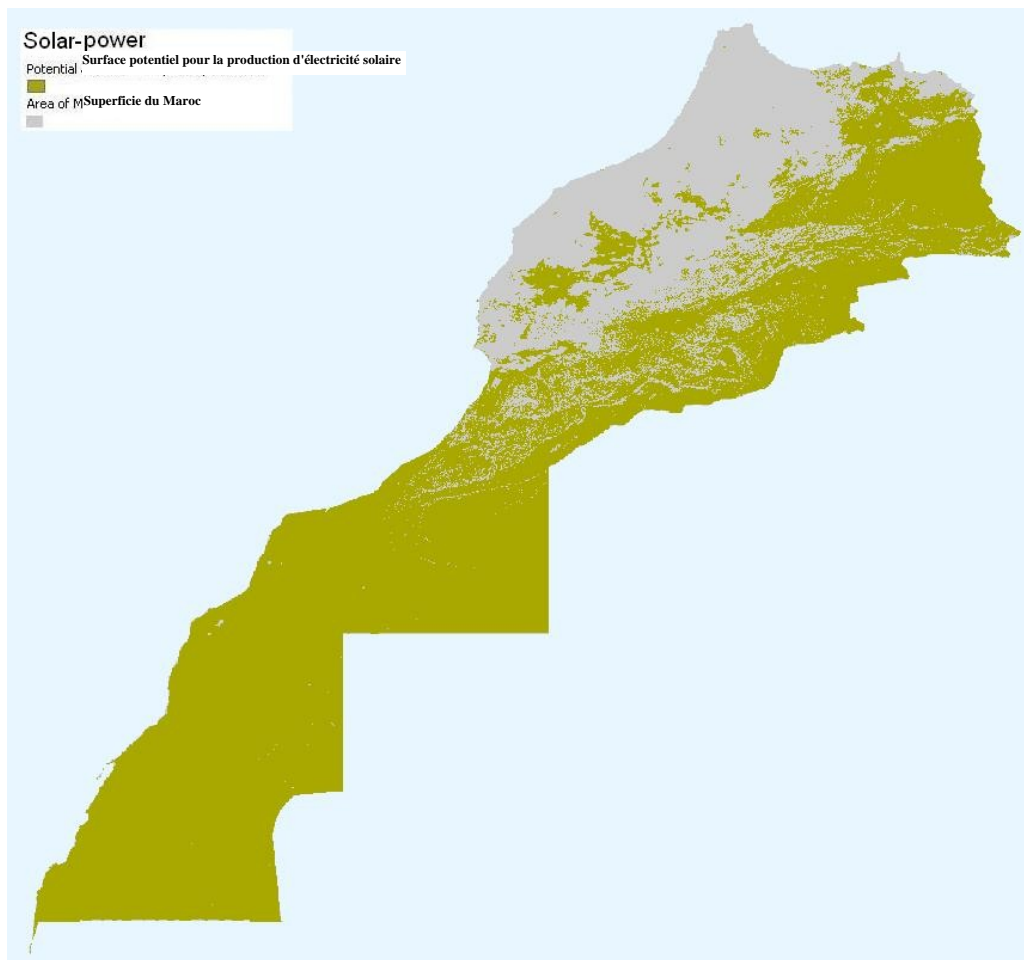


Figure 2-6 potentiels surfacique théorique pour CSP/photovoltaïque (calculs Fraunhofer ISI sur la base de données GIS)

B. Potentiel théorique de l'énergie photovoltaïque

Un rayonnement à incidence horizontale de 2.030 kWh/m² annuels (données du CDER) au Maroc est utilisé pour une première approche. Le rendement de la plupart des modules photovoltaïques est entre 12% et 16%. On choisira 15% pour les calculs suivants. On fait l'hypothèse d'une utilisation possible de la surface de 30% dû à des effets d'ombrage et des limitations du placement des modules. L'orientation des modules se fait vers le Sud et doit mener avec une inclinaison de 30° à un rendement moyen optimal, c'est-à-dire on peut supposer des gains dû à l'inclinaison des modules d'approximativement 15%³⁸. Pour le calcul du rendement il faut tenir compte du Performance Ratio, qui est pris en ce qui suit pour 0,7 – supposant des bonnes installations avec un ombrage léger (voir Quaschnig 2003). Avec ces valeurs on obtient 37.450 TWh/a comme potentiel théorique pour l'énergie photovoltaïque.

³⁸ Quaschnig spécifie 12,5 % pour Berlin, ainsi que 14% pour Lisbonne. Pour le Maroc on fera donc l'hypothèse de 15% de gain d'inclinaison (Quaschnig 2003).

C. Potentiel théorique de la CSP

Pour le calcul des potentiels de la CSP on a besoin du rayonnement direct au lieu du rayonnement global. Avec un nombre suffisant de données sur le rayonnement global heure par heure on peut faire une estimation moyennant la relation statistique mentionnée de Quaschnig (Quaschnig 2003, S.50). Comme ces données ne sont pas disponibles, on fait le calcul avec des données de substitution. Avec la surface spécifiée plus haut, un besoin en surface de 50 MW/km² et un rendement moyen électrique 3.200 MWh_{el}/MW et par an³⁹ on trouve un potentiel théorique de 40.700 TWh/an pour la CSP (sans stockage le rendement moyen serait de 1.600 MWh_{el}/MW).

D. Potentiel théorique du solaire thermique (basse température)

Pour le potentiel théorique du solaire thermique (basse température) on obtient avec la surface brute des toits calculée de 133 km² et un rendement annuel en chaleur⁴⁰ de 800 kWh/m²*an un potentiel théorique de 106 TWh/an. Comme cette valeur a été établie sur la base de données de l'Europe Centrale il s'agit d'une limite inférieure.

Section 2 Potentiels techniques et réalisables de l'énergie solaire

A. Potentiels surfaciques

Il est considéré que sur la surface des toits disponible de 133 km² seulement 50% peuvent être utilisés car le reste est prévu pour d'autres installations, escaliers, l'utilisation par les habitants et autre, ou parce qu'il y a des pertes du rendement dû à la projection d'ombres⁴¹. Dû aux constructions typiques Marocaines en forme de cube la plupart des maisons disposent de toits plats. Pour cette raison on ne considère pas des différences dans l'orientation des modules et on suppose un angle optimal d'incidence de 30°⁴².

La surface des toits disponible est supposée être utilisée à moitié pour la production de chaleur solaire thermique, l'autre moitié pour le photovoltaïque. A plus long terme il y aura probablement la tendance à utiliser ces surfaces pour la production solaire thermique de chaleur (ou de froid) pendant que les installations photovoltaïques tendent à être établies sur des surfaces non utilisées loin des maisons, couplées au réseau en forme de grandes centrales électriques. Si l'offre en surface des toits est alors utilisée à

³⁹ Les valeurs ont été établies sur la base d'une centrale solaire thermique avec un stockage au sel liquide pour 6 heures pleines (Solarserver, sans année) en Espagne (Andasol). D'autres sources (Trieb 2004) montrent qu'avec des progrès dans le stockage jusqu'à 6500 heures pleines d'utilisation d'une centrale solaire sont possibles.

⁴⁰ Pour le site de Faro au Portugal on trouve en 2000 des rendements annuels entre 600 et 900 kWh/m² (FVS 2000). Sachant qu'il y eu un développement technologique des capteurs solaires plats depuis, mais en tenant compte du fait qu'il y a plus de perte sur le rendement à cause des températures plus élevés, on suppose pour des sites au Maroc un rendement annuel de 800 kWh/m².

⁴¹ Quaschnig suppose qu'approximativement 40% de la surface totale des toits n'est pas utilisable dû à des constructions sur les toits et qu'il y a 10% de pertes par des ombres (VDI 2000).

⁴² C'est-à-dire qu'il n'y a pas de pertes d'inclinaison.

moitié pour le photovoltaïque et pour le solaire thermique, on obtient *un potentiel technique de surfaces sur toit pour chacune des deux technologies* de 33 km².

Comme le solaire thermique pour la production de chaleur, en différence avec la production du solaire thermique d'électricité, doit être installé à proximité du besoin en chaleur, on n'inclut pas de surfaces non bâties dans les calculs.

Les surfaces non bâties pour l'installation du photovoltaïque ou du CSP sont obtenues en tenant compte de la concurrence pour les surfaces avec l'énergie éolienne.⁴³. A chacune des deux technologies on attribue 50% de la surface ce qui donne 176.552 km² pour chacune. Pour le photovoltaïque la surface est augmentée des 33 km² des surfaces sur toit à 176.585 km². Pour la technologie CSP l'accès à des ressources d'eau pour le refroidissement est important en différence avec l'énergie éolienne. Comme on pouvait observer pendant les derniers 60 ans une réduction des précipitations (FIER 2002), l'accès des centrales CSP à l'eau doit être assuré. Cela signifie ailleurs qu'il faut encore limiter plus la surface potentielle en tenant compte des ressources d'eau disponibles à moyen terme. Pour cette raison il faut exclure pour le potentiel technique des régions désertiques. Seulement une frange de 10 km de large près des côtes est choisie pour le Sahara Occidental. Il reste alors des surfaces disponibles dans le Sahara Occidental de 11.100 km².

B. Potentiel technique de le photovoltaïque

Avec les mêmes paramètres de calcul que pour le potentiel théorique et avec une surface utilisable de 176.585 km² on obtient ainsi un potentiel technique pour le photovoltaïque de presque 13.000 TWh/an. Comme pour les autres technologies il convient de dire que ceci correspondrait à une couverture quasi total des surfaces disponibles. Plus important sont à plus court terme des potentiels réalisables.

C. Potentiel réalisable de le photovoltaïque

Sur la base de la croissance du marché au Maroc jusqu'à maintenant - 6 MW de SHS installés – on suppose à moyen terme seulement une croissance modérée de 10MW/an maximum jusqu'en 2010. Mais cet objectif est étroitement lié à d'autres mesures de politique énergétique du gouvernement pour favoriser la croissance. Les installations jusqu'à maintenant sont des petits SHS, qui ont été construits dans le cadre de programmes de promotion. Partant de 6 MW en 2007 jusqu'en 2010 35 MW peuvent être installés. Si on suppose dans la décennie suivante une croissance du marché de 50% par an⁴⁴, jusqu'à 2000 MW peuvent être installés. Jusqu'en 2012 ceci correspond à 80 MW.

⁴³ Voir cette source.

⁴⁴ Ce qui dépend de nouveau de bonnes conditions de promotion et en conséquence des conditions cadres posées par la politique énergétique.

D. Potentiel technique du CSP

Des centrales solaires thermiques peuvent être construites jusqu'à plusieurs centaines de Mégawatt. Cette technologie permet de la combiner avec des énergies fossiles et d'utiliser un stockage de la chaleur pour couvrir la demande de puissance au plus près. Un facteur de capacité de 5.400 heures annuelles de production sont selon le rapport MED-CSP Report possible avec un fonctionnement hybride et l'utilisation du stockage⁴⁵. Sans un mode opératoire hybride on atteint en moyenne 2.000 h/an (voir Czisch 1999).

Selon le rapport MED-CSP il y a au Maroc un rayonnement direct de plus de 1.800 kWh/m² par an qui est nécessaire pour l'utilisation technique du CSP⁴⁶. 176.552 km² de surfaces sont disponibles pour le CSP. Avec les hypothèses sur les besoins en espace et le potentiel de production d'électricité on pourra produire sur ces surfaces 14.124 TWh/an⁴⁷.

E. Potentiel réalisable du CSP

Le potentiel réalisable dépend entre autre de la croissance attendue du marché et de la diffusion technologique à l'avenir. Jusqu'à 2012 30 MW sont en planning et au moins jusqu'en 2010 on peut supposer qu'il n'y ait pas d'autres capacités neuves car ces centrales devraient déjà se concrétiser cette année. Pour cette raison on part d'une capacité installée de 30 MW jusqu'en 2010. Ceci correspond à une production annuelle de 50 GWh. En Espagne jusqu'en 2010 approximativement 300-500 MW supplémentaires sont planifiés (Solarenergie 2003; EU 2007), donc 100 MW/an. Ceci dépend fortement de la loi de 2002 garantissant des tarifs élevés pour l'électricité solaire thermique. Si on suppose à moyen terme un développement modéré du marché pour le Maroc⁴⁸ avec une addition de 75 MW/a à partir de 2010, en 2020 à peu près 800 MW pourront être installés. Cela représente une production annuelle de 2,5 TWh. Un objectif réaliste pour 2012 se situe avec ce calcul alors à 180 MW avec une production de presque 300 GWh par an.

Mais le plus grand problème des centrales solaires thermiques représentent les besoins en eau. Les centrales à paraboles nécessitent à peu près 900 kg d'eau par MWh_{el} produite pour l'eau d'alimentation du générateur de vapeur et pour le nettoyage des miroirs, en cas qu'elles ne sont pas couplées avec une génération fossile (Wuppertal Institut). Pour cette raison des centrales basées sur cette technologie auront toujours besoins de ressources d'eau suffisantes à proximité. Un avantage est de l'autre côté la combinaison avec une installation de désalinisation, car on peut fournir de cette manière

⁴⁵ Le rapport mentionne une marge de 20% - 90%. Mais comme les heures de production sont spécifiées avec 5400 h/an on utilise cette valeur pour les calculs ce qui produit un facteur de 0,6.

⁴⁶ Les régions avec une faible insolation directe sont plutôt rares. Le Sahara Occidental n'est pas pris en compte dans le rapport MED-CSP, mais on peut supposer qu'il n'y a pas de valeurs faibles d'insolation dans cette région non plus.

⁴⁷ Le rapport MED-CSP mentionne 20151 TWh/an comme potentiel technique.

⁴⁸ Ceci est probable au Maroc car les conditions sont encore plus favorables qu'en Espagne.

de l'eau potable. Cette option est importante pour les pays qui manquent d'eau ou qui ont des problèmes avec l'approvisionnement. Il y a également la possibilité d'un refroidissement à l'air mais au prix d'une perte de rendement.

F. Potentiel technique du solaire thermique (basse température)

Avec un potentiel théorique de 106 TWh/an et un potentiel sur toit limité à 33 km² - dû à la concurrence pour les surfaces avec le photovoltaïque on peut calculer 27 TWh/a comme potentiel technique pour la production solaire thermique de chaleur.

G. Potentiel réalisable du solaire thermique (basse température)

Comme le solaire thermique est considéré comme une technologie développée, on peut supposer une diffusion dans le marché renforcée si des programmes de promotion supporte cela d'une manière positive. Pendant les dernières années, au moins 30.000 m² de capteurs solaires ont été installés annuellement. On suppose que ce chiffre est réaliste pour les installations jusqu'en 2010. On arriverait alors à une surface de capteurs installée de 274,000 m² en 2010 donc 219 GWh de production annuelle. Les 150.000 m² actuels ont été installés à un taux annuel de 20 % depuis 1996. On suppose donc un taux similaire jusqu'en 2020 dû à des incitations politiques plus fortes. En Europe, les taux de croissance moyens étaient de 15 %, mais en 2006, les 20% ont été dépassés dans l'Union Européenne. Cela signifierait que presque 1,7 millions de m² seraient installés en 2020 avec une production annuelle d'un peu moins de 1,36 TWh. Cette extension dépend fortement du développement possible des programmes de promotion pour le solaire thermique⁴⁹. Jusqu'en 2012 avec ce taux de croissance on arriverait dans une approche réaliste à 315 GWh.

Chapitre 7 Potentiels pour l'énergie hydro-électrique

Le Maroc a déjà actuellement dû à ses grandes régions montagneuses une part de 30% dans ses capacités installées de production d'électricité comme mentionné plus haut. Une contribution continue à l'offre d'électricité souffre néanmoins des fortes variations climatiques. Jusqu'à la moitié des années 90 seulement 20% de la population rurale avait un accès sécurisé à l'eau potable (ADB 2006). En particulier pour des villages loin des réseau ou dans les région montagneuses des centrales mini-hydrauliques peuvent cependant être une option. Des projets existants ou en cours de planification sont prévus pour fournir de la lumière aux maisons et pour faire fonctionner Radio ou Télévision.

⁴⁹ Pour une extension supplémentaire jusqu'en 2020 on pourrait voir une limite supérieure dans le nombre de constructions neuves avec 33000 permis de construire en 2003 et une surface moyenne construite par bâtiment de 130 m² (HCP 2003). Ce procédé semble néanmoins plus apte pour l'Europe Centrale car au Maroc les installations solaires thermiques sont dans leur plus grande partie érigées sur les bâtiments existants.

Section 1 Potentiel théorique de l'énergie hydroélectrique

Comme décrit chez Kaltschmitt le potentiel théorique pour l'énergie hydroélectrique dans un pays résulte de son potentiel surfacique de précipitation, du potentiel surfacique et linéaire pour l'évacuation de l'eau (Kaltschmitt 2000). Pour le potentiel surfacique de précipitation on considère, en tenant compte de la topographie, les précipitations moyennes annuelles par unité de surface. Si on considère de plus les pertes par évaporation on obtient le potentiel surfacique d'évacuation. Pour le potentiel linéaire d'évacuation on examine la charge moyenne annuelle des courants d'eau.

Au Maroc les précipitations sont de 150 Mrd m³ en moyenne annuelle à long terme (CDER 2004). Le point le plus élevé, le Jbel Toubkal, s'élève à 4165 m et le point le plus bas dans le pays, Sebkha Tah, est situé 55 m en dessous du niveau de la mer (ISESCO 2007). L'altitude moyenne est de 800 m (Inwent o.J.). L'évacuation du Maroc se fait par la Méditerranée et l'Atlantique, et pour une petite partie vers l'Algérie avec 0,3 Mrd m³ (CDER 2004). Les pertes d'évaporation sont à peu près 80%; au Nord elles atteignent des valeurs plus basses, par contre dans Sud il s'élève jusqu'à à 100%. Si on suppose des précipitations de 30 Mrd. m³ annuelles⁵⁰, le potentiel surfacique d'évacuation est de 65 TWh/a. Le calcul du potentiel linéaire d'évacuation n'est pas possible actuellement dû au manque de données sur les quantités évacuées de précipitations au Maroc⁵¹.

Section 2 Potentiel technique de l'énergie hydroélectrique

Le calcul du potentiel technique se fait en utilisant le potentiel linéaire d'évacuation en considérant les pertes pendant l'écoulement. De plus on considère des restrictions technologiques comme les rendements. Comme on ne dispose pas pour le Maroc des données concernant le potentiel linéaire d'évacuation, on calcule le potentiel technique d'une manière bottom-up en partant des sites potentiels pour des centrales hydro-électriques. On parle aussi d'un potentiel disponible à l'extension qui est la somme des installations existantes et des projets qui sont en cours de construction ou de planification. Bennouna mentionne que la possibilité pour la construction d'autres réservoirs de stockage est limitée et que de plus un tiers des précipitations se perd due au manque de possibilité de les retenir (CDER 2004).

Pour cette raison les hypothèses suivantes se font pour les centrales mini-hydro-électrique qui comprennent les installations jusqu'à 10 MW (ESHA 2007)⁵². Cette source voit encore un potentiel du développement pour la génération décentralisée en particulier dans les régions montagneuses (CDER, sans année). Des projets pilotes du

⁵⁰ Incluant les 80% de pertes par évaporation.

⁵¹ Les coefficients de l'écoulement total nécessaire pour le calcul peuvent être estimées à 0,3 (CRWR 1996; RICAMARE 2001).

⁵² Le potentiel technologique de développement de l'énergie hydro-électrique est plutôt petit; cette technologie a déjà parcouru en grande partie la courbe d'expérience technologique.

CDER dans les dernières années, par exemple dans la région Haouz dans les montagnes de l'atlas ont montré les potentiels qui s'y trouvent.

Des installations existantes mini-hydroélectriques ont 150 kW et contribuent avec 1,3 GWh par an à la production d'électricité⁵³. Des projets en planification, dont des sites individuels ont été investigués dans différentes études de faisabilité⁵⁴, se somment à environ 6700 kW de puissance installée (CDER sans année) comme la montre la Tableau 2-3⁵⁵.

Tableau 2-3 Puissance disponible pour l'énergie mini-hydro-électrique au Maroc (selon sans année)

	Nombre de ménages	Puissance en kW
Province Haouz	6.230	2.070
Province Khénifra	5.754	4.500
Chefchaouen ⁵⁶	232	86
Total	12.207	6.656

Pour les études de potentiel on considérerait les régions Khénifra, Haouz et Chefchaouen. Les projets correspondants doivent fournir de l'électricité à environs 12000 ménages pendant toute l'année par la génération de 58 GWh par an. Ceci peut être considéré comme le potentiel techniquement réalisable par les centrales mini-hydro-électriques⁵⁷.

Section 3 Potentiel réalisable

Pour le potentiel réalisable on considère les projets en cours de planification avancée. Sur les projets potentiels mentionnés quatre sont dans une phase concrètes de réalisation où des études de faisabilité ont eu lieu⁵⁸. Ceci comprend un projet à Tizgui avec 65 kW pour 120 ménages, une capacité installable de 3,5 kW à Amenzel pour 40 ménages, 12 kW à Tamatert pour 50 ménages ainsi que 60 kW pour 100 ménages à Oum Errabia dans la Province de Khénifra (CDER sans année). Ensemble on obtient 140,5 kW de puissance installée, ou approximativement 2% du potentiel technique. Comme ces projets sont déjà planifiés actuellement on peut supposer que jusqu'en 2010 le même

⁵³ Avec une production d'électricité totale de 19,5 TWh ceci est une fraction de la production totale.

⁵⁴ En particulier en faisant appel à la coopération technique chinoise et allemande.

⁵⁵ Quelques petits projets se rajoutent à la table qui ont été investigués dans une étude de faisabilité. Ceci concerne en particulier le site de Oum Errabia dans la Province de Khénifra avec 60 kW et 100 ménages.

⁵⁶ Production thermique avec le pétrole, le gaz, le charbon (incluant le lignite)

⁵⁷ Dû au manque des données la réhabilitation des centrales existantes de grande puissance ne peut pas être considérée ici.

⁵⁸ Au moment de cette étude il nous n'était pas connu si ces projets sont déjà réalisés ou encore dans la phase de planification.

nombre de projets peuvent être réalisés encore une fois. Comme on peut s'attendre à une plus grande réalisation, soutenue par l'expérience gagnée avec les projets réalisés récemment, on suppose en plus le doublement des capacités jusqu'en 2010. Alors le potentiel réalisable s'élèverait jusqu'en 2010 à une capacité de 420 kW avec une génération supplémentaire de 3,64 GWh par an.

Pour la phase jusqu'en 2020 on suppose un taux similaire d'installation. Comme en quatre ans jusqu'en 2010 on peut réaliser les 420 kW on fait l'hypothèse pour l'extension suivantes de 1.000°kW jusqu'en 2020. Ceci correspond à un potentiel d'extension de la production d'électricité de 8,7 GWh/an. Jusqu'en 2012 l'addition de 1,82 GWh paraît réalisable portant le total réalisable jusqu'en 2012 à 5,46 GWh. Ces valeurs dépendent naturellement fortement de mesures futures du gouvernement marocain pour la promotion de cette technologie.

Au total néanmoins il faut voir le développement futur du potentiel de développement de l'énergie hydro-électrique d'une manière assez critique. Les précipitations ont considérablement diminué comme décrit plus haut pendant les dernières décennies et le niveau des aquifères a baissé en partie à un point que l'approvisionnement en eau potable devient problématique⁵⁹. Par l'érosion croissante les barrages existants s'ensablent avec des pertes de volume de presque 0,4% par an (CDER 2004). Une extension future peut alors se faire seulement d'une manière très modérée. Au total, la contribution de l'énergie hydro-électrique à la production de l'électricité continuera de baisser à l'avenir.

Chapitre 8 Quelques remarques générales concernant la biomasse

La biomasse représente de l'énergie solaire captée par les plantes à travers le processus de la photosynthèse et convertie en matière organique. Dans cette forme elle peut être utilisée directement ou indirectement. Cette particularité distingue l'utilisation de la biomasse fondamentalement des autres technologies pour l'utilisation directe ou indirecte de l'énergie solaire comme par exemple l'énergie éolienne, le photovoltaïque mais aussi le solaire thermique. On peut bien stocker la biomasse comme source de l'énergie dans une perspective technique et économique au moyen et long terme, et elle ne souffre pas des variations à court terme qui sont souvent citées comme l'inconvénient majeur des différents type d'énergie renouvelables.

On distingue entre les sources énergétiques biogènes solides, liquides et gazeuses. Pour les potentiels des trois groupes l'offre en biomasse d'un pays est décisive. Pour cela, il convient donc de considérer l'utilisation du territoire au Maroc. Pour ceci les matériaux suivants ont été utilisés:

⁵⁹ D'un côté dû à des couches d'aquifères plus profondes, de l'autre côté dû à l'introduction de pollutions par l'eau salée.

- Le rapport "Annuaire Statistique du Maroc 2005" de la Direction de la Statistique du Maroc (Direction de la Statistique 2005),
- Le rapport "Biological Diversity and Tropical Forestry Analysis" de la United States Agency for International Development (USAID), dans lequel sont décrits entre autres les forêts et l'agriculture du Maroc (USAID 2003)
- Des données GIS pour l'utilisation du territoire au Maroc comme résultat d'une analyse par grille (GLC 2007)

La Direction de la Statistique mentionne dans son rapport "Annuaire Statistique du Maroc 2005", que le Maroc dispose de 8,97 millions d'ha de terres arables et cultures permanentes, et qu'approximativement 5,36 millions d'ha du territoire appartiennent au domaine forestier (l'occupation du sol est résumée dans la Tableau 2-4).

Tableau 2-4 Occupation de sol au Maroc (Direction de la Statistique 2005, USAID 2003, GLC 2007)

Occupation du Sol	Superficie en ha
Pâturages extensifs	25.740.000
Terres arables et cultures permanentes	8.975.200
Domaine forestier (forêts, reboisements)	5.361.532
Alfa	3.318.259
Matorral	407.405
Régions urbaines	23.634
Plans d'eau	85.552
Autres terres: parcours désertiques, terres improductives et de haute montagne	26.765.977
Total:	71.085.000

Les plantes Alfa (alfa) et Matorral poussent sur une surface de 3,73 millions d'ha (Direction de la Statistique 2005). L'organisation USAID part de l'hypothèse que 25,74 millions d'ha forment les pâturages du Maroc (USAID 2003). Pour l'analyse du potentiel on suppose qu'il s'agit de pâturages extensifs.

De la surface arable la majeure partie est utilisée pour cultiver des céréales. Environ 1,2 millions d'ha de la surface agricole sont irrigués. On cultive les agrumes, les tomates, les légumes, les pommes de terre et les raisins, qui sont prévus à l'exportation (Bayerische IHK 2006). Les surfaces arables et leur utilisation sont montrées dans la Figure 2-7 et la Tableau 2-5.

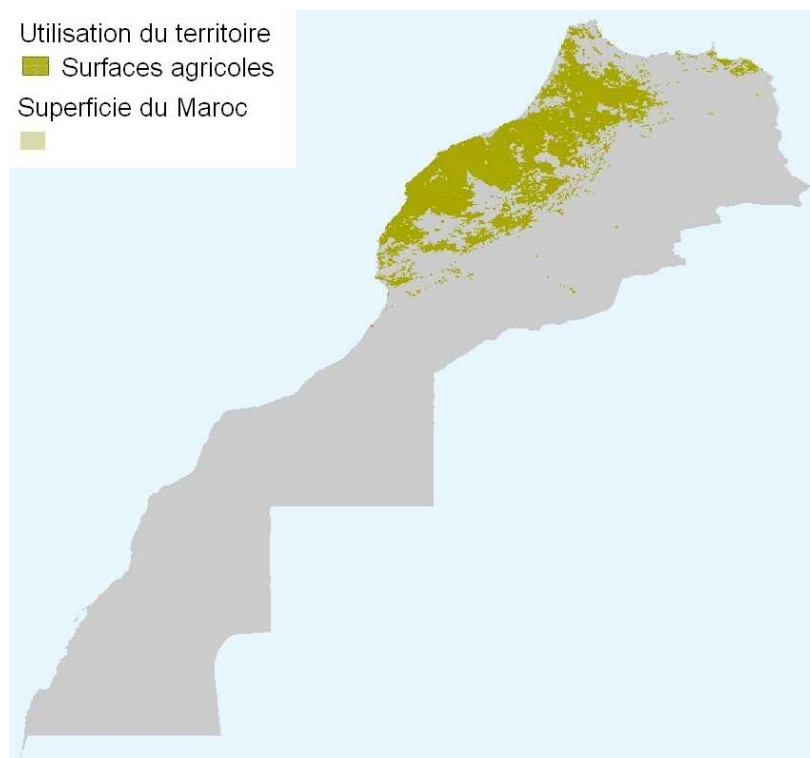


Figure 2-7 Surfaces agricoles au Maroc (GLC 2007)

Tableau 2-5 Utilisation de la surface agricole au Maroc (Direction de la Statistique 2005)

Produits agricoles au Maroc en 2002	Surface en ha
Céréales	5.554.200
Plantations fruitières	820.600
Légumineux	359.300
Cultures maraîchères	268.100
Cultures oléagineuses	125.000
Autres	150.800
Jachère	1.697.200
Total	8.975.200

Le domaine forestier et sa composition sont montrés dans Figure 2-8 et la Tableau 2-6.

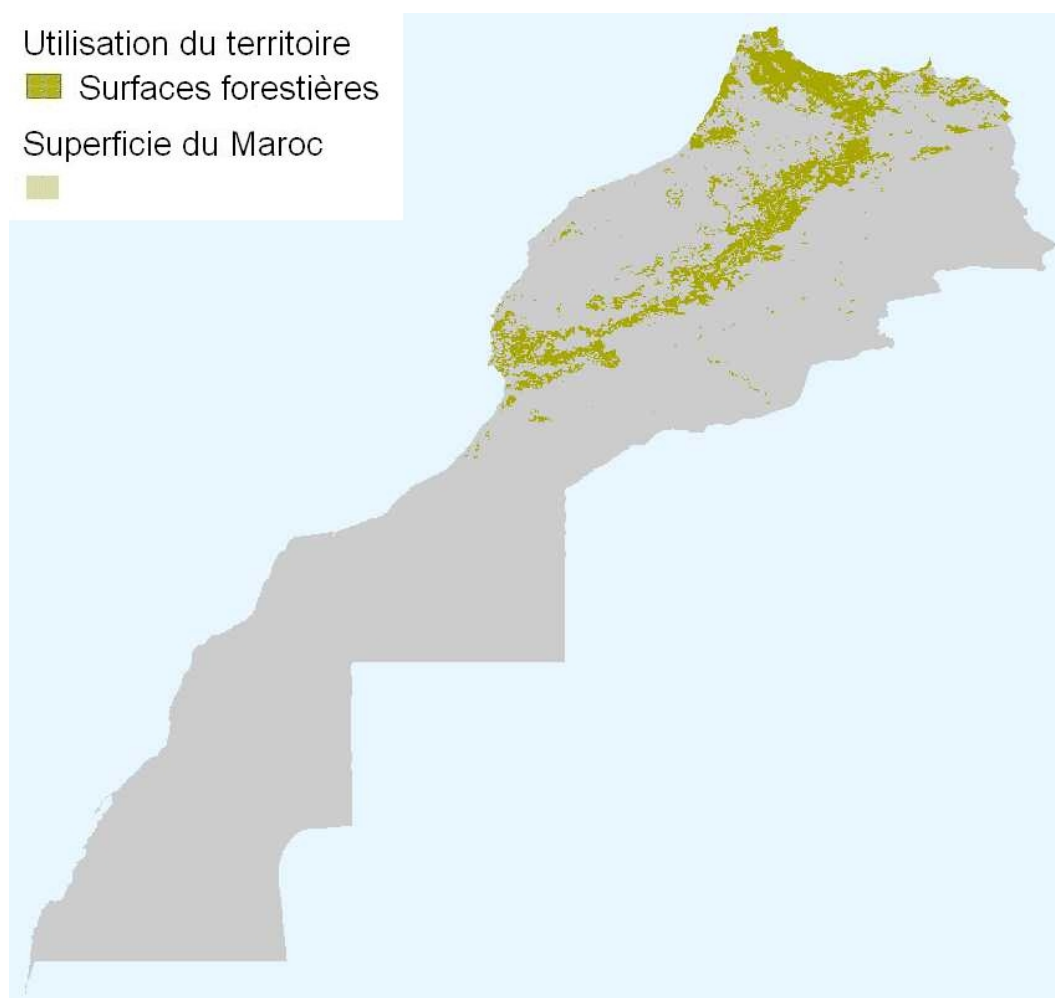


Figure 2-8 Domaines forestiers au Maroc (GLC 2007)

Tableau 2-6 Domaines forestiers au Maroc (Direction de la Statistique 2005)

Domaine forestier	Surface en km ²
Feuillues naturelles	2.671.530
Résineuses naturelles	1.027.835
Boisements artificiels (reboisements)	540.000
Autres	1.122.167
Total:	5.361.532

Chapitre 9 Potentiels de la biomasse gazeuse

Le biogaz est intéressant d'un point de vue de grandes ressources (biomasse disponible pour la gazéification) et de la possibilité de stockage. L'approche historique de gazéification de déchets comme le purin ou les déchets biogènes peut être étendue

considérablement à l'avenir à l'utilisation des plantes énergétiques ou à la gazéification de biomasse solide comme le bois.

Le potentiel de biomasse apte à la production de biogaz se compose principalement de résidus, de produits secondaires et de déchets (Bois résiduel et de déchets, paille et déchets organiques) et plantes à utilisation énergétique (herbes et produits agricoles à utilisation énergétique,...). Ces matières premières doivent subir différentes étapes de transformations pour être utilisables pour la production d'énergie (biner, fermenter, gazéification,...); ceci introduit des pertes de transformation. De plus, il faut considérer la concurrence pour les matières premières à l'intérieur des différentes options d'utilisation énergétique (différentes technologies) mais aussi par rapport à une utilisation directe de la matière (par exemple industrie du papier, de construction, agriculture).

Le potentiel de biomasse gazeuse au Maroc se compose des catégories suivantes:

- Purin
- Prés, herbes coupées et déchets de paysagiste
- Déchets d'abattoir
- Plantes à utilisation énergétique
- Gaz en provenance des boues d'épuration
- Gaz des décharges.

Ces six catégories de matières premières seront examinées dans ce qui suit en vue des différentes sortes de potentiels: potentiel théorique, technique et réalisable. Les données et les hypothèses de base qui seront introduites dans les calculs sont documentées à l'endroit approprié dans le texte. En ce qui concerne les technologies d'utilisation on peut résumer les quatre premières catégories comme „biogaz“ ce qui fait que le secteur des sources énergétiques biogènes gazeuses comprend les domaines suivants:

- Biogaz
- Gaz en provenance des boues d'épuration
- Gaz des décharges.

Section 1 Réalisation technologique

Des installations de biogaz typiques qui sont utilisées pour le calcul des potentiels, sont résumées dans la Tableau 2-7. Le besoin énergétique de l'installation même (par exemple pour le réchauffement du réacteur de fermentation) est couvert par le biogaz et est responsable de la différence entre la production du biogaz et le biogaz utilisable.

Tableau 2-7 Modèles d'installation à biogaz (Wuppertal Institut 2005)

Abréviation	Désignation	Production de biogaz	Biogaz utilisable	Besoins en matière première
		M ³ /h	m ³ /h	t/d
BG 50 G	Installation d'utilisation de purin 50 m ³ /h	58	50	Purin: 31,5 Nawaro ⁶⁰ : 3,3
BG 250 G	Installation d'utilisation de purin 250 m ³ /h	290	250	Purin: 158 Nawaro: 17
BG 500 G	Installation d'utilisation de purin e 500 m ³ /h	580	500	Purin: 315 Nawaro: 33
BG 50 N	Installation Nawaro 50 m ³ /h	56	50	Nawaro: 7,1 Purin: 0,8
BG 250 N	Installation Nawaro 250 m ³ /h	280	250	Nawaro: 36 Purin: 4
BG 500 N	Installation Nawaro 500 m ³ /h	560	500	Nawaro: 71 Purin: 8

Section 2 Potentiels pour le biogaz en provenance du purin

Pour le calcul des potentiels de biogaz en provenance du purin les sources suivantes sont a notre disposition:

- Le rapport "Annuaire Statistique du Maroc 2005" de la Direction de la Statistique au Maroc (Direction de la Statistique 2005)
- Un projet de décret du Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft avec une table de conversion pour les unités de grand bétail (BMLFUW 2006)

A. Potentiel théorique pour le biogaz en provenance du purin

Théoriquement tous les excréments provenant de l'élevage du bétail sont potentiellement des matières premières pour les installations à biogaz. Le rapport "Annuaire Statistique du Maroc 2005" montre pour l'année 2004 les cheptels de bétail résumés en Tableau 2-8. Pour le calcul du rendement en purin on utilise les unités de grand bétail (UGB) (BMLFUW 2006). Le nombre d'UGB qui en résulte est aussi indiqué dans la Tableau 2-8.

⁶⁰ Nawaro: Nachwachsende Rohstoffe (Ressources Renouvelables).

Tableau 2-8 Cheptel des animaux au Maroc en 2004 (Direction de la Statistique 2005, BMLFUW 2006)

Types d'animaux	Cheptel 2004	Unité de grand bétail (UGB) par animal	UGB 2004
Bovins	2.698.700	1	2.698.700
Ovins	16.367.800	0,15	2.455.170
Caprins	5.366.800	0,15	805.020
Chevaux	161.100	1	161.300
Mulets	531.100	0,5	265.550
Anes	1.011.900	0,5	505.950
Total	26.137.600		6.891.690

Neubarth et Kaltschmitt (2000) suppose pour l'Europe Centrale un rendement de biogaz de 511 Nm³ par UGB et par an avec une valeur calorifique de 5,3 kWh/Nm³. Pour une estimation prudente on utilisera donc cette valeur. Néanmoins il faut supposer que le rendement en biogaz par UGB au Maroc est inférieur à la valeur de l'Europe Centrale. A cause d'un manque de données statistiques on suppose un rendement en biogaz de 280 Nm³ biogaz par an. Le potentiel théorique en énergie primaire en provenance du purin est donc 10.227 GWh/an.

B. Potentiel technique pour le biogaz en provenance du purin

Pour le calcul du potentiel théorique on considère tous les excréments disponibles, mais techniquement réalisable est seulement l'utilisation du biogaz en provenance de purin d'animaux élevés en étable. Même pour un élevage en étable il convient de considérer la taille et le type de la ferme pour déterminer si une collecte et utilisation du purin est possible techniquement. Pour le calcul du potentiel technique on suppose qu'en été seulement 10% des animaux et en hiver 50% sont tenus en étable et que l'on peut collecter 90% du purin pendant l'élevage en étable. De plus on suppose qu'à l'avenir la moitié du purin collecté est utilisé comme engrais et l'autre moitié pour la production de biogaz. Avec ces hypothèses on obtient une production de biogaz annuelle de 260 millions de m³. A cause de l'hypothèse que le besoin propre des installations en énergie est aussi à couvrir par le biogaz, il faut soustraire encore une fois 14% du rendement en biogaz (voir Tableau 2-7). Ceci donne un potentiel technique de biogaz en provenance du purin de 1.190 GWh/an (énergie primaire).

C. Potentiel réalisable pour le biogaz en provenance du purin

Pour produire 260 millions m³ de biogaz il faut 51 installations du type BG 500 G ou 513 installations du type BG 50 G. On suppose que entre 2008 et 2020 on peut construire par an 5 installations du type BG 500 G, 10 installations du type BG 250 G et 15 installations du type BG 50 G. Ceci donne jusqu'en 2010 un potentiel réalisable de biogaz en provenance du purin de 801 GWh/an. Jusqu'en 2020 tout le purin possible,

comme décrit plus haut, peut être converti en biogaz et le potentiel réalisable est de 1.190 GWh/an (en énergie primaire).

Section 3 Potentiels pour le biogaz en provenance des prés, herbes coupées et déchets de paysagiste

A. Potentiel théorique pour le biogaz en provenance des prés, herbes coupées et déchets de paysagiste

Pour la production de biogaz en provenance des prés, herbes coupées et déchets de paysagiste on peut considérer les 25.740.000 ha de pâturages ainsi que les 3.318.259 ha couverts avec l'herbe du désert Alfa qui ressemble à des roseaux. Le rendement en biogaz dépend alors des précipitations et du type de sol. Dans les régions humides de l'Afrique du Nord on peut obtenir, sous les meilleures conditions sur les pâturages un rendement surfacique de 1 à 1,2 t de matière sèche (SS) par ha et an. Le rendement surfacique de l'herbe Alfa dans les régions des steppes est seulement 0,02 et dans les régions semi-arides 0,22 t SS/(ha*an) (Le Houérou 1975). Pour le calcul du potentiel théorique du biogaz en provenance des pâturages on suppose un rendement moyen surfacique de 0,1 t SS/(ha*an). Avec un rendement de biogaz de 550 m³/t matière sèche et un pouvoir calorifique du biogaz de 6 kWh/m³ on obtient un potentiel pour le biogaz théorique de 9.589 GWh/an.

B. Potentiel technique pour le biogaz en provenance des prés, herbes coupées et déchets de paysagiste

Pour le calcul du potentiel technique il est instructif de considérer quelle fraction de la biomasse peut être collectée sur les pâturages et introduite dans des installations de biogaz. De plus il faut considérer que les pâturages du Maroc sont utilisés comme source de nourriture pour les ovins, les bovins et les caprins, ce qui réduit les surfaces disponibles de moitié. On suppose que sur la moitié du reste de la surface on peut collecter de l'herbe coupée et l'utiliser dans des installations à biogaz. Ceci donnerait un potentiel technique de 2.397 GWh/an.

C. Potentiel réalisable pour le biogaz en provenance des prés, herbes coupées et déchets de paysagiste

Dû aux faibles rendements surfaciques des pâturages et des régions portant de l'Alfa cette utilisation de la biomasse n'est pas attractive. Pour cette raison le calcul d'un potentiel réalisable n'est pas mené plus loin.

Section 4 Potentiels du biogaz en provenance des abats

A. Potentiel théorique du biogaz en provenance des abats

Jusqu'à 30% des parties d'un animal abattu ne sont pas utilisées pour la nourriture humaine mais comme résidus dans les aliments pour animaux de ferme et de maison, pour les graisses technique les produits pharmaceutique etc. (UBA 1995). Environ un tiers de ces abats sont apte pour la production de biogaz.

En 2003 on enregistrait au Maroc environ 4 millions d'abats contrôlés (Tableau 2-9).

Tableau 2-9 Abats contrôlés au Maroc en 2003 (Direction de la Statistique 2005)

Type d'animaux	Abats
Bovins	774.000
Ovins	2.195.000
Caprins	1.043.000

Pour le calcul du potentiel théorique en provenance des abats on suppose que le poids à l'abatage d'un bovin est de 500 kg et d'un ovin et d'un caprin 75 kg chacun. Ceci donne un poids total d'abatage de 629.850 t par an. Une fraction de 25% d'abats est supposée ne pas être utilisée pour la nourriture et dont un tiers peut être utilisé pour la production de biogaz. Le rendement spécifique en gaz est selon Domenig et al. 100 m³/t substrat et le pouvoir calorifique du gaz de 21,6 MJ/m³ (ou 6 kWh/ m³) (Domenig et al. 1998). Avec ceci on calcule un potentiel théorique de biogaz à partir des abats de 31 GWh/an.

B. Potentiel technique du biogaz en provenance des abats

Le calcul du potentiel théorique à partir des abats était basé sur le nombre d'animaux abattus au Maroc chaque année. D'un point de vue de potentiel technique on s'intéresse si les déchets peuvent être amenés à la gazéification et une utilisation énergétique avec une logistique adéquate.

La Direction de la Statistique (2005) mentionne qu'en 2003 une quantité de 27.000 t d'abats avaient comme origine des abattages contrôlés. On suppose que cette quantité est réellement collectée et qu'un tiers de ceci peut être amené à une utilisation énergétique (9.000 t). Le potentiel technique pour le biogaz en provenances des abats est donc de 5,4 GWh/an.

C. Potentiel réalisable du biogaz en provenance des abats

Pour le calcul du potentiel réalisable on suppose que les abats aptes à une conversion en biogaz en provenance des abattages contrôlés sont effectivement utilisés dans les installations. Ceci donne un potentiel réalisable pour 2010 et 2020 de 5,4 GWh/an.

Section 5 Potentiels du biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique

A. Potentiel théorique du biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique

Comme plantes à utilisation énergétique on considère ici toutes plantes qui peuvent être cultivées sur les surfaces agricoles par les fermes au Maroc. Les prés et les pâturages ne sont pas considérés parce qu'ils sont réservés pour d'autres applications par exemple l'élevage d'animaux ou parce qu'ils ne sont pas aptes pour la production de plantes à utilisation énergétique. Les meilleures plantes pour la production du biogaz sont en particulier le maïs, le blé et l'herbe à utilisation énergétique; leurs rendements surfaciques sont résumés dans la Tableau 2-10. On fait l'hypothèse que le rendement surfacique des terres agricoles est doublé par l'irrigation.

Tableau 2-10 Rendements surfaciques des plantes à utilisation énergétique (Neubarth et Kaltschmitt 2000 et hypothèses du Fraunhofer ISI)

Types de plantes	Rendement surfacique en t SS ⁶¹ /ha (irrigué)	Rendement surfacique en t SS /ha (sans irrigation)
Mais	14,5	7,25
Blé (plante entière)	12,3	6,15
Herbes à utilisation énergétique (herbe Sudan)	15	7,5

En 2003 il y avait au Maroc des surfaces agricoles utiles de 8.975.200 ha (la Superficie Agricole Utile comprend la superficie des terres labourables et celle des plantations denses) (Direction de la Statistique 2005). Environ 1.200.000 ha sont irrigués (Bayerische IHK 2006).

Pour la détermination du potentiel théorique pour le biogaz à partir de plantes à utilisation énergétique on suppose que toute la surface agricole est disponible pour cultiver ces plantes. Comme on souhaite que même dans le domaine des potentiels théoriques les valeurs puissent être additionnées on fait l'hypothèse que la surface agricole se divise à parts égales entre sources énergétiques solides, liquides et gazeuses. Pour la production du biogaz on aurait donc des surfaces disponibles de 2.991.773 ha qui seraient utilisées, avec un tiers chacun pour la production de maïs, du blé et des herbes à utilisation énergétiques. Environ 400.000 ha de cette surface sont irrigués. Ceci donne un rendement annuel en substance sèche de 23,6 millions de tonnes. Avec un rendement en biogaz de 550m³/t SS et un pouvoir calorifique de 6 kWh/m³ on obtient

⁶¹ Substance sèche.

un potentiel théorique pour le biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique de 77.976 GWh/an.

B. Potentiel technique du biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique

En 2004 5.679.000 ha de céréales ont été cultivés au Maroc, et 831.300 ha ont été utilisés pour les plantations fruitières. Les légumineuses se cultivaient sur 365.000 ha et 1.624.300 ha des surfaces étaient des jachères. En sus des céréales cultivées au Maroc le pays a encore importé 2,6 millions de tonnes de blé en 2004 (Direction de la Statistique 2005). Pour cette raison on ne tient pas compte des surfaces agricoles qui sont utilisées pour la production de la nourriture. Il reste la surface des 1.624.300 ha de jachères. Il peut y avoir des raisons diverses pourquoi une terre est en jachère. Elle est peut-être trop salée ou trop sèche ou les parcelles sont si petites qu'il n'est pas économique d'y cultiver des plantes. De ces paramètres dépend également si on peut cultiver des plantes à utilisation énergétique. Comme il n'y a pas de données concernant les raisons pourquoi des terres sont en jachères, on suppose que la moitié des jachères seraient à cultiver et que cette surface peut être utilisée à un tiers pour la production de biogaz avec des plantes à utilisation énergétique. On fait aussi l'hypothèse qu'il s'agit de terres qui ne sont pas irriguées. De ceci on peut calculer un potentiel technique de 6.224 GWh/an.

C. Potentiel réalisable du biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique

Le potentiel réalisable dépend fortement de la qualité et de l'aptitude des jachères pour la production des plantes à utilisation énergétique. On suppose que jusqu'en 2010 un quart de la surface qui est disponible techniquement peut être cultivée avec des plantes à utilisation énergétique et que la biomasse en provenance de ces surfaces peut être transformée en biogaz. De cela on déduit pour 2010 un potentiel réalisable pour le biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique de 1.556 GWh. Néanmoins, compte tenu du fait que cette filière n'a pas été expérimentée jusqu'à maintenant, l'implantation jusqu'en 2010 paraît difficilement faisable. On considère donc le potentiel réalisable comme nul à l'horizon de 2010.

Jusqu'en 2020 on suppose que toute la surface techniquement disponible est cultivée et qu'il y a assez d'installation de biogaz pour traiter les plantes à utilisation énergétique. Ceci donne pour 2020 un potentiel réalisable pour le biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique de 6.224 GWh/an. Ce potentiel peut aussi être soumis à discussion compte tenu des effets négatifs qu'une telle filière - même si elle est pratiquée en jachère - pourrait avoir sur l'agriculture pour la production de la nourriture à moyen terme.

Section 6 Potentiels pour le gaz des décharges

Pour le calcul des potentiels du gaz des décharges on dispose des sources suivantes:

- Le rapport "Annuaire Statistique du Maroc 2005" de la Direction de la Statistique du Maroc (Direction de la Statistique 2005)
- Une étude de faisabilité d'une décharge dans la Province de Tanger (Czurda 2006)
- Une présentation du Ministère de l'Intérieur et du "Ministère de l'Aménagement du Territoire de l'Eau et de l'Environnement" concernant le Programme National de Gestion des Déchets Ménagers et Assimilés (PNGDMA), (Ministère de l'Intérieur 2006)
- Un article de la GTZ sur la nouvelle loi pour les déchets au Maroc (GTZ 2007)
- Un rapport sur différents projets MDP au Maroc (MINENV 2007).

Le gaz des décharges est généré par des processus biochimique des déchets biogènes dans les décharges. Au Maroc il y a actuellement très peu de décharges contrôlées et à peu près 300 décharges non contrôlées en zone urbaine dans lesquelles on ne collecte pas le lixiviat. Le biogaz qui est produit éventuellement s'échappe dans l'atmosphère. La Direction marocaine de la Statistique (2005) mentionne que le volume de déchets communaux s'est accru de 4.515.050 t en 1992 à 6.500.000 t en 2000. En même temps la quantité de déchets industriels a augmenté de 800.000 t à 974.074 t an. En 2000 sur les 6.500.000 t de déchets communales 6.370.000 t ont été déposées sur des décharges non contrôlées et seulement 20.000 t sur des décharges contrôlées. (Direction de la Statistique 2005).

Le taux de collecte des déchet dans les centres urbains était d'approximativement 70% en 2006. Depuis le début de 2007 le Maroc s'est doté d'une loi moderne pour les déchets et entre 2007 – 2021 on devrait investir 3,3 milliards d'Euro (37 milliards de Dirham) dans une économie des déchets moderne qui fait disparaître les décharges non contrôlées au profit de décharges modernes avec des normes Européennes d'environnement et de sécurité. Dans le Programme National des Déchets Ménagers il est spécifié que le taux de collecte des déchets communaux devrait s'accroître jusqu'en 2021 à 90% et faire disparaître les décharges non contrôlées et de construire dans toutes les régions des décharges contrôlées, dans lesquelles on peut récupérer le lixiviat et le gaz des décharges et les traiter ensuite. Jusqu'en 2009 on suppose que 40 % des déchets communaux peuvent être traités ainsi. De plus une fraction de 20% des déchets doit être recyclée (Ministère de l'Intérieur 2006, GTZ 2007)⁶².

A. Potentiel théorique du gaz en provenance des décharges

Pour le calcul du potentiel théorique on suppose que la moitié des déchets communaux et industriels peuvent être traités sur des décharges adaptées (l'autre moitié seraient utilisée pour l'incinération) et que tout le gaz de décharge peut être capté et utilisé. On peut supposer qu'avec une industrialisation croissante il y a aussi une croissance des volumes des déchets mais comme une partie croissante sera recyclée on suppose un

⁶² Réhabiliter toutes les décharges non contrôlées, actuellement, réhabiliter toutes les décharges existantes, après fermeture (100 %). Tri-recyclage-valorisation: mise en place d'unités de tri des déchets permettant de traiter 20% de la totalité des déchets produits.

volume constant de déchets de 6.500.000 t pour les déchets communaux et de 974.000 t pour les déchets industriels. Dans la région de Tanger – Tétouan au Nord du Maroc il y a une fraction de 65,3% des déchets ménagers et de 65,5% des déchets industriels qui sont d'origine biogène (Czurda 2006). Cette fraction semble selon l'avis du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) aussi représentative pour d'autres décharges. En ce qui suit, on suppose donc un volume de déchets de 7.474.000 t avec une fraction biogène de 65% ainsi qu'un rendement de biogaz en provenance des déchets de 350 m³/t SS et un contenu en matière sèche des déchets biogène de 2,8 t de déchets par t SS. Ceci donne un potentiel théorique pour le biogaz de 1.822 GWh par an.

B. Potentiel technique du gaz en provenance des décharges

Pour le calcul du potentiel théorique de gaz des décharges on supposait un volume total de déchets biogène de 4,9 Million t/an. D'un point de vue du potentiel technique on peut utiliser la fraction des déchets qui peut être introduite dans une logistique de collecte et de transport.

Pour le calcul du potentiel technique on suppose que l'on peut améliorer la logistique de collecte au Maroc et que l'on peut aussi y intégrer des régions rurales. Pour cela on suppose qu'en 2020 une fraction de 90% des déchets peut être collectés dont la moitié est mise en décharge contrôlée. Comme mentionné plus haut le volume pourra s'augmenter, mais ceci sera compensé par une fraction recyclée plus grande. Donc on suppose constance du volume. Ceci fournit un potentiel technique de 1.640 GWh/an (1.394 GWh/an pour une collecte du gaz des décharges à 85%⁶³).

C. Potentiel réalisable du gaz en provenance des décharges

Pour le calcul du potentiel réalisable à partir du gaz des décharges on considère les décharges contrôlées planifiées et celles déjà réalisées. Il y a un certain nombre de projets MDP la construction de décharges contrôlées au Maroc qui envisagent de récupérer le gaz et l'eau (lixiviats) des décharges. Néanmoins, pour la plupart des projets, la génération d'électricité par le biogaz n'est pas prévue. Ceci est dû au coût élevé des équipements de production d'électricité et la faible capacité de génération électrique des projets (de l'ordre de 1-3 MW). De plus, à ce niveau de puissance et compte tenu du cadre réglementaire actuel, il est difficile de vendre l'électricité produite à l'opérateur national (voir l'exemple de la décharge de Bikarane de la ville Agadir dans le cadre).

⁶³ Pour le projet MDP Akreuch à Rabat cette hypothèse est utilisée.

Exemple de la décharge Bikarane de la ville d'Agadir:

La décharge Bikarane de la ville d'Agadir atteindra son niveau de saturation en 2006. Dans l'optique d'obtenir une gestion optimale des ressources et minimiser les impacts environnementaux, les autorités locales ont décidé d'ouvrir une nouvelle décharge et de réhabiliter l'ancienne. En matière de réhabilitation des décharges, la réglementation marocaine prévoit le recouvrement des déchets par la terre et la re-végétalisation en gradins de l'aire d'enfouissement. La législation environnementale marocaine n'exige pas des opérateurs de décharges de brûler ni de traiter le biogaz. Le brûlage du biogaz, son extraction active et la production d'électricité ne sont pas obligatoires au Maroc.

Le projet MDP proposé a pour objectif de mettre en place une installation de récupération et de brûlage de biogaz produit par la décharge telle que cela est pratiqué en Europe. Ce projet consiste en la réalisation d'un drainage du biogaz par un maillage de puits (rayon de captage d'environ 20 m) connecté à un réseau de collecte aboutissant à une turbine mettant l'ensemble du dispositif en dépression. Le biogaz ainsi collecté sera brûlé par une torchère à une température minimale de 900 ° C. Les lixiviats seront drainés et traités. Ces techniques sont celles validées par les services environnementaux Européens et permettent d'assurer un taux de collecte maximale et une qualité de combustion satisfaisant aux normes Européenne d'émission de gaz de décharge.

Les distances entre les puits sont optimisées en vue de maximaliser la collecte du biogaz et minimiser le coût des installations. L'extraction et le stockage des condensats sont prévus aux points les plus bas du système de collecte. A ce niveau du projet, la génération d'électricité par le biogaz n'est pas prévue. Ceci est due au coût élevé des équipements de production d'électricité qui ne peuvent pas être supportés par la Commune. Une autre raison qui milite pour le choix de cette option est la faible capacité de génération électrique du projet (de l'ordre de 1 MW). A ce niveau de puissance et compte tenu du cadre réglementaire actuel, il est difficile de vendre l'électricité produite à l'opérateur national. La faisabilité du projet avec génération d'électricité sera revue une fois le projet opérationnel et la loi sur la vente d'électricité est revue.

Les villes suivantes gèrent déjà des décharges contrôlées ou vont commencer à fonctionner en 2007 ou 2008:

Tableau 2-11 Décharges contrôlées au Maroc (El-Khawad 2007, Direction de la Statistique 2005)

Ville	Population ⁶⁴	Statut des décharges contrôlées
Casablanca	2.949.805	appel d'offres terminé et projet adjugé, opérationnel en 2008
Rabat/Salé/Témara	1.700.304	projet adjugé, opérationnel fin 2007
El Jaddida	298.673	déjà opérationnel
Fès	955.188	opérationnel depuis 2005
Essaouira	95.566	opérationnel depuis 2000
Berkane	156 145	opérationnel depuis 2004
Oujda	410.808 (Oujda-Angad)	opérationnel depuis 2005
Guilmine	k. A.	opérationnel depuis 2005
Agadir	384.987 (Agadir-Ida ou Tanane)	sera opérationnel en 2007
Total	7.336.463	

⁶⁴ Population légale selon les provinces et préfectures : Milieu urbain (Direction de la Statistique 2005).

Dans les villes mentionnées il y a 7,34 millions d'habitants. Ceci correspond à 40% de la population urbaine de 18 millions. Pour le calcul du potentiel réalisable du gaz des décharges on suppose que les décharges qui sont mentionnées dans la Tableau 2-11 sont effectivement réalisées jusqu'en 2010 (respectivement 2012) et peuvent accepter tous les déchets des villes énumérées, c'est-à-dire 40% des déchets municipales et urbains du Maroc. Ceci correspond aux plans du Programme National des Déchets Ménagers (Ministère de l'Intérieur 2006). Comme il n'y a pas d'informations sur une planification d'incinérateurs de déchets au Maroc, on suppose pour le potentiel réalisable jusqu'en 2010 et 2012 qu'il n'y ait pas d'incinération.

Ceci donne un potentiel réalisable d'énergie primaire de 1.457 GWh/an. (1.239 GWh/an avec un taux de collecte de 85%). Néanmoins, ce chiffre paraît difficile à réaliser. Si on suit le plan d'investissement prévu dans le programme, en 2011 approximativement 20% ou 729 GWh/an (620 GWh/an avec un taux de collecte de 85%) seraient réalisable. Mais jusqu'en 2012 la mise en décharge des 40% des déchets paraît réalisables (en supposant une croissance linéaire du taux de collecte des déchets jusqu'en 2020 on pourra même obtenir 50% de taux de collecte des déchets en 2012) et un potentiel de 1.457 GWh/an est réalisable (1.239 GWh/an avec un taux de collecte du gaz de 85%). Ceci est valable pour le cas que tous les déchets collectés sont mis en décharge et ne seront pas incinérés.

Pour 2020 on suppose que 90% des déchets peuvent être collectés et que la moitié est déposée en décharges contrôlés, ce qui donne un potentiel de 1.640 GWh/an (avec un taux de collecte de 85% on obtient un potentiel de 1.394 GWh/an).

Section 7 Potentiels du gaz en provenance des boues d'épuration

A. Potentiel théorique du gaz en provenance des boues d'épuration

Selon l'Institut für Siedlungswasserwirtschaft de la RWTH Aachen (ISA 2006) le Maroc est seulement au début du développement d'un traitement contrôlé des eaux usées, aussi bien dans les régions urbaines que rurales. Dans la plupart des villes les eaux usées sont collectées dans des systèmes de canalisation techniquement insuffisants et seront, en général, envoyées ensuite directement dans le prochain exutoire sans traitement supplémentaire. Au total il y a au Maroc approximativement 50 stations d'épuration des eaux mais qui ne fonctionnent pas à 80%. L'ONEP (Office Nationale de l'eau potable) gérait au début de 2006 13 stations d'épuration et leur nombre doit s'accroître à 30 jusqu'en 2007 (ISA 2006).

Jusqu'en 2025 le gouvernement du Maroc souhaite investir 18,3 milliards d'Euro dans la gestion de l'eau. Un tiers de ces investissements sont prévus pour l'évacuation et le traitement des eaux usées. Même si plus de 70% de la population urbaine (18 millions d'habitant) a un raccordement à la canalisation, seulement une partie marginale des eaux collectées est épurée. Dans les régions rurales où vivent 12 millions d'habitant, aucune canalisation n'existe. Sur les 500 millions m³ d'eaux usées qui sont collectées

annuellement, 30 % retournent directement et sans traitement aucun dans le cycle de l'eau, selon un rapport des Nations Unies. Pour cette raison les réserves d'eaux sont polluées et salées. 27% s'infiltrent dans le sol dont la moitié est utilisée pour l'irrigation dans l'agriculture. Le reste de 43% arrive sans traitement dans la mer (BFAI 2006). Ainsi, seulement 5% des eaux communales sont traitées (ENP sans année).

Pour le calcul du potentiel théorique du gaz en provenance des boues d'épuration on fait l'hypothèse que toute la population c'est-à-dire 30 Million de Marocains disposeraient d'un raccordement à la canalisation, à travers laquelle les eaux usées sont collectées et traitées dans des stations d'épuration. Il y a deux rapports sur des stations d'épuration à Fès et à Marrakech, qui ont été proposé comme projets MDP. Le projet de Marrakech suppose une production du gaz des boues d'épuration de 20.000 m³ par jour pour 1.300.000 Equivalent Habitant (EH). Ceci donne un rendement en gaz de 5,6 m³ par EH et par an. Pour la station d'épuration de Fès on spécifie une production en gaz de 41.405 m³ par jour pour 1.567.000 EH. Ceci donne un rendement en gaz de 9,6 m³ par EH et par an (MINENV 2007). La moyenne des deux stations d'épuration se situe à 7,6 m³ par EH et par an. Ceci correspond approximativement avec la valeur de 7,2 m³ par EH⁶⁵ qui est documenté par Neubarth et Kaltschmitt (2000) comme rendement moyenne en gaz en provenance des stations d'épuration. On suppose donc pour la suite 7,2 m³ par EH avec un pouvoir calorifique de 21,6 MJ/ m³.

Ceci donne un potentiel théorique du gaz en provenance des boues d'épuration pour le Maroc de 1.296 GWh/an.

B. Potentiel technique du gaz en provenance des boues d'épuration

Dans le calcul du potentiel théorique l'hypothèse a été faite que toute la population peut être raccordée à la canalisation et que l'on peut traiter toutes les eaux usées dans des stations d'épuration. Techniquement il est possible de raccorder toute la population urbaine à la canalisation. Pour les régions rurales, par contre, on suppose que 75% de la population dispose d'un raccordement. Au total, les eaux usées de 27 millions de Marocains peuvent être collectées et traitées dans des stations d'épuration. Ces hypothèses fournissent un potentiel technique du gaz en provenance des boues d'épuration de 1.166 GWh/an.

C. Potentiel réalisable du gaz en provenance des boues d'épuration

Pour le calcul du potentiel réalisable du gaz en provenance des boues d'épuration on suppose que la canalisation existante sera assainie et raccordée à des stations d'épuration. Cela implique que jusqu'en 2010 les eaux usées de la moitié de la population qui a une canalisation seront traitées dans les stations d'épuration. Ceci donne un potentiel réalisable du gaz en provenance des boues d'épuration de 272 GWh/an.

⁶⁵ L'Équivalent Habitant ou l'E.H: Il exprime la charge polluante contenue dans 180 litres d'eau usée c'est-à-dire la production d'un habitant et pour un jour. Un Équivalent Habitant correspond à 60g de D.B.O5 , 135g de D.C.O, 9,9g d'azote, 3,5g de phosphore.

Jusqu'en 2020 on suppose que les eaux usées de toute la population urbaine seront collectées et traitées dans les stations d'épuration. Aussi dans les régions rurales on établit des canalisations et les eaux usées de 75% de la population rurales peuvent être traitées dans des stations d'épuration. Ces hypothèses fournissent un potentiel réalisable du gaz en provenance des boues d'épuration de 1.166 GWh/an jusqu'en 2020. Jusqu'en 2012 on suppose que trois quart des eaux usées de la population urbaine qui a une canalisation (70%) peuvent être traitées en station d'épuration ainsi que les eaux usées d'un quart de la population rurale. Ceci implique un potentiel réalisable en 2012 de 0,55 TWh (énergie primaire).

Chapitre 10 Potentiel de la biomasse liquide

Pour les sources énergétiques biogènes liquides on distingue entre le biodiesel (RME) et le bioéthanol. Pour la production du biodiesel on pourra utiliser au Maroc surtout les tournesols. Selon la Direction de la Statistique (2005) le Maroc a produit en 2004 sur une surface de 62.900 ha 49.220 t de tournesols, ce qui correspond à un rendement surfacique de 0,78 t/ha. Le rendement surfacique varie entre 0,6 et 0,8 t/ha. En ce qui suit on suppose un rendement de 0,8 t/ha sur les surfaces irriguées et de 0,4 t/ha sur les surfaces non irriguées.

Pour la production du bioéthanol le blé est particulièrement apte pour le Maroc⁶⁶. Le Landwirtschaftliche Biokraftstoffe e.V (LAB sans année) suppose un rendement surfacique de 7,2 t/ha pour le blé. En Espagne selon des investigations du Fraunhofer ISI le rendement surfacique pour les céréales est de 3,3 t/ha, en Portugal de 2,8 t/ha. Au Maroc les rendements varient pour le blé dur, selon la Direction de la Statistique (2005), entre 0,4 et 3,5 t/ha et pour le blé tendre entre 0,5 et 3,2 t/ha. Pour les calculs suivants on suppose un rendement en blé sur les surfaces irriguées de 3,5 t/ha et sur les surfaces non irriguées de 1 t/ha.⁶⁷

Section 1 Potentiel théorique de la biomasse liquide

Comme nous l'avons déjà mentionné dans le Chapitre 9Section 5, on suppose pour le calcul théorique de la biomasse liquide qu'un tiers de toute la surface arable du Maroc soit disponible. Ceci fait que l'on dispose pour les tournesols et le blé d'à peu près 200.000 ha de surfaces arables irriguées et de 1.300.000 ha de surfaces arables non irriguées. Selon LAB (sans année) on obtient un rendement en biodiesel de 0,4 t par tonne de tournesols avec un pouvoir calorifique spécifique de 37,1 MJ/kg (= 10,3

⁶⁶ Les betteraves à sucre sont également apte mais ne sont pas prises en compte. Le rendement surfacique des betteraves est: 61,7° t/ha (LAB sans année), la production de betterave est: 3,19 million t sur 60.300 ha (53,9 t/ha).

⁶⁷ Ceci paraît faible en comparaison avec les rendements supposés pour la biomasse solide et gazeuse. Dans ces chapitres on suppose jusqu'à 15 t de substance sèche par ha. Cela indique éventuellement une contradiction dans les sources, mais si toute la plante est utilisée dans la production de biomasse solide et gazeuse, ceci paraît raisonnable.

kWh/kg). Ceci donne un potentiel théorique en énergie primaire pour le biodiesel de 2.799 GWh/a.

Pour le bioéthanol à partir de blé LAB (sans année) suppose un rendement de 0,3 t par tonne de blé avec un pouvoir calorifique spécifique de 22,66 MJ/kg (= 7,4 kWh/kg) an. Ceci implique un potentiel théorique en énergie primaire pour le bioéthanol de 437 GWh/an.

En tout et pour tout, le potentiel théorique pour les biocarburants est de 7.236 GWh/an.

Section 2 Potentiel technique de la biomasse liquide

Comme discuté dans la section 5 B les surfaces agricoles cultivées seront réservées à la production de l'alimentation et des jachères on utilise seulement la moitié pour les cultures de plantes à utilisation énergétique. Un tiers de cette partie est supposé d'être réservé pour l'utilisation de la biomasse liquide. Pour le biodiesel ceci donne un potentiel technique de 447 GWh/an, pour le bioéthanol de 602 GWh/an. La somme des deux est de 1049 GWh/an.

Section 3 Potentiel réalisable de la biomasse liquide

On suppose que jusqu'en 2010 des biocarburants peuvent être cultivés sur un quart des surfaces techniquement possibles. Ceci donne un potentiel réalisable de 262 GWh/an. Néanmoins, compte tenu du fait que cette filière n'a pas été expérimentée jusqu'à maintenant, l'implantation jusqu'en 2010 paraît difficilement faisable. On considère donc le potentiel réalisable comme nul à l'horizon de 2010. A l'horizon 2012 la moitié de ce potentiel pourra être mise en route (131 GWh/an).

Jusqu'en 2020 on suppose que toutes les surfaces techniquement possibles peuvent être cultivées. Ceci donne un potentiel réalisable pour les biocarburants de 1.049 GWh/an. Ce potentiel peut aussi être soumis à discussion compte tenu des effets négatifs qu'une telle filière - même si elle est pratiquée en jachère - pourrait avoir sur l'agriculture pour la production de la nourriture à moyen terme.

Chapitre 11 Potentiel de la biomasse solide

Le potentiel de biomasse solide au Maroc se compose comme suit:

- Bois pour utilisation énergétique
- Plantes à utilisation énergétique (à durée de vie d'un an ou de plusieurs années)
- Incinération de la fraction biogène des déchets municipaux
- Déchets solides de l'agriculture

Ces quatre catégories d'utilisation de matières premières seront analysées dans ce qui suit en vue de leur contribution aux différents types de potentiel. Les données et les hypothèses de base qui seront introduites dans les calculs sont documentées à l'endroit approprié dans le texte.

Section 1 Potentiels de biomasse solide en provenance du bois pour utilisation énergétique

Pour une exploitation durable du bois à utilisation énergétique on dispose au Maroc des domaines forestier qui couvraient en 2002 une surface de 5.361.532 ha (Tableau 2-12) (Direction de la Statistique 2005). La plupart des forêts au Maroc sont dans un état moyen à mauvais. La croissance de la forêt est inférieure à la demande nationale de bois ce qui amène à la déforestation (USAID 2003). 90% du bois de chauffage sont utilisés dans les régions rurales. Pour limiter la déforestation le CDER a proposé un plan pour la période 2003 – 2007 afin de construire 320 installations à biogaz dans les régions rurales, pour couvrir le besoin en énergie de la population (MEM 2003).

A. Potentiel théorique de biomasse solide en provenance du bois pour utilisation énergétique

Comme il convient que l'on ne regardera dans cette étude que des potentiels qui peuvent être exploités d'une manière durable on n'intègre pas le stock existant dans les calculs mais seulement la masse de bois renouvelable. Les taux de renouvellement sont donnés en m³ de bois par ha et par an. Ils dépendent de différents facteurs comme par exemple le type de plante et les précipitations, et varient entre 0,3 et 5 m³/ha par an. En supposant une fraction d'eau de 40% on obtient un montant de 0.5 tonne de matière sèche/m³ de bois (CIEDE sans année). Annuellement, une quantité de 2.930.348 t SS se renouvelle chaque année dans les forêts du Maroc (Tableau 2-12). Avec une valeur calorifique de 5,2 kWh/kg de matière sèche on obtient un potentiel théorique en provenant de bois renouvelable de 15.238 GWh.

Tableau 2-12 Volumes de bois renouvelable au Maroc (CIEDE sans année)

Domaines forestiers	Surface en ha	Taux de renouvellement m ³ /ha/a	Volume renouvelable en t SS/a
Feuillues naturelles	2.671.530	0,82	1.095.327
Résineuses naturelles	1.027.835	0,62	318.629
Boisements artificiels (reboisements)	540.000	4,12	1.112.400
Autres	1.122.167	0,72	403.992
Total	5.361.532		2.930.348

B. Potentiel technique de biomasse solide en provenance du bois pour utilisation énergétique

Chaque année on utilise à peu près 11.300.000 t de bois au Maroc. 53% de ceci provient de la forêt et sont consommé comme bois de feu en particulier dans les régions rurales.

(CIEDE sans année). Comme cette quantité dépasse actuellement la masse de bois renouvelable, l'utilisation n'est pas durable actuellement et il n'est pas recommandé de penser à une extension de l'utilisation énergétique du bois. Pour cette raison les potentiels techniques et réalisables de biomasse solide en provenance du bois pour utilisation énergétique ne sont pas calculés.

Section 2 Potentiels de biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique

A. Potentiel théorique de biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique

Comme pour le calcul du potentiel pour le biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique on tient compte de toutes les plantes qui peuvent être produites sur les surfaces agricoles du Maroc. Particulièrement aptes pour une utilisation thermique sont les forêts à croissance rapide, les herbes à utilisation énergétique et les céréales, pour qui on présente les rendements surfaciques dans la Tableau 2-13.

Tableau 2-13 Rendements surfaciques des plantes à utilisation énergétique

Type de plantes	Rendement surfacique en t SS ⁶⁸ /ha (irrigué)	Rendement surfacique en t SS /ha (sans irrigation)
Forêts à croissance rapide	12	6
Céréales	12,3	6,15
Herbes à utilisation énergétique (herbe Sudan)	15	7,5

On suppose que les rendements sur des surfaces irriguées sont deux fois plus élevés que sur des surfaces sans irrigation. Les surfaces disponibles ont été discutées dans le Chapitre 9Section 5. Par type de plante on a donc approximativement 130.000 ha de surfaces irriguées et 860.000 ha de surfaces sans irrigation. Ceci donne un rendement de matière sèche de 22 millions de tonnes annuellement. Avec une valeur calorifique de 5,17 kWh/kg de substance sèche on obtient un potentiel théorique en provenance de plantes énergétique de 114.856 GWh/an.

B. Potentiel technique de biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique

Comme discuté dans le Chapitre 9Section 5B les surfaces agricoles cultivées seront réservées à la production de l'alimentation et des jachères on utilise seulement la moitié pour les cultures de plantes à utilisation énergétique. Un tiers de cette partie est supposé d'être réservé pour l'utilisation de la biomasse solide. Ceci donne un potentiel technique

⁶⁸ Substance sèche (SS).

pour la biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique de 9.167 GWh/an.

C. Potentiel réalisable de biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique

On suppose que jusqu'en 2010 des plantes à utilisation énergétique peuvent être cultivées sur un quart des surfaces techniquement possibles. Ceci donne un potentiel réalisable de 2.292 GWh/an. Néanmoins, compte tenu du fait que cette filière n'a pas été expérimentée jusqu'à maintenant, l'implantation jusqu'en 2010 paraît difficilement faisable. On considère donc le potentiel réalisable comme nul à l'horizon de 2010. A l'horizon 2012 la moitié de ce potentiel pourra être mise en route (1,15 TWh/an).

Jusqu'en 2020 on suppose que toutes les surfaces techniquement possibles peuvent être cultivées. Ceci donne un potentiel réalisable pour la biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique de 9.167 GWh/an. Ce potentiel peut aussi être soumis à discussion compte tenu des effets négatifs qu'une telle filière - même si elle est pratiquée en jachère - pourrait avoir sur l'agriculture pour la production de la nourriture à moyen terme.

Section 3 Potentiels en provenance des déchets biogènes

Comme mentionné plus haut les déchets biogènes peuvent être utilisés pour la production du gaz de décharge. Mais on peut également incinérer les déchets pour une utilisation thermique. Le volume des déchets ménagers et industriels au Maroc est de 7.474.000 tonnes annuelles avec une fraction biogène de 65% (Chapitre 9Section 6).

A. Potentiel théorique d'une utilisation thermique des déchets biogènes

On fait l'hypothèse que la moitié des déchets est déposée sur les décharges (et amenée à une utilisation énergétique), 20% sont déposés sans utilisation énergétique et 30 % sont incinérée. Ceci donne un volume de 1,46 millions de tonnes de déchets biogènes qui serait prévu pour l'incinération. Selon Kaltschmitt (sans année) le pouvoir calorifique pour les déchets biogène est de 7 MJ/kg. Le potentiel théorique sera ainsi 2.834 GWh/an.

B. Potentiel technique d'une utilisation thermique des déchets biogènes

Comme discuté plus haut dans le Chapitre 9Section 6B, il est important pour le calcul du potentiel technique de décider quelle fraction des déchets biogènes peut être amené techniquement à une logistique de collection et de transport des déchets. On suppose que la logistique de collecte au Maroc sera améliorée et qu'on fait aussi la collecte dans des régions rurales. Pour ces raisons on peut faire l'hypothèse que 90% des déchets peuvent être collectés jusqu'en 2020. Ceci donne un potentiel technique de 2.551 GWh/an.

C. Potentiel réalisable d'une utilisation thermique des déchets biogènes

Il est planifié d'ériger au Maroc des centrales d'incinération des déchets modernes. Néanmoins, il n'y a pas de données sur ces centrales planifiées. De plus les plans ne semblent pas très avancés. Pour cela on suppose que jusqu'en 2012 tous les déchets collectés seraient déposés sur les décharges (voir Chapitre 9 Section 6). Le potentiel réalisable de l'utilisation thermique des déchets biogènes à l'horizon 2010 et 2012 serait alors 0 GWh/an.

Pour 2020 on suppose que 90% des déchets seront collectés et traité pour une moitié sur des décharges contrôlées et pour 30 % dans des incinérateurs. Ceci donne donc un potentiel réalisable pour l'utilisation thermique de 2.251 GWh/an.

Section 4 Potentiels des déchets solides en provenance de l'agriculture

Les déchets solides biogènes en provenance de l'agriculture peuvent être utilisés pour la production d'électricité et de chaleur. Particulièrement apte sont la paille à partir des cultures de céréales et les déchets en provenance de la production d'olives. Néanmoins, dans ce domaine, les données fiables manquent encore.

Pour le calcul des déchets en provenance de l'agriculture on dispose des sources suivantes:

- Le rapport "Annuaire Statistique du Maroc 2005" de la Direction de la Statistique du Maroc (Direction de la Statistique 2005)
- Des études de la Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft concernant le contenu en substance sèche des différentes sortes de céréales (LFL 2004).

A. Potentiel théorique des déchets solides en provenance de l'agriculture

Pour le calcul du potentiel théorique il convient d'abord de considérer la quantité de céréales produite (Tableau 2-14).

Tableau 2-14 Production de céréales au Maroc (Direction de la Statistique 2005, Hypothèses ISI)

Céréales	Production million t/an	Rapport Céréales/Déchets ¹	Déchets (paille) calculés million t/an	Déchets selon la Direction de la Statistique ² million t/an
Blé tendre	3,515	1/1	3,515	1,507
Blé dur	2,025	1/1 (Hypothèse ISI)	2,025	0,24
Orge	2,760	1/0.8	2,208	0,011
Maïs	0,224	1/1.1	0,247	0,007
Autres	0,065	1/1 (Hypothèse ISI)	0,065	0,002
Total	8,589		8,059	1,552

¹ Source: Projet OPTRES pour l'Union Européenne ou hypothèses

² Paille en provenance d'une commercialisation officielle des céréales

Selon la Direction de la Statistique (2005) le Maroc a produit en 2004 8,6 million t de céréales. Avec les rapports entre produit et déchets spécifiés dans la Tableau 2-14 on obtient une quantité de paille d'environ 8.1 million t/an. Pour le calcul du potentiel théorique on suppose que toute la paille disponible peut être collectée et qu'un tiers de cette paille soit apte pour une production d'électricité et de chaleur. La Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LFL 2004) mentionne un contenu en substance sèche de 86% pour de la paille en provenance de l'orge, de l'avoine, du seigle et du blé. Avec un pouvoir calorifique de 5,17 kWh/kg de substance sèche ceci donne un potentiel théorique d'énergie primaire pour les déchets en provenance de l'agriculture de 11.945 GWh/an.

B. Potentiel technique des déchets solides en provenance de l'agriculture

Pour le calcul du potentiel technique des déchets agricoles on suppose que la paille disponible de la commercialisation officielle des céréales peut être collectée. Avec ceci on obtient une quantité de paille de 1.6 million t/an. (Tableau 2-14). De plus, on suppose que 50% de cette quantité de paille est utilisée comme engrais et que l'autre moitié est disponible pour la production d'énergie. Avec ceci on calcule un potentiel technique des déchets agricoles de 1.150 GWh/an.

C. Potentiel réalisable des déchets solides en provenance de l'agriculture

Pour le calcul réalisable on suppose qu'entre 2008 et 2012 on peut réaliser annuellement 5 installation annuellement avec une capacité de 2 MW, et ensuite jusqu'en 2020 10 installations par an avec une capacité de 3 MW, dans lesquelles on peut utiliser les déchets agricoles. Avec une production de 7000 heures pleines par an ceci implique un potentiel réalisable de la production d'électricité à partir des déchets agricoles de 280 GWh/an jusqu'en 2012. Avec la continuation des installations après 20012 le potentiel technique de 1.150 GWh/an pourra être réalisé en 2020.

Chapitre 12 Potentiels de la Géothermie

Pour l'analyse des potentiels géothermiques les sources suivantes ont été utilisées:

- Un rapport sur les ressources géothermique au Maroc (Rimi 2000)
- Un rapport sur les gradients de températures au Maroc (Rimi 2001)
- Une étude sur "Geothermal Anomalies and Analysis of Gravity, Fracturing and Magnetic Features in Morocco" (Rimi et al. 2005)
- Un rapport: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe concernant le projet de recherche Hot Dry Rock (HDR) à Soultz en France (BGR 2006)

Le flux thermique en provenance de l'intérieur de la terre peut être utilisé soit pour le chauffage soit pour la production d'électricité. Il y a différentes ressources géothermiques:

- Ressources hydrothermale, où de l'eau chaude monte de l'intérieur de la terre à la surface et y est utilisée pour la production d'électricité ou de chaleur.
- Les ressources "Hot-Dry-Rock", pour lesquelles on utilise la chaleur stockée dans des roches jusqu'à 5 km sous la surface de la terre.

Le gradient de température donne une indication de l'accroissement de la température par km sous la surface de la terre. Au Maroc on a mesuré le gradient dans des forages de puit de pétrole. La valeur du gradient thermique varie de 10°C/km à plus de 100°C/km. La valeur moyenne, $35 \pm 11^\circ\text{C/km}$, reste plus élevée que la moyenne globale qui est de l'ordre de 20°C/km à 25°C/km. (Figure 2-9) (Rimi 2005 et al.).

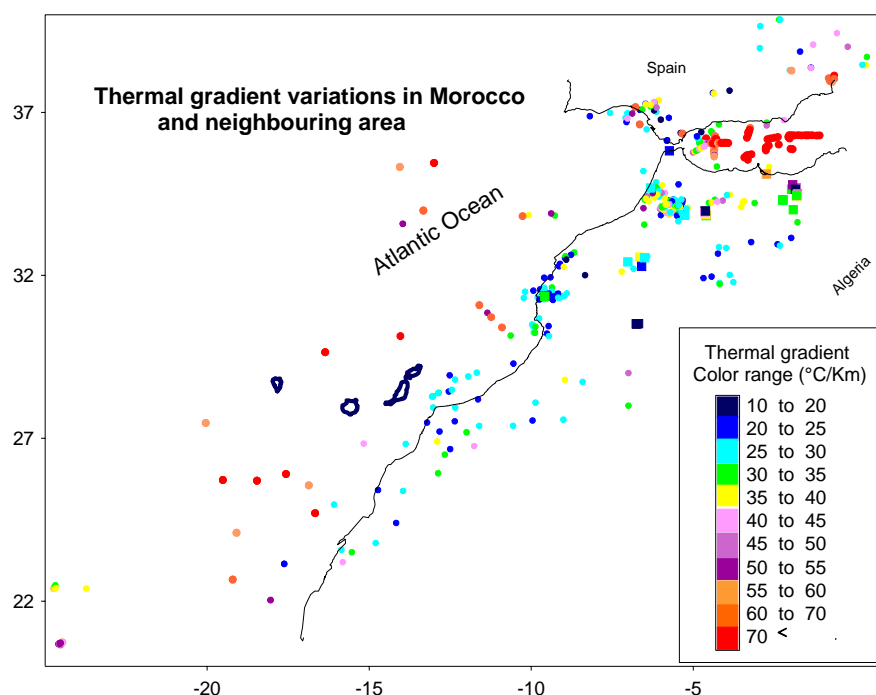


Figure 2-9 Gradients de température au Maroc (Rimi et al. 2005)

La fréquence des gradients de température est représentée dans un histogramme dans la Figure 2-10.

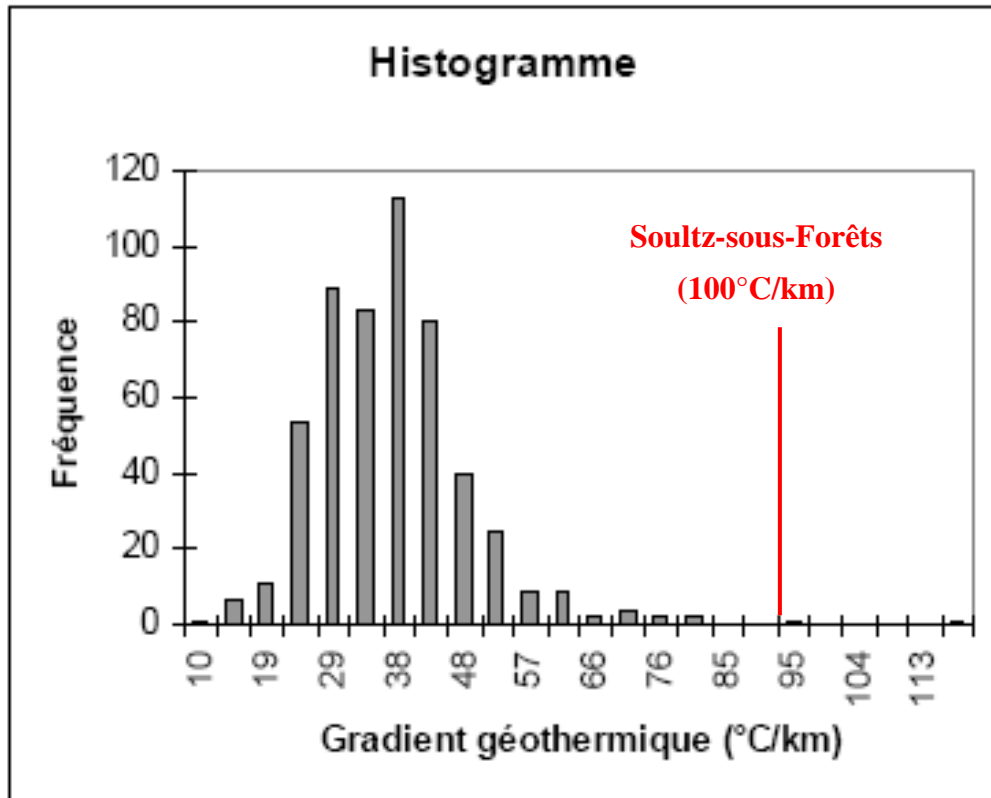


Figure 2-10 Histogramme des gradients de température au Maroc (Rimi 2001, BGR 2006)

Il apparaît que le gradient le plus fréquent est 25-45°C/km (Rimi 2001). Pour comparaison, il y aussi le dans la Figure 2-10 le gradient de température du projet de recherche Soultz-sous-Forêts (France) qui analyse le processus "Hot Dry Rock" (HDR) depuis 1987. Dans une profondeur de 0 – 1000 m le gradient de température y est 100 °C/km. Ensuite il diminue. A partir de 5000 m en dessous de la surface on trouve des températures de 200°C. (BGR 2006). Le processus HDR est encore dans une phase de recherche au niveau mondial et une utilisation commerciale n'est pas envisageable dans l'avenir proche. De plus, il apparaît de la Figure 2-9 et de l'histogramme que le Maroc n'a presque pas de régions qui ont un gradient de température tellement élevé. Pour ces raisons on ne considère pas le processus HDR comme viable au Maroc. Seulement les ressources hydrothermales seraient prises en compte.

A. Potentiel géothermique théorique

Pour le calcul du potentiel géothermique théorique en provenance des ressources hydrothermales on distingue d'abord des zones avec des potentiels différents. Selon Rimi (2000) il y a les zones suivantes au Maroc qui sont représentées dans la Figure 2-11:

- Zone A: Rif Sud et le Nord de l'Atlas Moyen jusqu'à l'Est du Maroc. Les températures des sources peuvent atteindre 120°C à 3.000 m.

- Zone B: Dans cette zone se trouvent les bassins du Sahara et du Rif Sud. Les ressources hydrothermales ont de températures jusqu'à 100°C, mais sont d'une importance modérée.
- Zone C: Cette zone est formée par des bassins sédimentaires avec des températures entre 30 et 90°C. Les sources d'eau sont dans une profondeur assez grande et ne peuvent pas être utilisées dans un avenir proche.
- Zone D: Dans ces zones il n'y a pas des potentiels géothermiques.

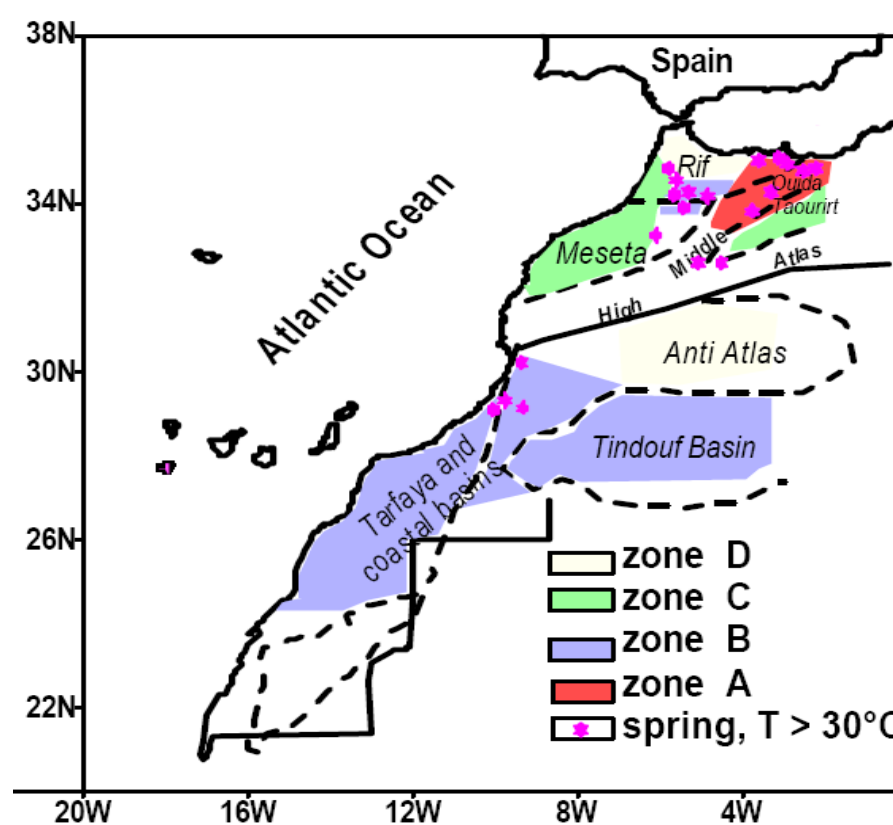


Figure 2-11 Potentiels géothermique au Maroc (Rimi 2000)

Les deux régions les plus importantes pour les ressources hydrothermales se trouvent dans le Nord-Est du Maroc: le Oujda Taourirt Bassin entre l'Atlas Moyen et le Est Rif dans le Nord-Est du Maroc et le Tarfaya Bassin qui se trouve entre les îles Canaries et le Tindouf Bassin.

Tableau 2-15 montre les données pour cinq de ces sources chaudes:

Tableau 2-15 Sources chaudes au Maroc (Rimi 2000)

Sources chaudes	Température de l'eau à la surface °C	Débit de l'eau l/s	Potentiel de la source GWh/a
Kariat Arekman (Est-Rif)	42	5	1,8
Foum Zaâbel (Est-Atlas)	> 52	1,4 - 2	6,2
Lalla Haya (Maroc central)	42	k. A.	k. A.
Abeino (entre les îles Canaries et le bassin Tindouf)	42	k. A.	k. A.
Timoulay (entre les îles Canaries et le bassin Tindouf)	40	k. A.	k. A.

Pour la production de l'électricité ces températures de l'eau sont trop basses, mais les sources peuvent être utilisées, par exemple pour le chauffage de serres ou pour l'élevage de poissons (Rimi 2000).

Pour le calcul du potentiel théorique il faut des données concernant le débit des sources. Comme cette information n'est disponible que pour les sources de "Kariat Arekman" et "Foum Zaâbel", on peut seulement prendre en comptes ces sources dans l'analyse des potentiels. Avec une capacité calorifique de l'eau de 4.187 J/(l*°C) et une température moyenne de 18 °C au deux sites on obtient pour Kariat Arekman (avec une quantité d'eau de 1,7 l/s) un potentiel théorique en énergie primaire de 1,5 GWh/an. Pour la source Foum Zaâbel on obtient avec des hypothèses similaire un potentiel de 6,2 GWh/an.

Selon Rimi (2001) on a au Maroc les sources décrites dans la Tableau 2-16 avec les débits suivants.

Tableau 2-16 Débits de sources chaudes au Maroc

Débit des sources l/s	Nombre de sources
< 2	7
2 – 10	11
10 – 50	14
50 – 250	5
> 250	2

Source: Rimi 2000

On suppose que le débit se trouve à chaque fois dans le milieu de la bande. Pour les deux sources avec plus de 250 l/s on suppose une valeur de 300 l/s. De plus, on fait l'hypothèse d'une température de l'eau à la surface de la terre de 40 °C et une température moyenne annuelle au Maroc de 18 °C. Il en résulte un potentiel théorique en énergie primaire pour les ressources hydrothermales de 1.386 GWh/an.

B. Potentiel géothermique technique

L'utilisation des ressources hydrothermales représente une difficulté technique importante. Les sources chaudes sont seulement utiles comme sources de chaleur dans les endroits où on a besoin de cette chaleur. Pour le calcul du potentiel technique on suppose que 5% des ressources hydrothermales peuvent être utilisées dans ce sens. Ceci donne un potentiel technique en énergie primaire de 69 GWh/an.

C. Potentiel géothermique réalisable

A cause des coûts élevés pour les forages on suppose que jusqu'en 2012 l'énergie géothermique n'est pas utilisable au Maroc. Pour 2020 on suppose que 10% du potentiel technique peut être exploité. Ceci donne pour 2020 un potentiel réalisable de 6,9 GWh/an, donc un potentiel très faible.

Chapitre 13 Résumé des hypothèses et paramètres importants dans le calcul des potentiels par filière

Cette section résume les hypothèses et données principales utilisées dans le calcul des potentiels par filière:

Énergie éolienne	
Surface théoriquement disponible	264 531 km ²
Exclusion de surfaces <ul style="list-style-type: none">• au-dessus de 2000m• avec une pente de plus de 15°• couvertes par les forêts, les habitations et les eaux intérieures (lacs etc.)• avec des vitesses du vent moyenne en dessous de 5 m/s	
Surface théoriquement disponible	163 203 km ²
Exclusion des surfaces en concurrence avec le photovoltaïque et le CSP	
Densité des installations	10 MW/km ²
Puissance nominale des éoliennes (après 2010)	5 MW
Vitesse moyenne du vent	7.3 m/s
Production annuelle (après 2010)	15 GWh/an

Photovoltaïque	
Surface théoriquement disponible	508 737 km ²
Exclusion de surfaces <ul style="list-style-type: none">• au-dessus de 2000m• avec une pente de plus de 2°• couvertes par les forêts, les habitations et les eaux intérieures (lacs etc.)	
Surface en toit disponible de 133 km ²	
Surface techniquement disponible	176 552 km ²
Exclusion des surfaces en concurrence avec l'énergie éolienne et le CSP (surfaces hors habitation) respectivement le solaire thermique (basse température) (surfaces en toit)	
Densité de puissance	100 MW/km ²

Rendement des modules photovoltaïques	15 %
Rayonnement global horizontal	2032 kWh/m ² *a
Couverture de l'espace	30 %
Rapport de performance	0,7
Gain d'inclinaison	15 %
Heures pleines de production	1200 h/a

CSP	
Surface théoriquement disponible	508 737 km ²
Exclusion de surfaces <ul style="list-style-type: none"> • au-dessus de 2000m • avec une pente de plus de 15° • couvertes par les forêts, les habitations et les eaux intérieures (lacs etc.) 	
Surface techniquement disponible	176 552 km ²
Exclusion des surfaces en concurrence avec l'énergie éolienne et le photovoltaïque	
Densité de puissance	50 MW/km ²
Potentiel de production (en assumant un stockage de l'énergie; sans stockage la valeur est de 1600 MWh _{el} /MW)	3200 MWh _{el} /MW * a

Solaire thermique (basse température)	
Surface disponible (théoriquement)	133 km ²
Surface disponible (techniquement)	33 km ²
Exclusion de surfaces qui sont en concurrence avec le photovoltaïque	
Rendement thermique	800 kWh/m ² *a

Énergie hydro-électrique	
Précipitations (moyennes à long terme)	150 milliards de m ³
Point le plus élevé (Jbel Toubkal)	4165 m
Point le plus bas (Sebkha Tah)	-55 m
Altitude moyenne	800 m
Pertes par évaporation	80 %
Puissance installée de centrales mini hydroélectrique	6,7 MW

Biogaz en provenance du purin	
Unités de grand bétail (UGB) au Maroc	6.891.690
Rendement en gaz par UGB	280 m ³ /(UGB*a)
Pouvoir calorifique du biogaz en provenance du purin	5,3 kWh/m ³
Fraction d'animaux en étable en été	10 %
Fraction d'animaux en étable en hiver	50 %
Taux de collecte du purin dans les étables	90 %
Facteur de décompte pour l'utilisation du purin comme engrais	50%

Biogaz en provenance des prés, herbes coupées et déchets de paysagiste	
Surface disponible en pâturages	25.740.000 ha
Surface disponible pour l'herbe Alfa	3.318.259 ha
Rendement par ha:	0,1 t SS/(ha*a)

Rendement en gaz	550 m ³ /t SS
Pouvoir calorifique du biogaz	6 kWh/m ³

Biogaz en provenance des abats	
Abats	629.850 t/a
Fraction de déchets dans les abats (théoriquement):	25%
Déchets disponibles à partir d'abats contrôlés (techniquement):	27.000 t/a
Fraction des abats disponible pour la production de biogaz:	33%
Rendement de biogaz en provenance des abats:	100 m ³ /t
Pouvoir calorifique du biogaz	6 kWh/m ³

Biogaz en provenance des plantes à utilisation énergétique		
Surface totale arable:	8.975.200 ha	
dont irriguées:	1.200.000 ha	
Fraction de la surface disponible pour la biomasse solide, liquide et gazeuse	1/3 pour chaque catégorie	
Fraction de surface arable pour le maïs, le blé et les plantes à utilisation énergétique:	1/3 pour chaque catégorie	
Dû à la production d'aliments seulement les jachères non irriguées sont disponibles pour la production de plantes à utilisation énergétique. Surface:	1.624.300 ha	
Dont techniquement à exploiter:	50%	
Fraction réalisable en 2010 (en pourcentage du potentiel technique):	0%	
Fraction réalisable en 2012 (en pourcentage du potentiel technique):	12,5%	
Fraction réalisable en 2020 (en pourcentage du potentiel technique):	100%	
Rendement par ha pour le biogaz:		
Type de plante:	irriguées	non irriguées
Maïs:	14,5 t SS/ha	7,25 t SS/ha
Blé	12,3 t SS/ha	6,15 t SS/ha
Herbes à utilisation énergétique	15 t SS/ha	7,5 t SS/ha
Rendement en gaz:	550 m ³ /t SS	
Pouvoir calorifique du biogaz	6 kWh/m ³	

Gaz des décharges	
Volume des déchets (ménages et industrie)	7.474.074 t/a
Fraction biogène dans les déchets	65%
Quantité de déchets biogènes par tonne de matière sèche (SS):	2,8 t déchets / t SS
Rendement en gaz des décharges	350 m ³ /t SS
Pouvoir calorifique du gaz des décharges	6 kWh/m ³
Rapport déchets en décharges / déchets incinérés (2020)	50 % / 30 %
Taux de collecte des déchets (potentiel technique)	90 %
Fraction des déchets déposés en décharges contrôlées dans le volume total des déchets jusqu'en 2010	20 % (pas d'incinération)
Fraction des déchets déposés en décharges contrôlées dans le volume total des déchets jusqu'en 2012	40 % (pas d'incinération)

Fraction des déchets déposés en décharges contrôlées dans le volume total des déchets jusqu'en 2020	45 % = 50% x 90% (et 27% d'incinération)
---	--

Gaz en provenance des stations d'épuration	
Population urbaine du Maroc:	18.000.000
Population rurale du Maroc:	12.000.000
Rendement en gaz en provenance des stations d'épuration par Équivalent Habitant (E.H.)	7,2 m ³ /(E.H.*a)
Pouvoir calorifique du gaz en provenance des stations d'épuration	6 kWh/m ³
Potentiel théorique: <ul style="list-style-type: none"> • Fraction de la population urbaine avec raccordement aux eaux usées: 100% • Fraction des eaux usées urbaines qui peut être épurée: 100% • Fraction de la population rurale avec raccordement aux eaux usées: 100% • Fraction des eaux usées rurales qui peut être épurée: 100% 	
Potentiel technique: <ul style="list-style-type: none"> • Fraction de la population urbaine avec raccordement aux eaux usées: 100% • Fraction des eaux usées urbaines qui peut être épurée: 100% • Fraction de la population rurale avec raccordement aux eaux usées: 75% • Fraction des eaux usées rurales qui peut être épurée: 100% 	
Potentiel réalisable jusqu'en 2010: <ul style="list-style-type: none"> • Fraction de la population urbaine avec raccordement aux eaux usées: 70% • Fraction des eaux usées urbaines qui peut être épurée: 50% • Fraction de la population rurale avec raccordement aux eaux usées: 0% • Fraction des eaux usées rurales qui peut être épurée: 0% 	
Potentiel réalisable jusqu'en 2012: <ul style="list-style-type: none"> • Fraction de la population urbaine avec raccordement aux eaux usées: 70% • Fraction des eaux usées urbaines qui peut être épurée: 75% • Fraction de la population rurale avec raccordement aux eaux usées: 25% • Fraction des eaux usées rurales qui peut être épurée: 100% 	
Potentiel réalisable jusqu'en 2020: <ul style="list-style-type: none"> • Fraction de la population urbaine avec raccordement aux eaux usées: 100% • Fraction des eaux usées urbaines qui peut être épurée: 100% • Fraction de la population rurale avec raccordement aux eaux usées: 75% • Fraction des eaux usées rurales qui peut être épurée: 100% 	

Biomasse liquide (biocarburants)	
Surface totale arable:	8.975.200 ha
dont irriguées:	1.200.000 ha
Fraction de la surface disponible pour la biomasse solide, liquide et gazeuse	1/3 pour chaque catégorie
Fraction de surface arable pour le blé et le tournesol:	1/2 pour chaque catégorie
Dû à la production d'aliments seulement les jachères non irriguées sont disponibles pour la production de plantes à utilisation énergétique. Surface:	1.624.300 ha
Dont techniquement à exploiter:	50%
Fraction réalisable en 2010 (en pourcentage du potentiel technique):	0%
Fraction réalisable en 2012 (en pourcentage du potentiel technique):	12,5%

Fraction réalisable en 2020 (en pourcentage du potentiel technique):		100%
Rendement par ha pour le biogaz:		
Type de plante:	Surfaces irriguées	Surfaces non irriguées
Tournesol:	0,8 t/ha	0,4 t/ha
Blé: ¹	3,5 t/ha	1 t/ha
Rendement en Biodiesel:		0,4 t biodiesel / t tournesol
Pouvoir calorifique du biodiesel		10,3 kWh/kg
Rendement en bioéthanol:		0,3 t bioéthanol / t blé
Pouvoir calorifique du bioéthanol		7,4 kWh/kg

¹ En comparaison avec les rendements utilisés dans le cas de la biomasse solide, ces chiffres sont plus petits car on ne peut utiliser qu'une petite partie des plantes (la semence).

Bois pour utilisation énergétique (biomasse solide):	
Surface boisée du Maroc:	5.361.532 ha
Taux de renouvellement	0,62 – 4,12 m ³ /(ha*a)
Matière sèche annuellement renouvelée	2.930.348 t SS/a
Pouvoir calorifique du bois:	5,2 kWh/kg SS
Comme l'utilisation du bois n'est pas durable on ne calcule pas de potentiels technique ou réalisables.	

Biomasse solide en provenance de plantes à utilisation énergétique		
Surface totale arable:		8.975.200 ha
dont irriguées:		1.200.000 ha
Fraction de la surface disponible pour la biomasse solide, liquide et gazeuse:		1/3 pour chaque catégorie
Fraction de la surface arable disponible pour les forêts à croissance rapide, les céréales, l'herbe à utilisation énergétique:		1/3 pour chaque catégorie
Dû à la production d'aliments seulement les jachères non irriguées sont disponibles pour la production de plantes à utilisation énergétique. Surface:		1.624.300 ha
Dont techniquement à exploiter:		50%
Fraction réalisable en 2010 (en pourcentage du potentiel technique):		0%
Fraction réalisable en 2012 (en pourcentage du potentiel technique):		12,5%
Fraction réalisable en 2020 (en pourcentage du potentiel technique):		100%
Rendement par ha pour la biomasse solide:		
Type de plante:	irriguées	non irriguées
Forêts à croissance rapide:	12 t SS/ha	6 t SS/ha
Céréales:	12,3 t SS/ha	6,15 t SS/ha
Herbes à utilisation énergétique	15 t SS/ha	7,5 t SS/ha
Pouvoir calorifique de la biomasse solide		5,17 kWh/kg SS

Incinération de déchets biogènes:	
Volume des déchets (ménages et industrie)	7.474.074 t/a
Fraction biogène dans les déchets	65%
Pouvoir calorifique des déchets biogènes	7 MJ/kg
Rapport déchets en décharges / déchets incinérés (2020)	50 % / 30 %
Taux de collecte des déchets (potentiel technique)	90 %
Fraction des déchets incinérés dans le volume total des déchets jusqu'en 2010	0%
Fraction des déchets incinérés dans le volume total des déchets jusqu'en 2012	0%
Fraction des déchets incinérés dans le volume total des déchets jusqu'en 2020	27 % = 30% x 90% (et 45% dépôt en décharge)

Déchets biogènes solides en provenance de l'agriculture:	
Rapport céréales/paille:	1/0,8 à 1/1,1
Substance sèche de la paille:	86%
Fraction de la paille utilisable pour la production d'électricité ou de chaleur	1/3
Pouvoir calorifique de la paille:	5,17 kWh/kg SS
Potentiel technique: seulement utilisation de la paille en provenance d'une commercialisation officielle des céréales	1.624.300 ha
Abattement pur tenir compte de l'utilisation des déchets comme engrais	50%
Installations réalisables de production d'électricité et de la chaleur pour l'utilisation des déchets agricoles avec 2 MW/installation (2008-2012)	5 installations/an
Installations réalisables de production d'électricité et de la chaleur pour l'utilisation des déchets agricoles avec 3 MW/installation (2008-2012) (2013- 2020). Limitation par le potentiel technique.	10 installations /an

Geothermie (seulement ressources hydrothermales):	
Capacité thermique de l'eau	4,187 kJ/(kg*°C)
Quantité d'eau sortant des 39 sources chaudes connues (total)	1718 l/s
Température moyenne de l'eau des sources chaudes à la surface de la terre	40 °C
Température annuelle moyenne au Maroc	18 °C
Potentiel techniquement utilisable	5%
Fraction réalisable en 2012 (en pourcentage du potentiel technique):	0%
Fraction réalisable en 2020 (en pourcentage du potentiel technique):	10%

Chapitre 14 Résumé de la Partie 2

Les potentiels pour les énergies renouvelables au Maroc sont résumés dans les deux tableaux suivants (en TWh et en MW électrique si applicable).

Tableau 2-17 Potentiels des énergies renouvelables au Maroc (en TWh)

(Champs en gris sans les plantes à utilisation énergétique et sans les biocarburants)

en TWh/a	Potentiel réalisable 2010	Potentiel réalisable 2012	Potentiel réalisable 2020	Potentiel technique	Potentiel théorique
Énergie éolienne ¹⁾	1,9	3,4	9,9	4.896	7.936
Énergie éolienne renforcée ²⁾			26,2		
Photovoltaïque	0,057	0,129	3,3	12.996	37.448
CSP	0,096	0,576	2,50	28.248	81.398
Solaire thermique (basse température)	0,219	0,315	1,4	26	106
Energie hydro-électrique (mini centrales hydro-électrique)	0,00364	0,00546	0,0087	0,058	65
Sources énergétiques biogènes gazeuses (énergie primaire) ³⁾	1,7	3,8	10,0	12,6	100,9
	1,7	3,0	3,8	6,4	23,0
Électricité ⁴⁾	0,61	1,35	3,6	4,5	36,3
	0,61	1,07	1,35	2,3	8,3
Chaleur ⁴⁾	0,85	1,88	5,0	6,3	50,5
	0,85	1,49	1,88	3,2	11,5
Sources énergétiques biogènes solides (énergie primaire) ³⁾	0,0	1,5	12,9	12,9	144,9
	0,0	0,4	3,7	3,7	14,8
Électricité ⁴⁾	0,00	0,54	4,6	4,6	52,2
	0,00	0,13	1,33	1,3	5,3
Chaleur ⁴⁾	0,00	0,75	6,4	6,4	72,4
	0,00	0,18	1,85	1,85	7,4
Sources énergétiques biogènes liquides (biocarburants)	0,13	0,26	1,05	1,05	7,2
	0	0	0	0	0
Total énergie primaire (Convention IEA/Euro-stat) ^{3) 5)}	4,1	9,9	41,0	46.193	127.206
	3,9	7,7	24,6	46.177	126.991
Total énergie primaire (principe de substitution) ^{3) 6)}	7,3	16,4	66,2	119.898	329.831
	7,2	14,2	49,7	119.881	329.616
Total électrique ³⁾	2,6	6,0	24,0	46.149	126.935
	2,6	5,3	18,4	46.144	126.860

Tableau 2-18 Potentiels des énergies renouvelables au Maroc (en MWel ou m2 pour le solaire thermique de basse température)

(Champs en gris sans les plantes à utilisation énergétique et sans les biocarburants)

en MW installés	Potentiel réalisable 2010	Potentiel réalisable 2012	Potentiel réalisable 2020	Potentiel technique	Potentiel théorique
Énergie éolienne ¹⁾	565	1.065	3.258	1.632.030	2.645.310
Énergie éolienne renforcée ²⁾			8.688		
Photovoltaïque	35	79	2.018	10.829.876	31.206.436
CSP	30	180	780	8.827.600	25.436.850
Solaire thermique (basse température) (m2)	183.612	394.001	1.694.133	33.000.000	133.000.000
Energie hydro-électrique (mini centrales hydro-électrique)	1,5	2,2	3,5	23,2	26.000
Sources énergétiques biogènes gazeuses (puissance électrique) ^{3) 4)}	102	225	599	757	6.056
	102	178	225	384	1.378
Sources énergétiques biogènes solides (puissance électrique) ^{3) 4)}	0	90	772	772	8.692
	0	21	222	222	887

Les potentiels des sources énergétiques biogènes gazeuses se composent comme indiqué dans la table suivante.

Tableau 2-19 Potentiels des sources énergétiques biogènes gazeuses au Maroc

en TWh/a (énergie primaire)	Potentiel réalisable 2010	Potentiel réalisable 2012	Potentiel réalisable 2020	Potentiel technique	Potentiel théorique
Biogaz	0,81	1,97	7,4	9,8	97,8
Purin	0,80	1,19	1,19	1,19	10,2
Prés, herbes coupés et déchets de paysagiste	-	-	-	2,4	9,6
Déchets d'abattoir	0,0054	0,0054	0,0054	0,0054	0,031
Plantes à utilisation énergétique	0	0,78	6,2	6,2	78,0
Déchets biogènes (gaz des décharges)	0,62	1,24	1,39	1,64	1,82
Gaz en provenance des boues d'épuration	0,27	0,54	1,17	1,17	1,30
Total	1,7	3,8	10,0	12,6	100,9
Total sans plantes à utilisation énergétique	1,7	3,0	3,8	6,4	23,0

Les potentiels des sources énergétiques biogènes solides se composent comme indiqué dans le tableau qui suit.

Tableau 2-20 Potentiels des sources énergétiques biogènes solides au Maroc

en TWh/a	Potentiel réalisable 2010	Potentiel réalisable 2012	Potentiel réalisable 2020	Potentiel technique	Potentiel théorique
Bois pour utilisation énergétique	-	-	-	-	15,2
Plantes à utilisation énergétique	0	1,15	9,2	9,2	114,9
Incinération de déchets biogènes solides	0	0	2,55	2,55	2,83
Déchets agricoles		0,35	1,15	1,15	11,9
Total	0	1,50	12,9	12,9	144,9
Total sans plantes à utilisation énergétique	0	0,35	3,7	3,7	14,8

Les potentiels des sources énergétiques biogènes liquides (biocarburants) se composent comme indiqué dans le tableau qui suit.

Tableau 2-21 Potentiels des sources énergétiques biogènes liquides (biocarburants) au Maroc

en TWh/a	Potentiel réalisable 2010	Potentiel réalisable 2012	Potentiel réalisable 2020	Potentiel technique	Potentiel théorique
Biodiesel	0,056	0,112	0,447	0,447	2,8
Bioéthanol	0,075	0,150	0,602	0,602	4,4
Total	0,13	0,26	1,05	1,05	7,2

En conclusion:

- Le **potentiel réalisable en 2010** est dominé par l'énergie éolienne (1,9 TWh) et par l'utilisation de la biomasse gazeuse (1,7 TWh en énergie primaire) (biogaz à partir de purin, gaz des décharges et gaz en provenance des boues d'épuration). La production d'électricité en provenance de toutes les sources pourrait atteindre 2,6 TWh, l'énergie primaire 7,2 TWh (principe de substitution) sans les plantes à utilisation énergétique et sans les biocarburants.
- **En 2012** ce seront toujours l'énergie éolienne (3,4 TWh) et la biomasse gazeuse (3,0 TWh sans les plantes à utilisation énergétique) qui dominent le potentiel réalisable. Ensemble avec le CSP et le photovoltaïque la production d'électricité en provenance de toutes les sources pourrait atteindre 5,3 TWh, l'énergie primaire 14,2 TWh (principe de substitution) sans les plantes à utilisation énergétique et sans les biocarburants.
- Le **potentiel réalisable en 2020** est plus diversifié. La production d'électricité en provenance de toutes les sources pourrait atteindre 18,4 TWh, l'énergie primaire 49,7 TWh (principe de substitution) sans les plantes à utilisation énergétique et sans les biocarburants.

Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'économie des énergies renouvelables. Cette analyse a lieu dans le Chapitre 4 qui fera l'investigation du développement des renouvelables et des instruments de promotion des renouvelables à l'aide du modèle Green-X qui a été utilisé dans le cadre Européen.

Chapitre 15 Comparaison avec la demande

Jusqu'en 2010 les énergies renouvelables peuvent couvrir 6,7 à 7,0 % de la demande d'énergie primaire. Cette évaluation tient compte des capacités programmées et réalisables dans ce calendrier, il s'agit donc d'un chiffre relativement assuré. Avec le potentiel réalisable jusqu'en 2012 en matière d'énergies renouvelables, 10,1 à 12,0 % de la demande d'énergie primaire peuvent être couverts par les énergies renouvelables. Le taux exact dépend de la croissance des énergies renouvelables, du niveau d'efficacité énergétique qu'on atteindra dans le futur et de l'introduction éventuelle de plantes à utilisation énergétique.

Considérant le but du gouvernement marocain de couvrir 10 % de la demande d'énergie primaire par les énergies renouvelables en 2012, la croissance planifiée des énergies renouvelables est suffisante. A l'horizon 2020 surtout l'efficacité énergétique mais aussi les plantes à utilisation énergétique influencent plus fortement le potentiel réalisable des énergies renouvelables. Sans les plantes à utilisation énergétique le taux varie entre 22,6 et 29,5 % (scénario business as usual) et avec les plantes à utilisation énergétique le taux varie entre 27,4 et 35,7 % (scénario efficacité). Les tableaux suivants comparent la demande d'énergie primaire avec le potentiel des énergies renouvelables, avec et sans plantes à utilisation énergétique.

Tableau 2-22 - Comparaison de la demande d'énergie primaire avec le potentiel des énergies renouvelables avec plantes à utilisation énergétique

Energie primaire (ktep)	2010	2012	2020
Demande Scénario business as usual	14.600	15.630	20.530
Demande Scénario efficacité	14.140	14.690	16.940
Hydroél. + Potentiel (avec plantes à utilisation énergétique) ⁶⁹	985	1.768	6.047
Taux des ER (Scénario business as usual): Hydroél. Existant + Potentiel	6,7%	11,3%	29,5%
Taux des ER (Scénario Efficacité): Hydroél. Existant + Potentiel	7,0%	12,0%	35,7%

⁶⁹ Principe de Substitution pour la conversion à l'énergie primaire (rendement parc fossile: 38,5%).

Tableau 2-23 - Comparaison de la demande d'énergie primaire avec le potentiel des énergies renouvelables sans plantes à utilisation énergétique

Energie primaire (ktep)	2010	2012	2020
Demande Scénario business as usual	14.600	15.630	20.530
Demande Scénario efficacité	14.140	14.690	16.940
Hydroél. + Potentiel (sans plantes à utilisation énergétique) ⁷⁰	974	1.580	4.633
Taux des ER (Scénario business as usual): Hydroél. Existant + Potentiel	6,7%	10,1%	22,6%
Taux des ER (Scénario Efficacité): Hydroél. Existant + Potentiel	6,9%	10,8%	27,4%

Jusqu'en 2010 les énergies renouvelables peuvent couvrir 15,4 à 16,0 % de la demande d'électricité. Si les projets planifiés par exemple pour les puissances éoliennes se réalisent, ce taux est assuré. Le but du gouvernement d'atteindre une couverture de 20 % de la demande d'électricité par des énergies renouvelables correspond bien au potentiel réalisable à 2012. Même dans le scénario business as usual et sans les plantes à utilisation énergétique, le taux de 21,9 % peut être atteint. Jusqu'en 2020 il est même possible de couvrir d'un tiers à la moitié de la demande d'électricité par des énergies renouvelables. Cependant, cela dépend des mesures d'incitations qui vont être prises par le Gouvernement dans le proche avenir (voir les options dans la partie 4).

Tableau 2-24 - Comparaison de la demande d'électricité avec le potentiel des énergies renouvelables avec plantes à utilisation énergétique

Électricité (TWh)	2010	2012	2020
Demande Scénario business as usual	27,4	31,4	53,9
Demande Scénario efficacité	26,5	29,4	44,1
Hydroél. + Potentiel (avec plantes à utilisation énergétique) ⁷⁰	4,2	7,6	25,6
Taux des ER (Scénario business as usual): Hydroél. Existant + Potentiel	15,4%	24,1%	47,4%
Taux des ER (Scénario Efficacité): Hydroél. Existant + Potentiel	16,0%	25,7%	58,0%

⁷⁰ Principe de Substitution pour la conversion à l'énergie primaire (rendement parc fossile: 38,5%).

Tableau 2-25 - Comparaison de la demande d'électricité avec le potentiel des énergies renouvelables sans plantes à utilisation énergétique

Électricité (TWh)	2010	2012	2020
Demande Scénario business as usual	27,4	31,4	53,9
Demande Scénario efficacité	26,5	29,4	44,1
Hydroél. + Potentiel (sans plantes à utilisation énergétique) * ⁷¹	4,2	6,9	20,0
Taux des ER (Scénario business as usual): Hydroél. Existant + Potentiel *	15,4%	21,9%	37,2%
Taux des ER (Scénario Efficacité): Hydroél. Existant + Potentiel *	16,0%	23,4%	45,4%

⁷¹ Principe de Substitution pour la conversion à l'énergie primaire (rendement parc fossile: 38,5%).



gtz

Partie 3

Incitations et obstacles

Marion Lefèvre, DEA, LL.M.
Prof. Dr. Gerhard Roller

Partie 3 Les incitations et les obstacles à la promotion et au développement des énergies renouvelables

Cette partie est consacrée à l'analyse du cadre environnemental, institutionnel et juridique, économique et social actuel. Son objectif est de déterminer dans quelle mesure ce cadre est incitatif ou au contraire prohibitif pour le développement des ER.

Le

Chapitre 1 présente les principaux aspects environnementaux, économiques et sociaux. Le Chapitre 2 et le Chapitre 3 examinent les aspects institutionnels et juridiques. Ces analyses permettent de dresser au Chapitre 4 un état des lieux des obstacles qui entravent le développement des ER au Maroc. Enfin, les principaux projets de loi existants sont commentés au Chapitre 5.

Chapitre 1 La convergence de données, de circonstances et d'évolutions favorables au développement des ER

Un certain nombre de données, de circonstances et d'évolutions conjoncturelles et structurelles convergent actuellement en faveur de la promotion et du développement des ER au Maroc.

Section 1 Sur le plan environnemental

On évoquera tout d'abord les impacts environnementaux des énergies conventionnelles puis des énergies renouvelables.

A. Les impacts environnementaux négatifs des énergies fossiles

Les écosystèmes marins et côtiers, d'une part, et l'atmosphère et les climats, d'autre part, sont les milieux environnementaux les plus affectés par les énergies fossiles.

1. Sur les écosystèmes marins et côtiers

Les faits de pollution massive des écosystèmes marins et côtiers par des hydrocarbures (marées noires), qui se sont produits de façon répétées à partir des années 1960, ont profondément marqué les esprits et sont à l'origine des premiers traités internationaux relatifs à la protection de l'environnement. Torrey-Canyon, Tanio, IXTOC 1, Amoco-Cadiz, Exxon-Valdez, Braër, Erika : autant de noms restés tristement célèbres. A ces pollutions accidentelles s'ajoutent les opérations de déballastage des navires pétroliers.

Plusieurs textes internationaux et régionaux ont été élaborés, dont les plus importants sont contraignants pour le Maroc qui les a ratifié ou a adhéré à ces instruments⁷² :

- Convention internationale pour la prévention de la pollution des eaux de la mer par les hydrocarbures adoptée à Londres le 12/05/1954, ratifiée le 29/02/1968 ;

⁷² Source : Liste des Conventions relatives à l'environnement signées et ratifiées par le Maroc, http://www.matee.gov.ma/cadre_juridique/conventions/conventions_accords.pdf

- Convention internationale sur l'intervention en haute mer en cas d'accident entraînant ou pouvant entraîner une pollution par les hydrocarbures adoptée à Bruxelles le 29/11/1969, à laquelle le Maroc a adhéré le 03/05/1974 ;
- Convention internationale sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures adoptée à Bruxelles le 29/11/1969, à laquelle le Maroc a adhéré le 03/05/1974, et ses protocoles ;
- Convention internationale portant création d'un Fonds international d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (F.I.P.O.L.) adoptée à Bruxelles le 18/12/1971, à laquelle le Maroc a adhéré le 31/12/1992, et ses protocoles ;
- Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires M.A.R.P.O.L., adoptée à Londres le 2/11/1973, à laquelle le Maroc a adhéré le 15/02/1993 ;
- Convention de la protection de la Méditerranée contre la pollution adoptée à Barcelone le 16/02/1976, ratifiée le 15/01/1980 ;
- Protocole relatif à la prévention de la pollution de la Méditerranée par les opérations d'immersion effectuées par les navires aéronautiques adopté à Barcelone le 16/02/1976, ratifié le 15/01/1980 ;
- Protocole relatif à la coopération en matière de lutte contre la pollution de la Méditerranée par les hydrocarbures et autres substances nuisibles en cas de situation critique adopté à Barcelone le 16/02/1976, ratifié le 15/01/1980 ;
- Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures, adoptée à Londres le 30/11/1990, ratifiée le 24/03/2003.

S'ils ont entraîné une diminution significative des pollutions opérationnelles en haute mer (toujours estimées à plus de 100 000 t d'hydrocarbures déversées par an au niveau mondial⁷³), les dispositifs internationaux et nationaux ne permettent pas suffisamment de prévenir les pollutions accidentelles, comme l'a encore montré la catastrophe de l'Erika en 1999.

2. Sur l'atmosphère et les climats

a) *Pollution atmosphérique*

La combustion des énergies fossiles dans les installations fixes et dans les véhicules à moteur entraîne l'émission de divers polluants dans l'atmosphère, notamment du soufre, de l'oxyde d'azote et du dioxyde de carbone (CO₂). Aux pollutions fonctionnelles s'ajoute les pollutions accidentelles.

Selon un document de la Banque Mondiale⁷⁴, les centrales électriques et les raffineries représentent environ 60 % des émissions totales de SO₂, 40 % des émissions de NO_x, et environ 65 % des émissions de PS (particules solides).

⁷³ Droit international de l'environnement, p.153.

⁷⁴ Evaluation des Impacts des Réformes Retenues dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie : Méthodes et Résultats, p. 42.

C'est dans le domaine de la pollution de l'air qu'a été posé le principe de droit international d'interdiction de nuire à l'environnement d'un autre Etat (sentence arbitrale de l'affaire de la Fonderie de Trail du 14/03/1941).

En dehors des dispositions générales des déclarations de Stockholm (1972) et Rio (1992), le texte de référence en matière de pollution transfrontière est un instrument régional élaboré sous l'égide de la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe, auquel le Maroc ne peut pas adhérer. Il s'agit de la Convention sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance adoptée à Genève le 13/11/1979 et ses protocoles, qui contiennent des objectifs chiffrés de réductions des émissions de soufre, d'oxyde d'azote, de composés organiques volatils, de pollutions organiques persistantes et de métaux lourds.

b) Changements climatiques

L'urgence de la situation du climat mondial a été décrite en détail dans les rapports du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat⁷⁵. Elle s'est également illustrée à travers la récente recrudescence de phénomènes climatiques désastreux. Au Maroc, on a assisté à une nette diminution de la pluviométrie. Les rapports du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat ont clairement établi le lien entre les énergies fossiles, les émissions de gaz à effet de serre et le réchauffement de la planète. Ils ont démontré que, même en gelant les émissions de CO₂ à leur niveau actuel, les concentrations de ce gaz dans l'atmosphère contribueront à augmenter pendant les deux siècles à venir⁷⁶.

En matière de prévention des changements climatiques, le Maroc a ratifié le 28/12/1995 la Convention-cadre sur les changements climatiques (New York, 09/05/1992) et a adhéré au Protocole de Kyoto le 25/01/2002. La Convention vise à stabiliser les émissions de gaz à effet de serre en imposant aux pays industrialisés de ramener leurs émissions à leurs niveaux de 1990. Le Protocole de Kyoto renforce les obligations des pays industrialisés (réduction globale de 5,2 % des émissions anthropiques par rapport à 1990 entre 2008 et 2012) et instaure plusieurs mécanismes de flexibilité dont le mécanisme pour un développement propre (MDP) qui ouvre des opportunités pour le Maroc⁷⁷.

B. Les impacts environnementaux des ER

1. Impacts positifs sur l'atmosphère et le climat

Là où c'est possible, la substitution des énergies fossiles par des ER, quelles que soient les filières, aura des impacts positifs sur la qualité de l'air au Maroc et sur le climat mondial, en réduisant la pollution atmosphérique et en atténuant les changements climatiques.

⁷⁵ Voir <http://www.ipcc.ch>.

⁷⁶ Droit international de l'environnement, p.228.

⁷⁷ Sur ce point, voir ci-après p. 124.

La consommation et la production d'énergie influencent diversement l'environnement selon le niveau considéré (local, régional ou global). Localement, une réduction des émissions entraînera une amélioration de la qualité de l'air et des conditions de vie, et par voie de conséquence une amélioration de la santé des populations. Globalement la réduction des émissions contribue au ralentissement du réchauffement climatique.

a) Estimation de l'impact du renforcement des ER sur les émissions de dioxyde de carbone

Nous avons estimé quelles conséquences le renforcement des énergies renouvelables pourrait avoir sur l'environnement, en prenant comme indicateur les émissions de dioxyde de carbone (CO₂)⁷⁸.

Les facteurs d'émissions suivants ont été calculés :

- électricité : 857 kg CO₂/MWh
- chaleur : 230 kg CO₂/MWh

Ces facteurs ont été calculés uniquement sur la base du parc existant, qui comprend les centrales électriques en service et un système pour la production de chaleur basé sur le gaz naturel. L'objectif étant en effet de substituer les énergies renouvelables aux matières premières fossiles, on ne sait pas si de nouvelles centrales thermiques au gaz ou au charbon seront construites dans l'avenir.

Les Tableau 3-1 et Tableau 3-2 présentent les réductions d'émissions de CO₂ attendues.

Les réductions d'émissions calculées dans le Tableau 3-1 sont obtenues en ayant recours, entre autres, à l'utilisation des plantes à vocation énergétique (il s'agit de plantes qui sont cultivées exclusivement pour la production de l'énergie). Ces chiffres ne prennent pas en considération les émissions causées par les dites plantes.

Tableau 3-1 – Réductions des émissions de CO₂ par les énergies renouvelables avec les plantes à utilisation énergétique

		Potentiel réalisable en 2010	Potentiel réalisable en 2012	Potentiel réalisable en 2020	Potentiel technique	Potentiel théorique
Electricité	TWh/an	2,68	6,06	24,35	46149,87	126937,67
Émissions de CO ₂	kt CO ₂ /an	2.297	5.192	20.869	39.550.442	108.785.584
Chaleur	TWh/an	1,13	3,07	13,30	39,67	232,92
Émissions de CO ₂	kt CO ₂ /an	261	706	3.060	9.124	53.573
Total des réductions d'émissions de CO₂	kt CO₂/an	2.557	5.898	23.929	39.559.566	108.839.157

⁷⁸ Un pronostic plus détaillé n'était pas possible dans le cadre de la présente étude qui met l'accent sur les instruments de renforcement des ER.

Les réductions d'émissions calculées dans le Tableau 3-2 sont obtenues sans avoir recours à l'utilisation des plantes à vocation énergétique.

Tableau 3-2 – Réductions des émissions de CO₂ par les énergies renouvelables sans les plantes à utilisation énergétique

		Potentiel réalisable en 2010	Potentiel réalisable en 2012	Potentiel réalisable en 2020	Potentiel technique	Potentiel théorique
Electricité	TWh/an	2,63	5,27	18,43	46143,96	126860,16
Émissions de CO ₂	kt CO ₂ /an	2.256	4.517	15.797	39.545.370	108.719.158
Chaleur	TWh/an	1,07	1,98	5,08	31,45	125,27
Émissions de CO ₂	kt CO ₂ /an	246	455	1.169	7.233	28.813
Total des réductions d'émissions de CO₂	kt CO₂/an	2.502	4.972	16.967	39.552.603	108.747.971

Le potentiel de réduction des émissions par les énergies renouvelables est énorme. Jusqu'à 2010 la réalisation d'une économie de 2.500 kt (2,5 Millions de t) de dioxyde de carbone est possible. Jusqu'à 2012 un doublement des économies est possible et jusqu'à 2020 c'est encore une fois un triplement des économies de 2012.

b) Comparaison avec les calculs réalisés par la Banque Mondiale

Les effets positifs en terme de réduction des polluants grâce aux ER ont également été démontrés par une récente étude. Dans le document « Evaluation des Impacts des Réformes Retenues dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie : Méthodes et Résultats », la Banque Mondiale présente des estimations de réductions d'émissions pour le dioxyde de carbone et pour d'autres polluants atmosphériques. Bien que les périodes sur lesquelles portent les calculs ne soient pas exactement les mêmes, cette étude donne une impression significative du potentiel de réduction. Ces estimations sont rappelées dans le tableau suivant.

Tableau 3-3 – Réduction estimée des émissions atmosphériques dans l'étude Banque Mondiale (K- tonnes, total sur la période 2009-2015)

Scénario de réforme	Plomb	SO ₂	PS	CO ₂	NO _x
Total	1,08	1.269,11	56,61	28.139,94	74,46

On constate que les réductions d'émissions estimées par la Banque Mondiale pour le CO₂ sont largement supérieures à celles que nous avons calculé.

En fait, les résultats des deux études ne peuvent pas être comparés car les bases de calcul divergent trop. Le calcul réalisé par la Banque Mondiale procède par la différence entre un scénario de référence et un scénario de réforme, en prenant comme base de référence les capacités programmées par l'ONE en 2005. Toutefois, depuis 2005, les capacités programmées ont beaucoup évolué, surtout celles qui fonctionnent avec du gaz naturel. De surcroît, les scénarios développés dans l'étude de la Banque Mondiale tiennent compte non seulement du renforcement des énergies renouvelables, mais aussi et surtout de l'augmentation de l'efficacité énergétique et prennent en considération le secteur des transports. Ce qui n'est pas le cas du calcul réalisé pour la présente étude qui se limite aux ER et aboutit donc en toute logique à des résultats d'émissions moindres.⁷⁹

2. Maîtrise des impacts potentiellement néfastes des ER

Les ER ne sont elles-mêmes pas dénuées d'impacts potentiellement néfastes sur l'environnement, qui diffèrent selon les filières⁸⁰. Ces impacts doivent être considérés attentivement avant tout choix stratégique sur les filières.

Section 2 Sur le plan socio-économique

On s'intéressera maintenant aux impacts socio-économiques des énergies conventionnelles et des énergies renouvelables.

A. Les impacts négatifs des énergies fossiles sur l'économie et la santé publique marocaine

On mettra en regard les impacts négatifs des énergies conventionnelles tant sur l'économie nationale que sur la santé avec les impacts socio-économiques positifs des énergies renouvelables, notamment en termes d'emploi.

1. L'impact négatif des énergies fossiles sur l'économie nationale

Etant donné la faiblesse des ressources connues, le Maroc importe actuellement la quasi-totalité des combustibles fossiles qu'il consomme, qui comptent pour 95 % de la consommation nationale d'énergie primaire (dont 62 % pour les produits pétroliers)⁸¹. En 2006, le coût de la facture énergétique du pays atteignait près de 42 milliards de Dh⁸². L'évolution des prix du baril de pétrole brut depuis le premier choc pétrolier, marquée par des renchérissements successifs, ne lui a pas été favorable. Alors que le prix moyen pondéré du baril importé au Maroc sur la période 1963-1970 est d'environ 2 \$, il dépasse en 2004-2005 le seuil historique des 70 \$. L'épuisement des réserves mondiales connues est programmé. Dans ce contexte, la forte dépendance énergétique du pays exerce une lourde pression sur l'économie nationale et constitue un frein au développement du pays.

⁷⁹ Pour les effets externes voir aussi la Partie 4.

⁸⁰ Sur ce point, cf. chapitre 4, section 1.

⁸¹ Voir Partie 1.

2. Les impacts sanitaires de la pollution atmosphérique générée par les combustibles fossiles

Les impacts néfastes de la pollution atmosphérique sur la santé publique sont désormais bien documentés. Sont particulièrement en cause les émissions de soufre, d'oxyde d'azote, et de composés organiques volatils résultant de la combustion des combustibles fossiles. A titre d'exemple, l'étude CASA-AIRPOL initiée en 1997 par le Département de l'Environnement relevant du Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Urbanisme, de l'Habitat et de l'Environnement a permis de mettre en évidence à Casablanca des relations statistiquement significatives entre le niveau de pollution atmosphérique mesuré par les teneurs en particules fines de type "fumées noires" et, la mortalité, les crises d'asthme et les infections respiratoires chez les enfants⁸³.

Selon une étude de la Banque mondiale de 2003⁸⁴, la pollution atmosphérique au Maroc génère des coûts de santé de l'ordre de 3,6 milliards de dirhams par an (soit environ 1 % du PIB du Maroc en 2000).

B. Les impacts socio-économiques positifs des ER

1. Les impacts positifs des ER sur l'économie nationale et les opportunités qu'offre leur développement

Le développement des ER et leur substitution aux énergies fossiles là où c'est possible entraîneraient une diminution de la dépendance énergétique et de la facture énergétique. A un moment où le marché mondial des ER est en pleine expansion, toutes filières confondues⁸⁵, une politique ambitieuse de promotion des ER permettrait de développer des filières industrielles innovantes au Maroc, d'améliorer les standards technologiques des entreprises et d'augmenter la compétitivité de l'économie marocaine. Si leur développement est bien conduit, les ER peuvent soutenir une structure de production décentralisée et ainsi avantager les PME et les structures locales ou régionales. L'avance technologique dont profiteraient les entreprises marocaines devrait leur permettre de jouer un rôle de premier plan sur le marché régional des ER. L'expérience des pays qui, à l'instar de l'Allemagne, de l'Espagne ou plus récemment de l'Inde, ont fortement investi dans les ER, montre les impacts positifs de ces investissements en termes de compétitivité économique.

En outre, le Mécanisme de Développement Propre offre de nouvelles opportunités⁸⁶. Cependant, les décisions politiques doivent être prises sans perdre trop de temps.

⁸² Bilan de l'action gouvernementale et perspectives à moyen terme - Secteur de l'Energie et des Mines, p. 2.

⁸³ Voir résumé de l'étude sur <http://www.matee.gov.ma/> rubrique Projets.

⁸⁴ Citée dans Evaluation des Impacts des Réformes Retenues dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie : Méthodes et Résultats, p. 42.

⁸⁵ En 2004, plus de 30 milliards de dollars ont été investis dans le secteur des énergies renouvelables, contribuant ainsi à l'installation d'une puissance globale de 160 GW, soit 4 % pour cent de la capacité énergétique mondiale. Voir CDER, Le développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique au Maroc - Orientations stratégiques à l'horizon 2012, p. 5.

⁸⁶ Voir infra paragraphe 4 A.

D'autres pays dans le monde arabe sont en train de se positionner dans ce créneau au futur prometteur⁸⁷.

2. Les impacts sur la santé publique

Le développement des ER et leur substitution aux énergies fossiles là où c'est possible entraîneraient une réduction des émissions gazeuses polluantes dans l'atmosphère⁸⁸, qui se traduirait par une amélioration de la santé publique, notamment grâce à la diminution des maladies respiratoires.

3. Les impacts sur l'emploi

Le renforcement des ER aura d'autres impacts sociaux positifs, notamment en termes d'emploi dans les secteurs industriel et tertiaire. Nous avons réalisé une estimation du nombre d'emplois créés grâce au développement du secteur des ER, dont la méthodologie et les résultats sont présentés dans les paragraphes qui suivent.

a) *Contexte*

Le nombre d'emplois créés grâce au développement du secteur des ER dépendra dans une large mesure des quantités de produits fabriqués sur place et de produits importés. La question se pose de savoir si l'industrie marocaine veut, peut et va créer un secteur de production et de services pour les énergies renouvelables. Un objectif ambitieux du pays serait de dominer le secteur des énergies renouvelables en Afrique du Nord et plus largement sur le continent africain et d'exporter une grande partie des biens produits au Maroc. La position du pays, à mi-chemin entre l'Europe et l'Afrique non seulement du point de vue géographique mais aussi sur le plan économique, social et culturel, peut soutenir un tel développement. Le Maroc est en mesure d'attirer le savoir-faire des Européens et de l'utiliser pour sa propre expansion.

La première condition essentielle pour le développement d'un secteur des énergies renouvelables est une stabilité économique du pays qui permette des investissements assurés pour les prochaines années. En plus, il faut une base industrielle dans l'industrie mécanique et métallurgique, l'industrie électrique et électronique et aussi dans l'industrie chimique et para chimique, tant en termes de main-d'œuvre spécialisée et que de capacités de production.

Les postes de travail créés par l'industrie des énergies renouvelables ne seront pas uniquement destinés à des travailleurs très qualifiés ou à des ingénieurs. Certaines

⁸⁷ Voir à titre d'exemple le projet « Masdar » à Abu Dhabi de construire une « Silicon Valley » pour les énergies renouvelables avec une ville entièrement approvisionnée par des ER, cf. Frankfurter Allgemeine Zeitung 19. juin 2007, p. 20.

⁸⁸ Voir les estimations fournies dans cette étude p.114 pour le CO² ainsi que les estimations réalisées par la Banque Mondiale pour le SO₂, le NO_x et les particules solides dans le document Evaluation des Impacts des Réformes Retenues dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie : Méthodes et Résultats, p. 47-48.

étapes de la production, qui sont répétitives et requièrent surtout de l'application et du temps, peuvent être assurées par une main-d'œuvre non spécialisée⁸⁹.

Tableau 3-4 – Chiffres de l'industrie marocaine par grands secteurs en 2003

	Production industrielle	Structure	Investissements industriels	Emploi industriel	Valeur ajoutée	Exportations
	En millions de DH	%	En millions de DH	En personnes	En millions de DH	En millions de DH
Industrie agro-alimentaire	59.596	33	3.625	95.666	17.272	10.248
Industrie textile et cuir	26.457	15	1.673	222.463	10.316	17.656
Industrie chimique et para chimique	61.003	34	3.891	95.764	19.565	11.779
Industrie mécanique et métallurgique	20.998	12	1.477	47.870	6.042	1.927
Industrie électrique et électronique	10.307	6	506	30.985	3.171	6.781
Total	178.361	100	11.172	492.748	56.366	48.391

Au Maroc, l'industrie est dominée par le secteur agro-alimentaire qui représente un tiers de la structure industrielle. L'ensemble des branches industrielles sur lesquelles s'appuiera le développement de la future industrie des énergies renouvelables regroupe la moitié de la structure industrielle et emploie environ 175.000 travailleurs.

b) Méthodologie de l'estimation

Pour estimer combien de nouveaux postes de travail seront créés par la réalisation des potentiels des énergies renouvelables calculés dans la présente étude, on prendra des hypothèses à partir de l'expérience de l'Allemagne, qui a déjà connu une telle évolution industrielle.

Une étude du Ministère fédéral allemand de l'Environnement, de la Protection de la nature et de la Sécurité nucléaire concernant l'impact des énergies renouvelables sur l'emploi recense les emplois créés dans les différents secteurs des énergies renouvelables pour les nouveaux investissements, en distinguant entre l'export et la consommation intérieure. Cette étude permet de connaître la répartition exacte entre les emplois pour l'opération et la maintenance et les emplois pour les nouveaux investissements (voir Tableau 3-5).

⁸⁹ On citera, parmi d'autres, l'exemple de la production des kits photovoltaïques dans laquelle les wavers, les petites plaques de silicium, sont soudés à la main. C'est un travail qui est facile à apprendre.

Tableau 3-5 – Emplois dans l'industrie des ER en Allemagne en 2004

	Emplois dans les secteurs	Emplois pour nouveaux investissements (export inclus)	Emplois pour nouveaux investissements (sans l'export)
Énergie éolienne	63.944	49.588	18.183
Photovoltaïque	17.397	16.733	2.473
Solaire thermique (basse température)	7.666	6.269	842
Énergie hydraulique	9.515	5.085	4.010
Biomasse	51.745*	15.953	473
Biogaz	5.035	1.745	120
Géothermie	1.773	1.711	545
Total	157.075	97.084	26.646
* Combustibles biogènes (9.309) et carburants biogènes (13.293)			

Tableau 3-6 – Énergies renouvelables en Allemagne en 2004

	Production d'énergie finale	Nouvelles capacités installées
	GWh	MW
Énergie éolienne	25.509	2.020
Photovoltaïque	557	501
Solaire thermique (basse température)	2.573	757.000 m²
Énergie hydraulique	21.000	20
Biomasse et Biogaz	82722	413
Géothermie	2116	0,2
Total	1.558	3.484

Comme les chiffres allemands pour la production d'énergie finale ne distinguent pas entre la biomasse solide, liquide ou gazeuse, les emplois créés dans le secteur de la biomasse et ceux créés dans le secteur de biogaz sont comptabilisés ensemble.

Les emplois pour l'opération et la maintenance se rapportent à la production d'énergie finale et les emplois pour les nouveaux investissements sans l'export se rapportent aux nouvelles capacités installées. L'existence de chiffres spécifiques pour la production

d'énergie finale et pour les nouveaux investissements dans les différents secteurs (voir Tableau 3-7) permet d'obtenir une estimation qui ne soit pas faussée par la position actuellement puissante de l'Allemagne sur le marché mondial.

Tableau 3-7 – Emplois par production et filières

	Emplois par production d'énergie finale	Nouvelles capacités installées
	Personnes/GWh	Personnes/MW
Énergie éolienne	0,563	9,0
Photovoltaïque	1,192	4,9
CSP	0,625	10
Solaire thermique (basse température)	0,543	1,1 pers/1.000 m²
Énergie hydraulique	0,211	
Biomasse et Biogaz	0,312	1,1

Avec les chiffres spécifiques et le potentiel réalisable présenté ci-avant dans la Partie II de cette étude, on peut estimer les nouveaux emplois susceptibles d'être créés au Maroc grâce à l'introduction des énergies renouvelables. Il s'agit de chiffres plafonds qui supposent que le potentiel soit intégralement réalisé. Le Tableau 3-8 résume par filière le potentiel réalisable en 2010, 2012 et 2020.

Tableau 3-8 Potentiels d'ER réalisables au Maroc

	Potentiel réalisable au Maroc en 2010	Potentiel réalisable au Maroc en 2012	Potentiel réalisable au Maroc en 2020
	GWh	GWh	GWh
Énergie éolienne	1.865	3.365	9.943
Énergie éolienne renforcé			26.200
Photovoltaïque	57	129	3.301
CSP	96	576	2.496
Solaire thermique (basse température)	219	315	1.355
Énergie hydraulique	4	5	9
Biomasse avec plantes à utilisation énergétique	1.591	4.774	20.697
Biomasse sans plantes à utilisation énergétique	1.460	2.857	6.412
Total avec plantes à utilisation énergétique	3.832	9.164	37.802
Total sans plantes à utilisation énergétique	1.836	3.883	13.574

Tableau 3-8a Capacités à installer pour réaliser les potentiels d'ER réalisables au Maroc

	Capacités à installer en 2010	Capacités à installer en 2012	Capacités à installer en 2020
	MW	MW	MW
Énergie éolienne	180	250	274
Énergie éolienne renforcé			953
Photovoltaïque	1	22	242
CSP	10	75	75
Solaire thermique (basse température)	30000	60195	162517
Énergie hydraulique	105	105	105
Biomasse avec plantes à utilisation énergétique	34	113	75
Biomasse sans plantes à utilisation énergétique	34	89	28

Le nombre d'emplois potentiels dépend en partie de la production d'énergie escomptée et en partie des nouvelles capacités qui seront installées.

c) Résultats : les potentiels d'emplois du secteur des ER

Les résultats de créations d'emplois ainsi obtenus sont présentés dans le Tableau 3-9 suivant.

Tableau 3-9 – Potentiels d'emplois dans le secteur des ER au Maroc

	Nouveaux emplois (maintenance et installations nouvelles) en 2010	Nouveaux emplois (maintenance et installations nouvelles) en 2012	Nouveaux emplois (maintenance et installations nouvelles) en 2020
Énergie éolienne	2.670	4.144	8.063
Énergie éolienne renforcé			23.322
Photovoltaïque	75	262	5.132
CSP	160	1.110	2.310
Solaire thermique (basse température)	152	238	917
Énergie hydraulique	2	2	4
Biomasse avec plantes à utilisation énergétique	535	1.617	6.538

Biomasse sans plantes à utilisation énergétique	494	993	2.031
Total avec plantes à utilisation énergétique	3.593	7.373	22.964
Total sans plantes à utilisation énergétique	3.552	6.749	18.457

Dans l'ensemble des secteurs de l'industrie mécanique et métallurgique, de l'industrie électrique et électronique et de l'industrie chimique et para chimique, on obtient une croissance des emplois de 2 % jusqu'en 2010, de 4% jusqu'en 2012 et de 11 à 13 % jusqu'en 2020.

Les chiffres d'emplois présentés dans le Tableau 3-9 pourront être atteints si les choix politiques interviennent rapidement, si les instruments juridiques et économiques destinés à renforcer les ER sont mis en place, si les investissements sont à la hauteur et si la main-d'œuvre requise est développée.

Les emplois comptabilisés ici sont exclusivement destinés à satisfaire le marché marocain. Si à l'avenir le Maroc parvient à s'attribuer une part du marché africain ou européen des énergies renouvelables, le nombre d'emplois créés sera encore supérieur. Ainsi en Allemagne, 27 % des emplois pour nouveaux investissements sont créés à l'export.

Section 3 Un contexte international et national favorable

On constate actuellement, au niveau international comme au niveau national, l'affirmation d'une volonté politique favorable au développement des ER, qui peut s'appuyer en partie sur des financements et des mécanismes d'accompagnement internationaux.

A. La lutte globale contre les changements climatiques

L'urgence de la situation du climat mondial et les réductions d'émissions auxquelles ils se sont engagés dans le cadre du protocole de Kyoto ont conduit les pays industrialisés, au premier rang desquels les pays européens, à intensifier leurs investissements dans les ER. Ces investissements concernent non seulement leur propre territoire mais aussi, dans le cadre du Mécanisme pour un Développement Propre (MDP), les pays en voie de développement.

A ce jour dans le monde plus de 1450 projets MDP ont été enregistrés par le Conseil Exécutif du MDP, dont 48 % concernent le secteur énergétique⁹⁰. Une quinzaine de projets sont enregistrés en Afrique dont trois au Maroc qui concernent les ER (parcs éoliens et kits photovoltaïques). Trois projets au Maroc sont en cours de validation, dont un projet éolien et un projet de récupération et torchage du biogaz.

⁹⁰ Mécanisme pour un développement propre : Etat des lieux et perspectives, p.11.

La coopération internationale accorde actuellement une attention particulière aux projets dans le domaine des ER. Outre cette étude, plusieurs projets de promotion et de développement des ER ont été récemment conduits ou sont en cours au Maroc : projet TERNA Wind Energy Programme avec la GTZ (1997-2000, assistance technique pour l'identification des sites éoliens) ; financement par la KfW du parc éolien de Koudia El Baïda (puissance 50 MW, mis en service en 2000) ; projet de la centrale thermosolaire de Ain Beni Mathar (472 MW dont 25 en solaire, lancement prévu en 2009) avec la BAD, la Banque Mondiale et le GEF ; Prêt à la Politique de Développement pour le Secteur de l'Energie (PPD Energie) de la Banque Mondiale (assistance technique et juridique).

B. Les orientations stratégiques nationales

Le Gouvernement marocain a adopté plusieurs documents programmes qui fixent les options stratégiques du pays pour la promotion et le développement des énergies renouvelables. Certains concernent spécifiquement les ER : il s'agit du Plan stratégique national pour le développement des énergies renouvelables et Plan National de la Biomasse Énergie. La Nouvelle Stratégie Énergétique vise l'ensemble du secteur.

Chapitre 2 Les acquis institutionnels

Le dispositif institutionnel existant pour la promotion des énergies renouvelables a permis de faire aboutir de nombreux projets utilisant les ER ou favorisant leur développement, grâce auxquels il a été possible d'amener les filières d'ER à leur niveau actuel. Si ce dispositif comporte des faiblesses (cf. ci-après chapitre 4, section 3), elles sont bien perçues par les différents acteurs, entre lesquels il existe aujourd'hui un consensus sur la nécessité de renforcer ce dispositif par une réforme institutionnelle, en s'appuyant sur ses acquis.

Section 1 La répartition des attributions au niveau ministériel

La répartition des compétences en matière de promotion des énergies renouvelables entre les départements ministériels est claire et cohérente. Elle est résumée dans le tableau 3-10.

Deux ministères disposent d'attributions étendues en matière de promotion des ER : le Ministère de l'Energie et des Mines d'une part, et le Ministère de l'Aménagement du territoire, de l'Eau et de l'Environnement d'autre part.

Section 2 Les principaux acteurs publics

Le Tableau 3-11 récapitule les missions et attributions des principaux organes publics actifs dans le secteur des ER.

La politique nationale de promotion des énergies renouvelables repose en premier lieu sur les services et institutions relevant du Ministère de l'Energie et des Mines (MEM). Pour mener à bien ses missions, le MEM s'appuie sur trois piliers institutionnels : deux

organismes spécialisés, le Centre de Développement des Energies Renouvelables et l'Office National de l'Electricité, et les services centraux du ministère.

A. Les services centraux du MEM

L'organisation du Ministère de l'Energie et des Mines (MEM) a été entièrement refondue en 2005 et les nouveaux services sont opérationnels.

Les directions concernées sont principalement la Direction de l'Electricité et des Energies Renouvelables, la Direction des combustibles et carburants, la Direction de l'observation et de la planification et la Direction du contrôle et de la prévention des risques.

En matière de promotion des ER, la Direction de l'Electricité et des Energies Renouvelables assume des tâches de planification stratégique, d'animation et de coordination des actions, de préparation de la législation et de la réglementation, de contrôle des institutions spécialisées sous tutelle (CDER et ONE).

Les systèmes tarifaires sont fixés, pour l'électricité, par la Direction de l'Electricité et des Energies Renouvelables, et pour les produits pétroliers et le gaz naturel, par la Direction des combustibles et carburants.

Tableau 3-10 – Répartition des attributions entre les secteurs ministériels

Départements ministériels	Stratégie, planification, réglementation	Animation, coordination, suivi	Formation, information, sensibilisation, soutien technique	Surveillance, contrôle
MEM	<p>Prépare des documents stratégiques et prospectifs permettant le développement institutionnel harmonieux et le développement des filières des secteurs énergétique, minier et géologique.</p>	<p>Met en œuvre la politique énergétique nationale.</p> <p>Gère le patrimoine énergétique (sécurité des approvisionnements, accès des populations à l'énergie, sécurité des personnes et installations).</p> <p>Veille à l'organisation et au fonctionnement des marchés électrique, gazier et pétrolier.</p> <p>Anime les actions visant le renforcement des échanges et la concertation avec les administrations, organismes et partenaires concernés par le développement des secteurs de l'énergie et des mines.</p>	<p>Promeut l'ingénierie énergétique et la formation.</p>	<p>Assure la tutelle sur CDER et ONE.</p> <p>Met en place le système d'observation et de planification énergétiques.</p> <p>Assure le contrôle des secteurs dépendants de son autorité.</p>
MATEE	<p>Renforce le cadre institutionnel et juridique dans le domaine de l'environnement.</p> <p>Elabore ou étudie les documents de planification dans le domaine de l'environnement et de la ressource en eau.</p> <p>Etudie et propose les textes législatifs et réglementaires relatifs à l'eau.</p>	<p>Elabore et met en œuvre la politique nationale de gestion de l'environnement.</p> <p>Anime, suscite et coordonne, en relation avec les départements ministériels et organismes concernés, l'action gouvernementale en vue de :</p> <ul style="list-style-type: none"> -contribuer à la protection des ressources naturelles ; - prévenir et lutter contre toutes formes de pollution et nuisances. <p>Notamment : instruit les dossiers d'études d'impact et gère les projets MDP.</p> <p>Elabore et met en œuvre la politique nationale de mobilisation des eaux, d'aménagement des grands ouvrages hydrauliques, de gestion et de contrôle des usages de l'eau, de protection de la ressource.</p>	<p>Intègre la dimension « Environnement » dans les programmes de développement de l'éducation, de la formation et de la recherche.</p>	<p>Met en place des instruments appropriés de surveillance continue et de contrôle de l'état de l'environnement.</p> <p>Assure la tutelle sur :</p> <ul style="list-style-type: none"> - le FODEP ; - les Agences de bassin hydraulique ; - l'ONEP.

Départements ministériels	Stratégie, planification, réglementation	Animation, coordination, suivi	Formation, information, sensibilisation, soutien technique	Surveillance, contrôle
MHU	Elabore la réglementation et les normes en matière de construction immobilière et en matière d'urbanisme. Prépare les schémas directeurs d'aménagement urbain, les plans de zonage et les plans d'aménagement en concertation avec les collectivités locales.	Elabore et met en œuvre la politique gouvernementale en matière d'habitat et d'urbanisme.		
MET		Délivre les autorisations pour les établissements insalubres, incommodes ou dangereux classés de 1 ^{ère} catégorie.		Contrôle et surveille les établissements qui présentent des causes d'insalubrité, d'inconfort ou de danger.
MI				Assure la tutelle sur les collectivités locales et les régies communales et intercommunales de distribution d'électricité.
MFP	Prépare les lois de finance.	Exécute les budgets.		

Tableau 3-11 – Missions et attributions des acteurs publics de promotion des ENR

Institutions	Stratégie Planification Réglementation	Animation Coordination Suivi	Formation Information Sensibilisation Soutien technique Soutien financier	Recherche développement	Production Distribution	Surveillance Contrôle
Administration centrale						
Direction de l'Electricité et des Energies Renouvelables (DEER) MEM [Gestion de l'électricité et des ENR]	Prépare la législation et la réglementation en matière d'électricité et d'énergies renouvelables.	Veille à assurer l'approvisionnement électrique national. Participe, en collaboration avec les organismes concernés, à la gestion de l'électricité (production, transport, distribution et commercialisation), notamment : - au choix des sites, à la construction, à l'exploitation et au démantèlement des installations ; - aux conditions d'utilisation de l'énergie, à la maîtrise de l'énergie, au développement des énergies renouvelables, aux autoproductions électriques et à la co-génération ; - à l'élaboration, à la réalisation et à l'évaluation des				

		programmes d'électrification rurale ; - à la mise en œuvre du système tarifaire ; - à la promotion de l'utilisation des techniques nucléaires dans les différents secteurs socio-économiques, et à l'analyse et l'évaluation des rapports de sûreté des installations nucléaires.				
Direction des combustibles et carburants (DCC) MEM [Gestion des ressources pétrolières et gazières et des combustibles solides]	Prépare la législation et la réglementation relative aux produits pétroliers et gaziers et aux combustibles solides.	Veille à assurer l'approvisionnement du pays en produits pétroliers, gaz naturel et combustibles solides. Participe, en collaboration avec les organismes concernés, à la gestion des ressources pétrolières et gazières et des combustibles solides et synthétiques (recherche, production, exportation, valorisation, transport, stockage, distribution commercialisation et mise en œuvre), notamment : - à l'élaboration et la				

		<p>mise en œuvre des programmes de développement et d'équipement ;</p> <ul style="list-style-type: none"> - au choix des sites, à la construction, à l'exploitation et au démantèlement des installations ; - à la mise en œuvre des systèmes tarifaires. 				
Direction de l'observation et de la planification (DOP) MEM	<p>Contribue à l'élaboration de la politique énergétique nationale et au développement institutionnel du secteur, aux travaux de prospective et de planification.</p> <p>Propose des mesures d'orientation pour les organismes placés sous tutelle et élabore des stratégies de développement.</p>	<p>Contribue à la mise en œuvre de la politique énergétique nationale et aux travaux d'évaluation des projets.</p>	<p>Anime les relations avec les groupements professionnels</p>			<p>Recueille des statistiques et informations.</p> <p>Met en place les systèmes d'observation et les bases de données.</p>
Direction du contrôle et de la prévention des risques (DCPR) MEM	<p>Veille à l'adoption de spécifications et normes et standards de qualité.</p> <p>Participe à l'élaboration de la législation et la réglementation relatives aux normes de qualité et de sécurité et contrôle administratif et</p>	<p>Veille à la mise en œuvre des mesures de contrôle technique.</p> <p>Assure la liaison entre les services centraux et les services extérieurs.</p> <p>Coordonne les dossiers et études concernant la protection de l'environnement.</p>	<p>Assiste les directions provinciales et régionales.</p>			<p>Participe à la mise en application de la législation et la réglementation relatives aux normes de qualité et de sécurité et contrôle administratif et technique</p> <ul style="list-style-type: none"> - des produits et de leur commerce ; - des installations et

	technique <ul style="list-style-type: none"> - des produits et de leur commerce ; - des installations et appareils. 					appareils. Dispose de laboratoires de recherches et d'analyses.
Direction Générale de l'Hydraulique (DGH) MATEE	Elabore ou étudie les documents de planification.	Elabore et met en œuvre la politique nationale en matière de mobilisation des eaux, d'aménagement des grands ouvrages hydrauliques, de gestion des usages de l'eau, de protection de la ressource.			Etude, réalisation, maintenance et exploitation des grands ouvrages hydrauliques.	Assure le contrôle du respect de la réglementation relative à l'eau.
Service Changement Climatique (SCC) au sein de la DPCC MATEE		Point Focal de la UNCCCC. Vulgarise et promeut les opportunités du Mécanisme de Développement Propre (MDP) du Protocole de Kyoto. Approuve les projets et gère le portefeuille MDP.				
Direction Technique de l'Habitat (DTH) MHU	Elabore la réglementation et les normes en matière de construction immobilière.	Œuvre à la promotion de la qualité et au développement des techniques et procédés innovants en matière de construction immobilière. Œuvre à l'adaptation de nouvelles formes de construction au patrimoine	Donne des avis techniques sur les procédés innovants en matière de construction immobilière. Assure la vulgarisation et la diffusion de la qualité et des techniques et procédés innovants.	Effectue des études et recherches sur les matériaux de construction de gros œuvre et de second œuvre et sur les procédés industriels.		Assure le suivi, le contrôle et les expertises techniques des réalisations du ministère.

		architectural national. Développe avec les administrations concernées les méthodes de calcul appropriées en matière d'assainissement et de réseaux divers.				
Administration spécialisée						
Centre de développement des énergies renouvelables (CDER) MEM				Effectue toutes études et recherches destinées au développement, à la promotion, production, commercialisation ou utilisation des ENR. Notamment : - mise au point de procédés ; - création et gestion d'installations pilote ; - formation ; - expertise.		
Office national de l'électricité (ONE) MEM	Etudie les possibilités d'aménagement des moyens de production, transport et distribution d'électricité et établit les programmes d'intervention. Propose des projets de textes législatifs et réglementaires.				Produit, transporte et distribue l'électricité. Notamment : - aménagement des sources d'électricité ; - alimentation des installations de distribution ; - aménagement et entretien des ouvrages publics. Exclusivité de	

					l'aménagement des moyens de production de capacité supérieure à 10 MW. Peut <ul style="list-style-type: none"> - passer des concessions avec des entreprises privées pour couvrir ses propres besoins ; - créer des filiales ou prendre des participations dans des sociétés privées. 	
Fonds de Garantie de l'Efficacité Energétique et des Energies renouvelables (FOGEER) CDER			Garantit les crédits d'investissement consentis par les établissements crédit, notamment les sociétés de leasing, aux entreprises et opérateurs marocains voulant investir dans des projets d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. Projets ciblés : équipements solaires thermiques collectifs.			
Fonds de Dépollution Industriel (FODEP) MATEE			Contribue au financement des projets de dépollution des entreprises industrielles et artisanales, notamment les projets concernant			

			la valorisation des énergies issues de la méthanisation aussi bien au niveau des décharges qu'au niveau des Stations d'Epuration des eaux usées.			
Administration territoriale						
Délégations régionales du MEM		Représentent le MEM au niveau régional.				
Bureaux de l'ONE		Mettent en œuvre le PERG au niveau local.			Commercialisent l'électricité.	Contrôlent les installations d'approvisionnement en électricité.
Inspections de l'environnement de wilaya ou IRATEE		Représentent le MATEE au niveau régional.	Promotion des projets de dépollution industrielle en partenariat avec le FODEP			Contrôlent les installations et activités pour s'assurer de la mise en œuvre de la réglementation sur l'environnement.
Régies communales et intercommunales de distribution d'électricité					Distribuent l'électricité en zone urbaine.	

Communes	Examinent et adoptent les règlements communaux de construction.	Décident de la création et des modes de gestion des services publics communaux (notamment : distribution d'électricité, assainissement liquide, collecte, transport, élimination et traitement des déchets ménagers et assimilés, éclairage public) : par voie de régie directe, de régie autonome, de concession ou toute autre forme de gestion déléguée. Concluent les contrats avec l'ONE dans le cadre du PERG décentralisé.				Veuillent au respect des options et prescriptions des schémas directeurs d'aménagement urbain, des plans d'aménagement et de développement et de tous les autres documents d'aménagement du territoire et d'urbanisme. Délivrent les autorisations de construction. Délivrent les autorisations d'exploitation des établissements insalubres, incommodes ou dangereux relevant de leurs attributions et les réceptionnés de déclaration des établissements classés de 3 ^{ème} catégorie (?). Assurent le contrôle de ces établissements.
-----------------	---	--	--	--	--	--

La supervision et la coordination des missions de contrôle ainsi que l'élaboration des normes et standards techniques sont assurées par la Direction du contrôle et de la prévention des risques.

B. Le Centre de Développement des Energies Renouvelables

1. Statut et attributions

A l'heure actuelle, la promotion des énergies renouvelables repose en grande partie sur le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), un établissement public doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière, qui est placé sous la tutelle du Ministère de l'Energie et des Mines.

A sa création en 1982, le CDER est chargé de missions de recherche développement et de formation technique en vue de la promotion et du développement des énergies renouvelables.

Le centre dispose d'un noyau d'experts et de techniciens spécialisés, d'ateliers et de laboratoires, d'un centre de documentation, d'une unité de formation et de moyens d'intervention sur le terrain. Il compte aujourd'hui un effectif de 160 agents dont 70 cadres et 55 agents de maîtrise.

2. Actions en matière d'ER

A la fin des années 1980 et au début des années 1990, le CDER conduit de nombreux projets pilotes. A partir de 1995, il lance ou contribue à lancer plusieurs projets de grande envergure pour promouvoir les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, notamment :

- en coopération avec l'ONE (voir ci-après p. 138), le Programme d'Electrification Rurale Global (PERG), un programme d'électrification rurale décentralisée (non connectée au réseau) au moyen d'applications solaires photovoltaïques, micro hydrauliques et de petits systèmes éoliens (1996 -) ;
- en coopération avec l'ONE (voir ci-après p. 138), le Programme Marocain de Promotion de la filière Solaire Thermique (PROMASOL) qui vise à développer l'usage des chauffe-eau solaires dans le secteur résidentiel ;
- le programme d'amélioration de l'efficacité énergétique des fours et hammams, fours de potiers, foyers améliorés et cogénération ;
- le programme concernant le code efficacité énergétique dans le bâtiment avec le soutien du PNUD et du GEF.

Le CDER élabore et met à jour un atlas éolien qui répertorie aujourd'hui une quarantaine de sites.

C. L'Office National de l'Electricité

1. Statut et attributions

Créé en 1963, l'Office National de l'Electricité (ONE) est un établissement public à caractère industriel et commercial doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière, qui est placé sous la tutelle du Ministère de l'Energie et des Mines.

L'ONE est chargé du service public de production, de transport et de distribution d'électricité.

L'office possède l'exclusivité de la gestion des moyens de production d'électricité de puissance supérieure à 10 MW⁹¹. L'autoproduction d'électricité est permise jusqu'à une puissance de 10 MW⁹². L'ONE peut, après appel d'offres, concéder la production d'électricité d'une puissance supérieure à 10 MW à des entreprises privées.

L'ONE possède l'exclusivité de la gestion du réseau de transport d'électricité. Le Dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 ne l'autorise pas à louer le réseau à des opérateurs privés.

En dehors des grands centres urbains, là où il n'existe pas de régies communales et intercommunales de distribution, l'ONE assure également la distribution de l'électricité.

2. Actions en matière d'ER

En matière de promotion et de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, l'ONE a mené plusieurs actions ; il a intensifié ses efforts depuis fin 2006 dans le cadre de son plan d'action pour la maîtrise de la demande d'énergie.

L'office intervient principalement

- dans le cadre du Programme d'Electrification Rurale Global (PERG) par un programme d'électrification rurale décentralisée (non connectée au réseau) au moyen d'applications solaires photovoltaïques, micro hydrauliques et de petits systèmes éoliens (objectif pour les kits photovoltaïques : 7 MW installés en 2008 ; systèmes éoliens isolés de Moulay Bouzrektoune et Sidi Kaouki totalisant 65 KW) ;
- par l'exploitation des parcs éoliens de Tétouan (54 MW, mis en service en 2001 et 2002) et d'Amogdoul (60 MW, inauguré le 13/04/2007) pour la production d'électricité de puissance ;
-
- par des programmes de promotion des chauffe-eau solaires (PROMASOL et ECOSOL) ;
- par un programme d'assistance technique pour la mise à niveau énergétique des entreprises conduit en partenariat avec l'ANPME (notamment audits énergétiques).

⁹¹ Le projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables prévoit la suppression de ce monopole (voir les développements p. 177).

⁹² Il existe un projet de loi qui porte ce seuil à 50 MW (cf. p. 182).

L'office s'est engagé avec le CDER dans le programme des 1000 MW, qui porte sur l'installation de nouvelles capacités afin d'atteindre une production totale d'électricité d'origine éolienne de l'ordre de 1000 MW en 2012.

L'ONE conduit au bénéfice des auto producteurs des actions de promotion des ER qui dépassent le cadre juridique en vigueur posé par le Dahir de 1963. Dans le cadre de son offre EnergiPro lancée en septembre 2006, l'office

- assure le transit sur le réseau national électrique Haute Tension de toute énergie produite à partir d'énergies renouvelables des points de production vers les points de consommation moyennant une rémunération de (6 cDh / KWh (H.T.) en moyenne jusqu'en 2011 puis de 8 cDh / KWh (H.T.) en moyenne à partir de 2012) ;
- rachète l'excédent produit et non consommé par les auto producteurs moyennant un prix qui correspond à 60 % du tarif officiel de vente de l'électricité BT par l'ONE (qui s'élève à 0,9010 Dh/KWh T.T.C.).

Comme le Dahir de 1963 n'autorise pas l'Office à louer son réseau, le montage est le suivant : l'Office achète l'électricité produite aux auto producteurs, transporte l'électricité jusqu'aux sites de consommation et revend celle-ci aux auto producteurs moyennant un prix qui couvre le tarif du transport.

D. Les régies communales ou intercommunales de distribution

Dans les grands centres urbains, la distribution de l'électricité incombe, lorsqu'elles existent, à des régies communales ou intercommunales. Ces régies assurent la plupart de la distribution de l'électricité basse tension. Elles sont placées sous la tutelle du Ministère de l'Intérieur. Elles peuvent par contrat déléguer la gestion du service public de distribution d'électricité à des personnes privées. C'est le cas dans les régions de Casablanca, Rabat – Salé et Tanger – Tétouan.

Section 3 Les principaux acteurs privés

Le Tableau 3-12 présente les principaux acteurs privés actifs dans le secteur des énergies renouvelables au Maroc.

Tableau 3-12 – Principaux acteurs privés dans le secteur des ENR

Activités	Sociétés	Organisations patronales
Auto producteurs d'électricité issue d'ER	Lafarge Maroc	AMISOLE APC Fenélec Fédération Energie
Producteurs d'électricité issue d'ER vendant à l'ONE	Compagnie Eolienne du Detroit (CED) / Cie du Vent	
Producteurs et distributeurs générateurs d'électricité à partir d'ER (solaire, éolien) ou d'équipements de solaire thermique	TEMASOL ; BP Solar ; Sunlight Power Maroc ; ISO FOTON	
Distributeurs d'électricité concessionnaires des régions	LYDEC (région de Casablanca) ; REDAL (région de Rabat – Salé) ; AMENDIS (région de Tanger – Tétouan)	

Section 4 Les points forts du dispositif institutionnel existant

L'analyse du dispositif institutionnel marocain pour la promotion des ER a montré que ce dispositif institutionnel est opérationnel et présente plusieurs points forts, qui sont résumés comme suit :

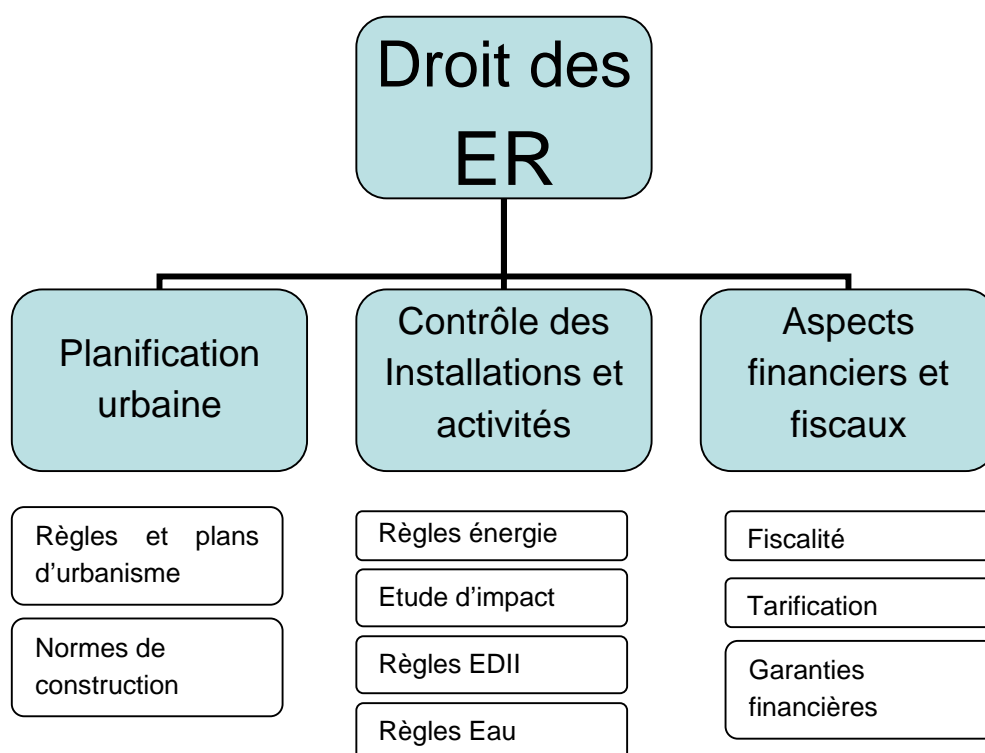
- C'est un dispositif cohérent où les rôles sont bien répartis entre les différents ministères et les différentes institutions ;
- il existe au sein de ce dispositif une institution spécialisée compétente et expérimentée, le CDER ;
- l'opérateur dominant en matière d'électricité, l'ONE, s'est engagé en faveur des ER ;
- il existe une expérience de partenariat institutionnel en matière de promotion des ER.

L'analyse ainsi que les discussions lors des entretiens et des ateliers ont également permis d'identifier plusieurs faiblesses qui sont présentées ci-après p. 171 et suivantes).

Section 1 Généralités

A. Domaines de réglementation

Le droit des énergies renouvelables, généralement d'apparence assez récente dans les systèmes juridiques, s'est rapidement constitué en une branche spécifique du droit. Il est formé d'un ensemble de dispositions diverses, relatives à la planification, à la production et à la commercialisation des ER et comprend principalement trois secteurs de réglementation, comme l'illustre la Figure 3-1.



B. Absence d'un dispositif juridique de promotion des énergies renouvelables

Un dispositif juridique de promotion des énergies renouvelables consiste en un ensemble de règles cohérentes destinées à encadrer, promouvoir et faciliter le développement des ER.

Le Royaume du Maroc ne dispose pas d'un tel dispositif cohérent. Il existe certaines dispositions législatives et réglementaires relatives aux installations de production comme par exemple le régime des installations classées ou l'étude d'impact (voir infra Section 4, p.147). Au-delà de ces dispositions, l'encadrement juridique du développement des ER est réalisé principalement par les règles de droit commun ainsi que par quelques dispositions fiscales et financières spécifiques.

Section 2 La planification urbaine

A. Les règles et plans d'urbanisme

1. Les documents d'urbanisme

Les documents d'urbanisme, que ce soit le schéma directeur d'aménagement urbain ou le plan d'aménagement, n'envisagent pas spécifiquement les activités et équipements liés à la production ou à la mise en œuvre d'énergies renouvelables. Ils permettent cependant de prendre en compte et d'encadrer le développement des ER. Plusieurs mécanismes peuvent être utilisés :

- la définition d'options d'aménagement appropriées ;
- la fixation de la destination générale de sols et de la localisation des grands équipements publics et privés d'intérêt général ;
- la définition de zones dont l'aménagement fait l'objet d'un régime juridique particulier ;
- les servitudes découlant des législations particulières ;
- les règles applicables à la construction (pour les plans d'aménagement).

(Voir articles 4 et 19 de la loi n°12-90 relative à l'urbanisme).

2. Les règlements de construction

a) Les règlements généraux de construction

La loi n°12-90 relative à l'urbanisme (article 59 et 60) prévoit la promulgation par décret de règlements généraux de construction fixant notamment :

- la forme et les conditions de délivrance des autorisations et de toutes autres pièces exigibles en application de la loi n°12-90 et de la législation relative aux lotissements, groupes d'habitations et morcellements ainsi que des textes pris pour leur application ;
- les règles de sécurité que doivent respecter les constructions ainsi que les conditions auxquelles elles doivent satisfaire dans l'intérêt de l'hygiène, de la circulation, de l'esthétique et de la commodité publique.

A notre connaissance, un seul règlement de construction a été adopté, le règlement de Construction Parasismique (R.P.S2000) (décret n°2-02-177 du 22 février 2002).

Etant donné les termes de l'article 59 2^{ème} tiret de la loi, il n'est pas évident que ces règlements puissent imposer l'installation dans les nouvelles constructions des canalisations nécessaires pour le fonctionnement d'équipements de solaire thermique.

b) Les règlements communaux de construction

Les présidents des conseils communaux peuvent prendre par arrêtés des règlements communaux de construction, contenant des prescriptions couvertes par l'article 59 de la loi mais qui ne sont pas prévues par les règlements généraux de construction ou par les plans d'aménagement (article 61 de la loi n°12-90 relative à l'urbanisme). Ces règlements ne doivent pas contredire les dispositions des règlements généraux de construction ou celles des règlements d'aménagement.

3. Le permis de construire

La réglementation relative au permis de construire ne contient pas de disposition concernant spécifiquement les ER. Dans la mesure où la production ou la mise en œuvre d'ER nécessite la construction d'installations, ces constructions sont soumises à permis de construire dans les conditions du droit commun.

La loi n°12-90 relative à l'urbanisme n'impose le permis de construire que dans certaines zones et pour certains travaux.

a) Zones dans lesquelles un permis de construire est requis

La loi n°12-90 relative à l'urbanisme (article 40) exige un permis de construire pour toute construction

- dans les périmètres des communes urbaines, des centres délimités et des zones périphériques des communes urbaines et des centres délimités ainsi que dans les zones à vocation spécifique justifiant un aménagement contrôlé (prévues à l'article 18 b) de la loi) ;
- dans les agglomérations rurales dotées d'un plan de développement ;
- dans les lotissements autorisés en application de la législation relative aux lotissements, morcellements et groupes d'habitations ;
- à l'extérieur des périmètres précités : le long des voies de communication ferroviaires et routières autres que les communales, sur une profondeur d'un kilomètre à compter de l'axe des dites voies, et le long des limites du domaine public maritime sur une profondeur de cinq kilomètres.

Par ailleurs, le permis de construire peut être rendu obligatoire pour tout ou partie du Royaume ou pour certaines catégories de constructions définies par décret (article 42).

b) Travaux soumis à permis de construire

La loi n°12-90 relative à l'urbanisme soumet à un permis de construire

- toute construction ;

- toute modification apportée à une construction existante qui porte sur des points visés par les règlements (article 40).

La loi ne prévoit pas d'exemption pour certaines catégories de constructions. Il faut donc considérer que dans les zones concernées toutes les constructions même de petite taille requièrent un permis. Cela vaut pour les éoliennes et les microcentrales hydrauliques.

Ni la loi ni le décret n°2-92-832 ne définissent la notion de construction, qui demande à être précisée. Il n'est pas clair si, par exemple, un panneau photovoltaïque est une construction au sens de la loi. Il faut se reporter aux règlements généraux de construction auxquels il revient de déterminer précisément les travaux pour lesquels un permis de construire est requis ; mais ces règlements n'ont pas été promulgués (voir supra 2).

c) Conditions d'obtention du permis

Le permis de construire est délivré lorsque la construction projetée est reconnue satisfaire aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur, notamment aux dispositions des plans de zonage et des plans d'aménagement et aux règlements généraux de construction. Le permis est délivré sous réserve des autorisations prévues par des législations particulières (article 43).

En dehors des périmètres des communes urbaines, des centres délimités et des zones à vocation spécifique, et lorsque l'affectation des terrains n'est pas définie par un plan d'aménagement ou par un plan de zonage, le permis ne peut être délivrée que si

- 1°- la superficie de la parcelle sur laquelle le projet est envisagé est égale ou supérieure à 1 hectare ;
- 2°- la surface au sol constructible est inférieure ou égale au 1/50 de la superficie totale de la parcelle, cette surface au sol ne pouvant excéder en aucun cas 800 m² ;
- 3°- la hauteur maximale de la construction n'excède pas 8,50 m, toute superstructure comprise ;
- 4° - la construction respecte une zone de recul de 10 m par rapport à la limite d'emprise de la voie publique riveraine et de 5 m par rapport aux limites séparatives de propriété. (articles 46 de la loi et 34 du décret n°2-92-832)

Le président du conseil communal peut toutefois, sous certaines conditions et après avis d'une commission, accorder des dérogations aux 1°, 2° et 3° précités (articles 35 à 37 du décret n°2-92-832). C'est notamment le cas lorsque la spécificité technique du projet justifie une hauteur supérieure à 8,50 m.

Section 3 La réglementation relative à l'énergie

A. Création et exploitation d'installations par l'ONE

1. Prescriptions réglementaires

Les textes réglementant la production d'électricité par l'ONE sont le dahir n°1-63-226 portant création de l'ONE et le cahier des charges de l'office approuvé par le décret n°2-73-553.

L'ONE établit ses programmes d'intervention. Après leur approbation par le conseil d'administration, l'office est habilité à prendre toutes dispositions pour aménager les ressources d'électricité, alimenter les exploitations de distribution, favoriser le développement industriel, exécuter les travaux relatifs à la gestion de l'électricité dont il est chargé et exploiter les ouvrages publics.

Les conditions d'exploitation de l'office sont fixées dans son cahier des charges.

Le dahir n°1-63-226 et le cahier des charges ne contiennent pas de prescriptions en matière d'ER.

2. Servitudes d'occupation et de passage

Aux termes de l'article 2 bis du dahir n°1-63-226, pour assurer le service public de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique, l'ONE peut :

- occuper gratuitement les parcelles du domaine public nécessaires à l'établissement des ouvrages de production, transport, distribution de l'énergie électrique ;
- procéder à l'élagage, à l'abattage ou au dessouchage des plantations publiques voisines des ouvrages précités ;
- pour les ouvrages à installer sur les propriétés privées :

1. établir à demeure des supports et ancrages pour conducteurs aériens soit à l'extérieur des murs ou façades donnant sur la voie publique, soit sur les toits et terrasses des bâtiments et à poser les conducteurs aériens eux-mêmes, à la condition qu'on puisse accéder par l'extérieur en ce qui concerne les parcelles soit bâties, soit fermées de murs ou clôtures équivalents ;

2. établir également, à demeure, des canalisations souterraines ou des conducteurs aériens avec leurs supports en ce qui concerne les parcelles qui ne sont ni bâties, ni fermées de murs ou clôtures équivalentes ;

3. procéder à l'élagage, à l'abattage, au dessouchage des plantations particulières voisines des ouvrages ;

4. faire pénétrer ses agents, ses entrepreneurs dûment accrédités, et leurs engins, pour la construction, la surveillance, l'entretien et la réparation des lignes électriques et des supports ainsi établis.

Cependant, l'exercice de ces servitudes sur des propriétés privées ne saurait entraîner aucune dépossession pour le propriétaire, ni aucune restriction à ses pouvoirs de propriétaires.

3. Autres prérogatives

Dans tous les cas, et notamment dans le cas où de telles servitudes ne suffiraient pas à assurer l'établissement de ses ouvrages, l'ONE est investi de tous les droits que les textes législatifs et réglementaires reconnaissent à l'Etat ou aux collectivités publiques

locales pour l'exécution de travaux publics, notamment en matière d'expropriation et d'occupation temporaire.

B. Création et exploitation d'installations de production par des producteurs privés concessionnaires

La création et l'exploitation de moyens de production d'électricité d'une puissance supérieure à 10 MW par des entreprises privées est interdite sauf convention avec l'ONE.

1. Procédure contractuelle

a) Procédure prévue par le dahir n°1-63-226

Le dahir n°1-63-226 habilite l'ONE à passer, après appel à la concurrence, des conventions avec des personnes morales de droit privé pour la production d'électricité d'une puissance supérieure à 10 MW, à condition que cette production soit exclusivement destinée aux besoins de l'office. Ces conventions sont approuvées par le conseil d'administration.

b) Procédure prévue par la loi n°54-05

Par ailleurs, le dahir n°1-06-15 du 14 février 2006 portant promulgation de la loi n°54-05 relative à la gestion déléguée des services publics prévoit la possibilité pour les acteurs publics de conclure des contrats de gestion déléguée pour la gestion d'un service public ou d'un ouvrage public. Cette loi pourrait être utilisée dans le cadre de projets de production d'électricité au moyen d'ER.

Elle prévoit les procédures suivantes pour la sélection du délégataire :

1. l'appel à la concurrence (procédure normale, article 5 de la loi)
2. la négociation directe (dans certains cas limitativement énumérés, article 6 de la loi).

2. Obligations des concessionnaires ou délégataires

La réglementation relative à l'énergie ne contient pas de prescriptions relatives à la création ou au fonctionnement des installations, donc aucune exigence non plus en matière d'ER. Les obligations des producteurs sont exclusivement d'origine contractuelle.

C. Création et exploitation d'installations par les auto producteurs

La création et l'exploitation d'installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 10 MW⁹³ par des entreprises privées est permise, à condition que cette production soit exclusivement destinée à l'usage exclusif du producteur (dahir n°1-63-226, article 2 2°). Elle n'est pas réglementée.

⁹³ Il existe un projet de loi qui porte ce seuil à 50 MW (cf. p. 182). Le projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables prévoit quant à lui sa suppression et la libéralisation de la production d'électricité à partir d'ER (voir les développements p. 177).

Section 4 La réglementation relative à l'environnement

A. La réglementation relative aux études d'impact

La procédure d'étude d'impact est instituée par la loi n°11-03 relative à la protection et à la mise en valeur de l'environnement (articles 49 et 50) et définie dans la loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement.

1. Champ d'application

L'article 2 de la loi n°12-03 soumet à une étude d'impact sur l'environnement tous les projets d'activités, de travaux, d'aménagements et d'ouvrages, qui en raison de leur nature, de leur dimension ou de leur lieu d'implantation risquent de produire des impacts négatifs sur le milieu biophysique et humain et qui figurent dans l'annexe à la loi.

Il s'agit notamment des projets suivants :

« 1 – *Etablissements insalubres, incommodes ou dangereux classés en première catégorie.*

2 – *Projets d'infrastructures [...]*

- Barrages ou toutes autres installations destinées à retenir ou stocker les eaux d'une manière permanente ;
- Installations de stockage ou d'élimination de déchets quel que soit leur nature et la méthode de leur élimination ;
- Stations d'épuration des eaux usées et ouvrages annexes ; [...]

3 - Projets industriels

3.2 – *Industrie extractive [...]*

- Cimenteries ; [...]

3.2 – *Industries de l'énergie*

- Installations destinées au stockage du gaz et tous produits inflammables;
- Raffineries de pétrole;
- Grands travaux de transfert d'énergie;
- Centrales thermiques et autres installations à combustion puissance calorifique d'au moins 300 MW;
- Centrales nucléaires;
- Centrales hydroélectriques. »

Les projets de parcs éoliens ou solaires ne sont pas en tant que tels soumis à étude d'impact.

Lorsqu'ils sont installés pour alimenter un projet soumis à étude d'impact, ils pourraient être considérés comme des ouvrages annexes et de ce fait inclus dans le champ de cette étude d'impact. Ce serait toutefois une interprétation extensive de la loi n°12-3 et il est improbable que les tribunaux marocains valident cette interprétation, car la loi énumère limitativement les projets soumis à étude d'impact et l'énumération est en principe d'interprétation stricte.

2. Procédure

a) Réalisation de l'étude d'impact

La procédure consiste en premier lieu pour le promoteur ou pétitionnaire à réaliser ou faire réaliser à ses frais une étude des impacts de son projet sur l'environnement qu'il remet à l'autorité compétente.

b) Tenue de l'enquête publique

Chaque projet soumis à l'étude d'impact sur l'environnement donne lieu à une enquête publique, sauf pour les projets qui font l'objet d'une enquête publique prévue par d'autres textes législatifs et réglementaires, à condition que l'étude d'impact sur l'environnement soit mise à la disposition du public lors du déroulement de cette enquête (article 9 de la loi).

c) Décision d'acceptabilité environnementale

L'autorisation de tout projet soumis à l'étude d'impact sur l'environnement est subordonnée à une décision d'acceptabilité environnementale. Cette décision constitue l'un des documents du dossier de la demande présentée en vue de l'obtention de l'autorisation du projet. (article 7 de la loi).

d) Les textes d'application

Plusieurs décrets d'application sont en phase d'adoption, qui vont concrétiser davantage la procédure d'étude d'impact :

- projet de décret n°2-04-563 relatif à la composition et au fonctionnement du comité national et des comités régionaux des études d'impact sur l'environnement ;
- projet de décret relatif à l'enquête publique pour les projets soumis à étude d'impact.

De plus la GTZ conduit une étude qui analyse les expériences pratiques qui ont été faites avec cet instrument jusqu'à maintenant.

B. La réglementation relative aux établissements classés

La réglementation relative aux établissements classés est encore aujourd'hui contenue dans le dahir du 25 août 1914 portant réglementation des établissements insalubres, incommodes ou dangereux et l'arrêté viziriel du 13 Octobre 1933 portant classement des établissements insalubres, incommodes ou dangereux. La loi n°11-03 contient des dispositions relatives aux installations classées (articles 9 à 16) qui prévoient notamment la révision de ces textes mais cette révision n'est pas encore intervenue.

Le dahir du 25 août 1914 soumet les établissements qui présentent des causes d'insalubrité, d'inconfort ou de danger au contrôle et à la surveillance de l'autorité administrative.

1. Champ d'application

La plupart des dispositions du dahir du 25 août 1914 ne s'appliquent qu'aux établissements dits classés c'est-à-dire qui figurent à la nomenclature qui fait l'objet de l'arrêté viziriel du 13 Octobre 1933, modifié et complété.

Ces établissements sont divisés en trois classes suivant la nature des opérations qui y sont effectuées ou les inconvénients qu'ils présentent au point de vue de la sécurité, de la salubrité ou de la commodité publiques.

La nomenclature des établissements classés, qui est fixée dans l'arrêté viziriel du 13 Octobre 1933 modifié et complété, est un texte ancien, dans lequel ne figurent pas plusieurs filières d'ER, notamment celles du solaire et de l'éolien. Ces filières échappent de ce fait aux dispositions réglementant les établissements classés.

Le dahir du 25 août 1914 permet également à l'administration d'intervenir provisoirement à l'encontre d'établissements qui présentent des causes d'insalubrité, d'incommodité ou de danger mais ne figurent pas à la nomenclature des établissements classés.

2. Contrôle administratif des établissements classés

Le dahir du 25 août 1914 met en place un dispositif de contrôle administratif assez développé afin d'encadrer la création, l'exploitation et la fin des établissements classés. Ce dispositif consiste en

- une procédure d'autorisation préalable pour les établissements de la première et deuxième catégorie, qui comprend une enquête de commodo et incommodo ;
- une procédure de déclaration préalable pour les établissements de la troisième catégorie ;
- des restrictions quant à l'implantation des établissements classés en zone urbaine ;
- des prescriptions contenues dans l'arrêté d'autorisation pour les établissements de la première et deuxième catégorie ;
- des prescriptions générales applicables aux établissements de la troisième catégorie;
- des sanctions administratives et pénales.

3. Contrôle administratif des établissements non classés

Par ailleurs, le dahir du 25 août 1914 autorise le directeur général des travaux publics à suspendre, par voie d'arrêté, la construction ou l'exploitation d'un établissement qui, bien que non classé dans la nomenclature des établissements classés, paraîtrait cependant de nature à présenter des causes d'insalubrité, d'incommodité ou de danger (article 3). Dans ce cas, le classement et le cas échéant la procédure d'autorisation doivent intervenir dans un délai de quatre mois.

C. La réglementation relative à la ressource en eau

La réglementation relative à la ressource en eau concerne notamment les filières hydroélectrique et thermosolaire (CSP), la biomasse, la géothermie. La gestion de la ressource en eau fait l'objet de la loi n°10-95 sur l'eau et de ses textes d'application ainsi que de certaines dispositions de la loi n°11-03.

1. Prélèvements

En vertu de l'article premier de la loi n°10-95, l'eau est un bien public et ne peut faire l'objet d'appropriation privée que dans les cas prévus par la loi, qui fixe les conditions du droit à l'usage de l'eau.

Lorsqu'il n'est pas couvert par un droit acquis, tout usage de l'eau requiert une autorisation ou une concession relative au domaine public hydraulique. Dans tous les cas, l'usage de l'eau donne lieu au paiement d'une redevance.

Les autorisations et concessions sont accordées après enquête publique. Le régime de ces autorisations et concessions a fait l'objet du décret n° 2-97-487 du 4 février 1998 fixant la procédure d'octroi des autorisations et des concessions relatives au domaine public hydraulique.

Dans les périmètres de sauvegarde et les périmètres d'interdiction, les droits d'usage sont restreints.

2. Déversements

Aucun déversement, écoulement, rejet, dépôt direct ou indirect dans une eau superficielle ou une nappe souterraine susceptible d'en modifier les caractéristiques physiques, y compris thermiques et radioactives, chimiques, biologiques ou bactériologiques, ne peut être fait sans autorisation préalable, après enquête, par l'agence de bassin. Cette autorisation donne lieu au paiement de redevances.

Le décret n° 2-04-553 du 13 du 24 janvier 2005 relatif aux déversements, écoulements, rejets, dépôts directs ou indirects dans les eaux superficielles ou souterraines régit la procédure d'autorisation et les modalités des redevances de déversements. Les valeurs limites de rejet sont définies par arrêté.

3. Eaux usées

L'utilisation des eaux usées est réglementée par la loi n°10-95 et par le décret n° 2-97-875 du 4 février 1998 relatif à l'utilisation des eaux usées.

Toute utilisation des eaux usées est soumise à une autorisation préalable délivrée par l'agence de bassin. Les eaux usées doivent avoir préalablement été épurées.

Lorsque l'utilisateur des eaux usées épurées est le premier usager de l'eau, il n'est délivré qu'une seule autorisation qui définit en même temps les conditions de prélèvement et les conditions d'utilisation des eaux usées épurées.

Les agences de bassins accordent sous certaines conditions des concours financiers aux utilisations des eaux usées épurées.

Section 5 Résumé par filières

Le Tableau 3-13 ci-après récapitule les règles et procédures applicables pour chaque filière d'ER.

Tableau 3-13 – Règles et procédures applicables par filières

Filière	Règle / Procédure	Textes	Applicable	Voir	Résumé
Eolien	Schéma directeur d'aménagement urbain / Plan d'aménagement	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre II, Chapitres I à III	Si existants	Section 2A.1 p.142	Contiennent des prescriptions générales et le cas échéant spécifiques.
	Permis de construire	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre III, Chapitre I	Dans certaines zones, notamment zones urbaines	Section 2A.3 p.143	N'est pas exigé partout. La limite de 8,50 m pour la hauteur des constructions dans certaines zones peut poser problème.
	Etude d'impact	Loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement	Non	Section 4A.1 p.147	L'implantation d'éoliennes n'est pas soumise à étude d'impact, quelque soit la dimension du parc.
	Etablissements classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des établissements insalubres, incommodes ou dangereux	Non	Section 4B.1 et Section 4B.2 p.149	L'exploitation d'éoliennes n'est pas soumise au contrôle administratif des établissements classés, quelque soit la dimension du parc.
	Etablissements insalubres, incommodes ou dangereux non classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des établissements insalubres, incommodes ou dangereux	Oui	Section 4B.1 p. 149 Section 4B.3 p. 149	L'administration peut suspendre provisoirement la création ou l'exploitation d'un établissement en cas d'insalubrité, d'inconfort ou de danger.

Filière	Règle / Procédure	Textes	Applicable	Voir	Résumé
PV	Schéma directeur d'aménagement urbain / Plan d'aménagement	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre II, Chapitres I à III	Si existants	Section 2A.1 p.142	Contiennent des prescriptions générales et le cas échéant spécifiques.
	Permis de construire	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre III, Chapitre I	?	Section 2A.3 p.143	La notion de construction n'est pas définie ; il n'est pas clair si un permis de construire est exigé pour la pose de panneaux PV. Si oui, n'est pas exigé partout.
	Etude d'impact	Loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement	Non	Section 4A.1 p.147	L'implantation de panneaux PV n'est pas soumise à étude d'impact, quelque soit la dimension du parc.
	Etablissements classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ⁹⁴	Non	Section 4B.1 et Section 4B.2 p.149	L'exploitation de panneaux PV n'est pas soumise au contrôle administratif des établissements classés, quelque soit la dimension du parc.
	Etablissements insalubres, incommodes ou dangereux non classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des établissements EIID ²²	Oui	Section 4B.1 p. 149 Section 4B.3 p. 149	L'administration peut suspendre provisoirement la création ou l'exploitation d'un établissement en cas d'insalubrité, d'inconfort ou de danger.
	Schéma directeur d'aménagement urbain / Plan d'aménagement	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre II, Chapitres I à III	Si existants	Section 2A.1 p.142	Contiennent des prescriptions générales et le cas échéant spécifiques.

⁹⁴ établissements insalubres, incommodes ou dangereux :

Filière	Règle / Procédure	Textes	Applicable	Voir	Résumé
CSP	Permis de construire	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre III, Chapitre I	Dans certaines zones, notamment zones urbaines	Section 2A.3 p.143	N'est pas exigé partout.
CSP	Etude d'impact	Loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement	Non (oui : activités annexes)	Section 4A.1 p.147	L'implantation de centrales thermosolaires n'est pas soumise à étude d'impact. Par contre, est soumise à étude d'impact l'implantation - de barrages ou toutes autres installations destinées à retenir ou stocker les eaux d'une manière permanente ; - de stations d'épuration des eaux usées et ouvrages annexes.
	Etablissements classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ²²	Non	Section 4B.1 et Section 4B.2 p.149	L'exploitation de centrales thermosolaires n'est pas soumise au contrôle administratif des établissements classés.
	Etablissements insalubres, incommodes ou dangereux non classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ²²	Oui	Section 4B.1 p.149 Section 4B.3 p.149	L'administration peut suspendre provisoirement la création ou l'exploitation d'un établissement en cas d'insalubrité, d'inconfort ou de danger.
	Prélèvements	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-97-487	Oui, sauf droit acquis	Section 4C.1 p.150	Lorsqu'il n'est pas couvert par un droit acquis, tout usage de l'eau doit faire l'objet d'une autorisation ou d'une concession relative au domaine public hydraulique et donne lieu au paiement d'une redevance. Dans les périmètres de sauvegarde et les périmètres d'interdiction, les droits d'usage sont restreints.

Filière	Règle / Procédure	Textes	Applicable	Voir	Résumé
	Déversements	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-04-553	Oui	Section 4C.2 p. 150	Les déversements, écoulements, rejets, dépôts directs ou indirects dans une eau superficielle ou une nappe souterraine susceptible d'en modifier les caractéristiques physiques, y compris thermiques et radioactives, chimiques, biologiques ou bactériologiques sont soumis à autorisation préalable et à des redevances. Ils doivent respecter des valeurs limites définies par arrêté.

Filière	Règle / Procédure	Textes	Applicable	Voir	Résumé
Hydraulique	Schéma directeur d'aménagement urbain / Plan d'aménagement	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre II, Chapitres I à III	Si existants	Section 2A.1 p.142	Contiennent des prescriptions générales et le cas échéant spécifiques.
	Permis de construire	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre III, Chapitre I	Dans certaines zones, notamment zones urbaines	Section 2A.3 p.143	N'est pas exigé partout.
	Etude d'impact	Loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement	Oui	Section 4A.1 p.147	Est soumise à étude d'impact l'implantation de - centrales hydroélectriques ; - barrages ou toutes autres installations destinées à retenir ou stocker les eaux d'une manière permanente ; - stations d'épuration des eaux usées et ouvrages annexes.
	Etablissements classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ²²		Section 4B.1 et Section 4B.2 p.149	
	Etablissements insalubres, incommodes ou dangereux non classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ²²	Oui	Section 4B.1 p. 149 Section 4B.3 p. 149	L'administration peut suspendre provisoirement la création ou l'exploitation d'un établissement en cas d'insalubrité, d'inconfort ou de danger.
	Prélèvements	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-97-487	Oui, sauf droit acquis	Section 4C.1 p. 150	Lorsqu'il n'est pas couvert par un droit acquis, tout usage de l'eau doit faire l'objet d'une autorisation ou d'une concession relative au domaine public hydraulique et donne lieu au paiement d'une redevance. Dans les périmètres de sauvegarde et les périmètres d'interdiction, les droits d'usage sont restreints.

Filière	Règle / Procédure	Textes	Applicable	Voir	Résumé
	Déversements	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-04-553	Oui	Section 4C.2 p. 150	Les déversements, écoulements, rejets, dépôts directs ou indirects dans une eau superficielle ou une nappe souterraine susceptible d'en modifier les caractéristiques physiques, y compris thermiques et radioactives, chimiques, biologiques ou bactériologiques sont soumis à autorisation préalable et à des redevances. Ils doivent respecter des valeurs limites définies par arrêté.
Biogaz	Schéma directeur d'aménagement urbain / Plan d'aménagement	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre II, Chapitres I à III	Si existants	Section 2A.1 p.142	Contiennent des prescriptions générales et le cas échéant spécifiques.
	Permis de construire	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre III, Chapitre I	Dans certaines zones, notamment zones urbaines	Section 2A.3 p.143	N'est pas exigé partout.
	Etude d'impact	Loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement	Non (oui : activités annexes)	Section 4A.1 p.147	L'implantation d'installations de production d'électricité à partir de biogaz n'est pas soumise à étude d'impact. Par contre, est soumise à étude d'impact l'implantation d'installations de stockage ou d'élimination de déchets quel que soit leur nature et la méthode de leur élimination.
	Etablissements classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ²²	Non	Section 4B.1 et Section 4B.2 p.149	L'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biogaz n'est pas soumise au contrôle administratif des établissements classés.
	Etablissements insalubres, incommodes ou dangereux non classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ²²	Oui	Section 4B.1 p. 149 Section 4B.3 p. 149	L'administration peut suspendre provisoirement la création ou l'exploitation d'un établissement en cas d'insalubrité, d'inconfort ou de danger.

Filière	Règle / Procédure	Textes	Applicable	Voir	Résumé
	Prélèvements	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-97-487	Oui, sauf droit acquis	Section 4C.1 p. 150	Lorsqu'il n'est pas couvert par un droit acquis, tout usage de l'eau doit faire l'objet d'une autorisation ou d'une concession relative au domaine public hydraulique et donne lieu au paiement d'une redevance. Dans les périmètres de sauvegarde et les périmètres d'interdiction, les droits d'usage sont restreints.
	Déversements	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-04-553	Oui	Section 4C.2 p. 150	Les déversements, écoulements, rejets, dépôts directs ou indirects dans une eau superficielle ou une nappe souterraine susceptible d'en modifier les caractéristiques physiques, y compris thermiques et radioactives, chimiques, biologiques ou bactériologiques sont soumis à autorisation préalable et à des redevances. Ils doivent respecter des valeurs limites définies par arrêté.
Biomasse	Schéma directeur d'aménagement urbain / Plan d'aménagement	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre II, Chapitres I à III	Si existants	Section 2A.1 p.142	Contiennent des prescriptions générales et le cas échéant spécifiques.
	Permis de construire	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre III, Chapitre I	Dans certaines zones, notamment zones urbaines	Section 2A.3 p.143	N'est pas exigé partout.
	Etude d'impact	Loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement	Non (oui : activités annexes)	Section 4A.1 p.147	L'implantation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse n'est pas soumise à étude d'impact. Par contre, sont soumis à étude d'impact les projets d'affectation de terre inculte ou d'étendue semi-naturelle à l'exploitation agricole intensive.

Filière	Règle / Procédure	Textes	Applicable	Voir	Résumé
	Etablissements classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ²²	Non	Section 4B.1 et Section 4B.2 p.149	L'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse n'est pas soumise au contrôle administratif des établissements classés.
	Etablissements insalubres, incommodes ou dangereux non classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ²²	Oui	Section 4B.1 p. 149 Section 4B.3 p. 149	L'administration peut suspendre provisoirement la création ou l'exploitation d'un établissement en cas d'insalubrité, d'inconfort ou de danger.
	Prélèvements	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-97-487	Oui, sauf droit acquis	Section 4C.1 p. 150	Lorsqu'il n'est pas couvert par un droit acquis, tout usage de l'eau doit faire l'objet d'une autorisation ou d'une concession relative au domaine public hydraulique et donne lieu au paiement d'une redevance. Dans les périmètres de sauvegarde et les périmètres d'interdiction, les droits d'usage sont restreints.
	Déversements	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-04-553	Oui	Section 4C.2 p. 150	Les déversements, écoulements, rejets, dépôts directs ou indirects dans une eau superficielle ou une nappe souterraine susceptible d'en modifier les caractéristiques physiques, y compris thermiques et radioactives, chimiques, biologiques ou bactériologiques sont soumis à autorisation préalable et à des redevances. Ils doivent respecter des valeurs limites définies par arrêté.
	Eaux usées	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-97-875	Oui	Section 4C.3 p. 150	Toute utilisation des eaux usées est soumise à une autorisation préalable et les eaux doivent avoir préalablement été épurées. Les agences de bassins accordent sous certaines conditions des concours financiers aux utilisations des eaux usées épurées.

Filière	Règle / Procédure	Textes	Applicable	Voir	Résumé
Géothermie	Schéma directeur d'aménagement urbain / Plan d'aménagement	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre II, Chapitres I à III	Si existants	Section 2A.1 p.142	Contiennent des prescriptions générales et le cas échéant spécifiques.
	Permis de construire	Loi n°12-90 relative à l'urbanisme, Titre III, Chapitre I	Dans certaines zones, notamment zones urbaines	Section 2A.3 p.143	N'est pas exigé partout.
	Etude d'impact	Loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement	Non (oui : activités annexes)	Section 4A.1 p.147	L'implantation d'installations de géothermie n'est pas soumise à étude d'impact. Par contre, est soumise à étude d'impact l'implantation - de barrages ou toutes autres installations destinées à retenir ou stocker les eaux d'une manière permanente ; - de stations d'épuration des eaux usées et ouvrages annexes.
	Etablissements classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ²²	Non	Section 4B.1 et Section 4B.2 p.149	L'exploitation d'installations géothermiques destinées à la production d'électricité n'est pas soumise au contrôle administratif des établissements classés.
	Etablissements insalubres, incommodes ou dangereux non classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des EIID ²²	Oui	Section 4B.1 p. 149 Section 4B.3 p. 149	L'administration peut suspendre provisoirement la création ou l'exploitation d'un établissement en cas d'insalubrité, d'inconfort ou de danger.
	Prélèvements	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-97-487	Oui, sauf droit acquis	Section 4C.1 p. 150	Lorsqu'il n'est pas couvert par un droit acquis, tout usage de l'eau doit faire l'objet d'une autorisation ou d'une concession relative au domaine public hydraulique et donne lieu au paiement d'une redevance. Dans les périmètres de sauvegarde et les périmètres d'interdiction, les droits d'usage sont restreints.

Filière	Règle / Procédure	Textes	Applicable	Voir	Résumé
	Déversements	Loi n°10-95 sur l'eau et décret n°2-04-553	Oui	Section 4C.2 p. 150	Les déversements, écoulements, rejets, dépôts directs ou indirects dans une eau superficielle ou une nappe souterraine susceptible d'en modifier les caractéristiques physiques, y compris thermiques et radioactives, chimiques, biologiques ou bactériologiques sont soumis à autorisation préalable et à des redevances. Ils doivent respecter des valeurs limites définies par arrêté.

Section 6 Les dispositions fiscales et financières

A. L'absence d'un dispositif cohérent d'accompagnement fiscal et financier

La loi n° 13-03 relative à la lutte contre la pollution de l'air prévoit dans son article 23 l'institution, conformément aux conditions fixées par les lois de finances, d'un régime d'incitations financières et d'exonérations fiscales destinées à encourager l'investissement dans les projets et activités visant à prévenir la pollution de l'air, l'utilisation des énergies renouvelables et la rationalisation de l'usage des énergies et matières polluantes, en vertu desquelles sont accordées des aides financières et des exonérations douanières et fiscales partielles ou totales lors des opérations d'acquisition des appareils et équipements nécessaires à la réalisation des investissements envisagés. A l'heure actuelle, un tel dispositif fiscal et financier cohérent destiné à accompagner la promotion et le développement des ER n'a pas été mis en place.

Le cadre juridique actuel contient plusieurs dispositions spécifiques et éparpillées qui concernent la fiscalité, les aides financières accordées par les fonds et la tarification.

B. Les incitations fiscales et financières à l'investissement

Les mesures fiscales et financières d'accompagnement en faveur des ER sont très limitées. Elles consistent en des réductions fiscales, en des dons et crédits accordés par le Fonds de Dépollution Industrielle et en des garanties financières consenties par le Fonds de Garantie dédié à l'Efficacité Energétique et aux Energies Renouvelables.

1. Les incitations fiscales

La loi de finances 2007 prévoit des mesures fiscales incitatives⁹⁵. Cette loi a notamment ramené de 20 à 14 % le taux de TVA pour encourager l'investissement dans les ER.

2. Les dons et crédits du FODEP

Le Fonds de Dépollution Industrielle (FODEP)⁹⁶ contribue au financement des projets de dépollution des entreprises industrielles et artisanales par des dons associés à des crédits bancaires ou des micro crédits, dans les domaines suivants :

- traitement des eaux usées ;
- traitement des rejets gazeux ;
- traitement des déchets solides ;
- économies des ressources, notamment l'eau et l'énergie ;
- changement de procédé par l'utilisation d'une technologie propre.

⁹⁵ Nous ne connaissons pas le détail de ces mesures, faute de disposer de ce texte.

⁹⁶ Pour une analyse détaillée de ce fonds, voir p.11 à 14 de l'étude sur les structures financières au Maroc réalisée par A. LAHBABI dans le cadre du PPD Energie / Banque mondiale.

En matière d'ER, les projets concernent la valorisation des énergies issues de la méthanisation aussi bien au niveau des décharges qu'au niveau des stations d'épuration des eaux usées.

La dotation du FODEP atteint un montant de 240 millions de Dh au total, qui est réparti sur trois tranches (2000-2004 ; 2004-2006 ; 2006-2008).

Selon une évaluation de la Banque Mondiale⁹⁷, le FODEP présente plusieurs carences qui font que ce mécanisme n'est pas adapté pour les petits projets : les procédures sont compliquées et pas très souples, l'instruction des dossiers par les banques pose souvent problème avec les garanties et le temps d'instruction des dossiers reste long, la caution pour le don ne peut être récupérée qu'après une année de mise en service, la procédure de suivi et de contrôle post réalisation est lourde.

3. Les garanties financières du FOGEEER

Le Fonds de Garantie dédié à l'Efficacité Energétique et aux Energies Renouvelables (FOGEEER)⁹⁸ garantit les crédits d'investissement consentis par les établissements de crédit, notamment les sociétés de leasing, aux entreprises et opérateurs marocains voulant investir dans des projets d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. Outre les services de garantie, le FOGEEER offre également des services de leasing. Il est doté de 10 millions de Dh. Les projets ciblés concernent les équipements solaires thermiques collectifs.

Selon une évaluation de la Banque Mondiale⁹⁹, le FOGEEER présente plusieurs carences : ses ressources sont très limitées, son champ d'intervention se restreint au leasing des équipements solaires collectifs, le schéma de montage des projets est complexe et les conditions imposées aux fournisseurs restent très contraignantes.

C. Les systèmes tarifaires

On présentera la tarification applicable aux produits pétroliers et à l'électricité.

Concernant les tarifs des produits pétroliers, on constate que ceux-ci, qui sont réglementés, ne reflètent pas les prix de ces produits sur les marchés internationaux. Ils sont maintenus à un niveau artificiellement bas par des subventions qui dépassent pour certains combustibles la moitié de leur prix de vente.

Les tarifs officiels de l'électricité se situent au contraire à un niveau plutôt élevé, compte tenu des conditions socio-économiques du pays. Les tarifs de rachat de l'électricité produite à partir d'ER ne sont pas réglementés. Pour le rachat de l'électricité produite à partir d'ER par les auto producteurs, l'ONE pratique un tarif qui n'est pas incitatif qui s'élève à 60 % de son tarif général de vente d'électricité (qui s'élève à 0,9010 Dh/KWh T.T.C.).

⁹⁷ Etude des structures financières existantes au Maroc susceptibles de gérer les fonds d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, p. 14.

⁹⁸ Pour une analyse détaillée de ce fonds, voir p.24 et 25 de l'étude sur les structures financières au Maroc réalisée par A. LAHBABI dans le cadre du PPD Energie / Banque mondiale.

⁹⁹ Etude des structures financières existantes au Maroc susceptibles de gérer les fonds d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, p. 25.

1. La tarification des produits pétroliers

Les prix des produits pétroliers sont officiels et fixés administrativement à la production et à la consommation.

a) *Les prix à la consommation des produits pétroliers*

Les prix payés par les consommateurs comprennent les éléments fondamentaux suivants:

- les prix de reprise auxquels les raffineurs vendent leurs produits ;
- les taxes et les montants de compensation prélevés par l'État ;
- la compensation (subventions).

Entre 1995 et 1999, les prix à la consommation des produits pétroliers sont indexés sur les cotations de Rotterdam et répercutent les fluctuations du marché international pour toute hausse ou baisse qui dépasse 2,5 %.

Ce système est suspendu en août 1999 pour atténuer les effets de la flambée des cours du baril et les prix intérieurs des produits pétroliers sont bloqués.

Le renchérissement des cours internationaux a exercé des pressions croissantes sur le budget, poussant le Gouvernement à décider des hausses substantielles des prix des carburants afin d'équilibrer la Caisse de Compensation : en 2004, deux fois en 2005, puis en février et septembre 2006. Seul le prix du butane n'a pas augmenté.

Tableau 3-14 Évolution des prix de détail des carburants en 2006

Prix	Gazole	Diesel 10.000 ppm et Kérosène	Diesel 350 ppm	Fioul Lourd	Butane
Unité	Litre	Litre	Litre	Kg	Kg
Prix USD (à partir du 9 fév. 2006)	1.15	0.82	1.02	0.36	0.37
Prix MDH (à partir du 9 fév. 2006)	10.51	7.46	9.34	3.307	3.33
Prix USD (à partir du 2 sept. 2006)	1.27	0.92	1.14	0.39	0.40
Prix MDH (à partir du 2 sept. 2006)	11.10	7.98	9.93	3.374	3.33
Augmentation du prix de détail (de février à septembre 2006)	+5.6%	+7.0%	+6.3%	+2.0%	-

Source: La vie économique, numéros variés¹⁰⁰.

b) *La fiscalité sur les produits pétroliers*

Les produits pétroliers subissent des droits de douane et des taxes.

Depuis la réforme de janvier 1995, le pétrole brut ne subit plus aucune taxe, les droits de douane ont été réduits sur les produits pétroliers pour s'établir à 2,5 % sur le propane et le butane, 12,5 % sur les autres produits pétroliers sauf le carburéacteur qui en est exonéré.

Deux taxes sont prélevées sur les produits pétroliers, qu'ils soient produits localement ou importés : la TIC (Taxe Intérieure de Consommation) et la TVA (Taxe à la valeur ajoutée). Pour les produits pétroliers, le taux de TVA est de 7 %. La TIC est calculée sur le pouvoir calorifique de chaque produit et concerne la plupart des produits pétroliers. Le taux de la TIC va de seulement 46 dirhams par tonne pour le gaz butane (GPL) jusqu'à 2.782 DH par tonne (soit 376 DH par hl) pour l'essence de première qualité.

Par ailleurs, les carburants subissent un prélèvement, selon un système de péréquation, destiné à subventionner le butane, qui en raison de son caractère social est moins taxé.

La différenciation de taxation entre les produits pétroliers engendre une différence de prix allant du simple au double : alors que les prélèvements fiscaux représentent plus de 50 % du prix de vente public de certains (c'était le cas pour les essences et le gasoil en 2001), d'autres subissent peu ou pas de taxation : ainsi la fiscalité ne représente que 7 % et 9 % du prix de vente du butane respectivement pour les bouteilles de 12 Kg et de 3 Kg, tandis que le Super et le gasoil destinés aux provinces sahariennes, le gasoil pour la pêche et le transport maritime ne sont pas taxés.

c) Les subventions

Le Gouvernement marocain subventionne les produits pétroliers à travers un système de prix officiels et de ristournes aux compagnies pétrolières, pour leur permettre de recouvrer les coûts par rapport aux prix du marché international. La subvention est égale à la différence entre le prix réel au consommateur découlant des lois du marché et le prix imposé par le gouvernement.

Le déficit de la Caisse de Compensation, pour le secteur pétrolier, est passé de 3,7 milliards Dh en 2004 à 7,4 Milliards Dh en 2005 et 7,7 milliards Dh en 2006.

Le montant accordé à la subvention des prix des produits pétroliers a atteint près de 8 Milliards de Dirhams en 2005 (3,7 Milliards de Dirhams en 2004).

Les produits pétroliers les plus subventionnés sont le butane (GPL) et le gazole. En 2005, les subventions consenties se sont élevées à 4,4 milliards de dirhams pour le butane (GPL) et 3,2 milliards de dirhams pour le gazole, ce qui équivaut à 55 % et 40 % du total des subventions accordées aux produits pétroliers. Pour le butane, la part de compensation représente aujourd'hui 60 % de son prix de vente au détail (soit une subvention de 56 Dh par bouteille de 12 Kg et 15 Dh par bouteille de 3 Kg).

2. La tarification de l'électricité

a) Les prix à la consommation de l'électricité

Les prix de l'électricité distribuée par l'ONE et par les régies de distribution sont fixés par voie réglementaire.

¹⁰⁰ Tableau tiré du document Banque Mondiale « Evaluation des Impacts des Réformes Retenues dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie : Méthodes et Résultats », p. 11.

Les prix de l'électricité distribuée dans les villes de Casablanca, Rabat, Tanger et Tétouan (distribution en gestion déléguée) sont fixés contractuellement.

Les tarifs officiels de l'électricité dépendent de la tension utilisée, de la quantité consommée et de la période de consommation. Dans les tableaux suivants, les tarifs indiqués s'entendent TVA comprise (14 %).

Compte tenu du niveau économique du pays et du pouvoir d'achat des habitants, ces tarifs sont déjà élevés et la marge de manœuvre pour leur augmentation apparaît très faible.

Electricité industrielle

En vue de contribuer à la compétitivité des entreprises marocaines par la réduction des coûts de l'électricité, les pouvoirs publics ont procédé depuis 1997 à quatre baisses cumulant 34 % des tarifs de l'électricité industrielle.

Toutefois, en raison de l'augmentation des prix des différents combustibles utilisés pour la production de l'électricité, qui a notablement alourdi les charges de l'ONE, les tarifs Très Haute tension (THT)-Haute Tension (HT) et Moyenne Tension (MT) ont été augmentés de 5 cDH/KWh à partir du 1er février 2006.

Tableau 3-15 Tarif général de l'électricité THT, HT et MT¹⁰¹

Niveau de tension	Prime fixe Dh/KVA/An	Heures de pointe Dh/KWH	Heures pleines Dh/KWH	Heures creuses Dh/KWH
THT et HT Grands comptes	323,55	1,0408	0,7649	0,5135
MT Professionnels	331,7	1,1252	0,7651	0,5136
MT collectivités locales	271,93	0,92246	0,62720	0,42106

Source : ONE, 22/03/2006

Tableau 3-16 Tarification de l'électricité BT industriels et agricoles³⁰

Tranches de consommation mensuelle	Prix du KWh
0 à 100 KWh	1,1342
101 à 500 KWh	1,1910
> à 500 KWh	1,3611

¹⁰¹ Les tarifs indiqués s'entendent TVA comprise (14 %).

Source : ONE, 03/07/2006

Electricité Basse Tension

Les tarifs de l'électricité Basse Tension n'ont pas varié entre 1996 et juillet 2006, où ils ont subi une augmentation de 7%, rendue nécessaire en raison de la forte augmentation des prix des différents combustibles utilisés pour la production de l'électricité.

Tableau 3-17 Tarification de l'électricité BT résidentiel et tertiaire³⁰

Tranches de consommation mensuelle	Prix du KWh (Dh)
0 à 100 KWh	0,9010
101 à 200 KWh	0,9689
201 à 500 KWh	1,0541
> à 500 KWh	1,4407

Source : ONE, 03/07/2006

Tarifs administrations et collectivités locales

Tableau 3-18 Tarification BT Eclairage bâtiments administratifs³⁰

	Prix du KWh (Dh)
Eclairage administratif	1,3059
Eclairage administratif en zone rurale	1,5087

Source : ONE, 03/07/2006

Tableau 3-19 Tarification BT Eclairage public³⁰

	Prix du KWh (Dh)
Eclairage Public	1,0762
Eclairage Public en zone rurale	1,1021

Source : ONE, 03/07/2006

b) Le tarif de rachat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables

Le tarif de rachat de l'électricité produite par des entreprises privées à partir d'énergies renouvelables n'est pas réglementé. Il est déterminé de façon contractuelle lors de la convention ou de la délégation de service public.

Dans le cadre de son offre EnergiPro lancée en septembre 2006, l'office rachète l'excédent produit et non consommé par les auto producteurs moyennant un prix qui correspond à 60 % de son tarif de base de vente de l'électricité de 0,9010 Dh/KWh T.T.C.

Chapitre 4 Les obstacles au développement des ER au Maroc

Section 1 Les contraintes environnementales

Il s'agit de certaines contraintes sur lesquelles on ne peut agir que dans une très faible mesure et qu'il convient de ne pas sous-estimer. Ces contraintes sont liées à l'état et aux perspectives des principales ressources naturelles, eu égard aux usages avec lesquels l'utilisation de ces ressources pour les ER est susceptible d'entrer en concurrence.

Concernant l'état et les perspectives des ressources en eau, en bois et des sols, les principales données ont été fournies dans la Partie 2 (Chapitres 1, 8 et 9).

Les ER ne sont elles-mêmes pas dénuées d'impacts potentiellement néfastes sur l'environnement, qui diffèrent selon les filières. Globalement il s'agit d'impacts sur :

- la faune ;
- la ressource en eau ;
- les sols ;
- les paysages.

Ces impacts doivent être considérés attentivement avant tout choix stratégique sur les filières. Ce faisant, les obligations internationales contractées par le Maroc sont à prendre en considération¹⁰².

Certaines filières entraîneraient une pression supplémentaire sur la ressource en eau (solaire thermique haute température, géothermie, biomasse) ou sur les sols (biomasse, géothermie) qui pourrait s'avérer excessive, étant donné l'état des ressources.

Dans un scénario d'utilisation accrue de l'éolien, des conflits liés aux impacts sur certains sites peuvent se poser. Bien que le Maroc dispose d'un grand nombre de sites très favorables, le développement de filières d'ER sur ces sites est susceptible d'entrer en concurrence avec d'autres utilisations, notamment des projets de tourisme réalisés dans le cadre des plans ambitieux du Gouvernement concernant la construction de nouvelles villes touristiques sur les côtes atlantique et méditerranéenne.

¹⁰² Voir la Liste des Conventions relatives à l'environnement signées et ratifiées par le Maroc

De plus, des impacts sur l'avifaune ne sont pas exclus. Rappelons que le Maroc a ratifié la Convention internationale pour la protection des oiseaux, conclue à Paris le 18/10/1950 et la Convention relative à la conservation des espèces migratrices appartenant à la faune sauvage, conclue à Bonn le 23/06/1979. En Allemagne, plusieurs arrêts des tribunaux administratifs ont traité les questions soulevées par les impacts des installations éoliennes sur certaines espèces protégées. Un arrêt récent du Tribunal administratif supérieur du Land de Rhénanie-Palatinat a déclaré nulle l'autorisation d'une installation éolienne pour la raison qu'un couple de Milan royal (*Milvus milvus*), une espèce protégée par la directive européenne de 1979 sur la protection des oiseaux, utilisait une aire près du site (dans une distance entre 600 m et 1,2 km) comme lieu de couvain. La Cour a souligné la responsabilité « internationale » de l'Etat allemand pour la protection de cette espèce, vu que le milan royal est une espèce endémique surtout en Allemagne. Selon les enquêtes des autorités compétentes, les routeurs causent des dangers importants pour certains oiseaux. Les milans royaux et les orfraies sont parmi les plus touchés.

Les impacts sur les paysages sont également à prendre en compte. D'où l'importance de planifier de façon détaillée le développement de l'éolien et de prévoir des règles et une procédure appropriée pour le choix des sites, qui permette la participation des populations concernées¹⁰³.

Section 2 Les faiblesses du cadre juridique

A. Les exigences à poser au niveau juridique

Pour être favorable au développement des énergies renouvelables, le cadre juridique doit répondre de façon appropriée à plusieurs exigences. Les dispositions législatives et réglementaires doivent s'efforcer de

- minimiser les obstacles au développement des ER ;
- inciter au développement des ER ;
- garantir un développement durable des ER à un coût environnemental acceptable ;
- donner visibilité et sécurité aux investisseurs.

Autrement dit les règles et procédures applicables aux activités produisant ou mettant en œuvre des ER doivent d'abord être claires quant à leur champ d'application et leur contenu. Elles doivent instituer des mécanismes d'accompagnement et de soutien, notamment sur le plan fiscal et financier. Ensuite, elles ne doivent pas constituer des restrictions excessives au développement des ER, mais néanmoins garantir que ce développement s'effectue de façon planifiée et dans le respect de l'environnement naturel marocain.

L'analyse du cadre juridique marocain ainsi que les discussions lors des entretiens et des ateliers ont permis d'en identifier les principales carences.

¹⁰³ Voir sur ce point p. 177 à 182.

B. La lourdeur de la procédure législative

La procédure législative marocaine est très lourde. Cette lourdeur résulte d'abord de la procédure parlementaire, dont la durée s'est semble-t-il encore accrue suite à la création de la deuxième chambre. Par ailleurs, la procédure préalable d'examen des projets de lois par le Secrétariat Général du Gouvernement suivie de la consultation de tous les ministères concernés a souvent entraîné des retards considérables. En l'absence de pression politique importante, cette procédure préalable prend des mois voire des années ; le projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables (voir ci-après p. 177), récemment approuvé par le Conseil du Gouvernement, est un des rares cas où elle a abouti rapidement.

Etant donné que dans de nombreux domaines de profondes réformes sont nécessaires, cela conduit à un phénomène d'« embouteillage » législatif préjudiciable au développement du pays.

C. Les obstacles dans les textes réglementant spécifiquement l'énergie

Dans la réglementation relative à l'énergie, on relèvera deux sources de blocage : des restrictions excessives à l'auto production et l'absence d'un dispositif juridique de promotion des ER.

1. Les restrictions à l'auto production

a) La limite de 10 MW

L'autoproduction est soumise à une restriction quantitative excessive. La limite de 10 MW empêche le développement des capacités d'auto production d'ER. Plusieurs projets de loi envisagent de relever ou de supprimer ce seuil¹⁰⁴.

b) L'interdiction de louer le réseau de transport de l'ONE ou d'installer son propre réseau

Il en va de même de l'interdiction faite à l'ONE par le dahir n°1-63-226 (article 2) de louer son réseau de transport d'électricité. Cette interdiction a pour effet d'empêcher les auto producteurs d'utiliser l'électricité produite sur un autre site que celui de sa production. Or un site adapté à la production d'énergie éolienne par exemple n'est pas nécessairement, pour différentes raisons, le meilleur pour installer une cimenterie. Le développement des capacités d'auto production d'ER implique la possibilité de déconnecter lieu de production et de consommation de l'électricité, donc l'accès au réseau de transport et/ou la possibilité de créer son propre réseau de transport (cette dernière solution restant rare en pratique vu les coûts exorbitants d'investissement).

Dans le cadre de son offre EnergiePro, l'ONE assure déjà le transport sur son réseau de l'électricité auto produite grâce un montage d'achat et de revente (cf. supra p. 138) qui permet de respecter l'esprit des dispositions du dahir n°1-63-226 (l'électricité est en

¹⁰⁴ Il existe un projet de loi qui porte ce seuil à 50 MW (cf. C, p.182). Le projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables, tel qu'il a été approuvé par le Conseil de gouvernement en mai 2007, prévoit quant à lui sa suppression et la libéralisation de la production d'électricité à partir d'ER (voir les développements sous c), p. 177.

définitive utilisée par les auto producteurs pour leurs propres besoins) mais pas la lettre du texte.

c) L'interdiction de vendre les excédents d'électricité à l'ONE

Le dahir n°1-63-226 (article 2, 2°) stipule que l'électricité auto produite est destinée à l'usage exclusif des auto producteurs, interdisant ainsi à l'ONE de racheter celle-ci. Or les installations d'auto production dégagent sur certaines périodes et plages horaires des excédents d'électricité disponibles. Dans le contexte actuel d'augmentation de la demande, il est important de ne pas priver l'Office de ces excédents. Le rachat par l'Office de ces excédents à un prix garanti permettrait par ailleurs de soutenir financièrement le développement des capacités d'auto production d'ER.

Enfreignant les dispositions du dahir n°1-63-226, l'ONE rachète aux auto producteurs leurs excédents à un prix qui correspond à 60 % du tarif officiel de vente de l'électricité par l'ONE (offre EnergiePro, voir p. 138), ce qui est toutefois largement insuffisant pour inciter les auto producteurs à s'engager dans la production d'énergie au-delà de leurs propres besoins.

2. L'absence d'un dispositif juridique de promotion des ER

Il faut que le développement des filières d'ER soit organisé, planifié et, en tant que de besoin, soutenu. Cela suppose la mise en place d'un dispositif juridique de promotion des ER, destiné à encadrer ce développement et à donner les signaux nécessaires aux investisseurs, notamment en termes de sécurité juridique et de visibilité économique.

Ce dispositif devrait s'appuyer sur une loi et des textes réglementaires d'application et contenir des dispositifs relatives à :

- la planification
- le choix des sites et la création des installations
- l'exploitation et la fin des installations
- le contrôle
- l'accès au réseau national électrique
- les tarifs de rachat
- les mesures d'accompagnement financières et fiscales.

D. Les obstacles dans les autres textes

1. La réglementation relative à la construction

L'analyse a montré que la réglementation relative à la construction est incomplète et imprécise.

a) Les règles relatives au permis de construire

Sous l'empire de la réglementation actuelle

- il n'est pas clair quels travaux ou installations requièrent un permis de construire ;
- il y a des zones rurales où aucun permis de construire n'est exigé.

Afin de permettre un développement maîtrisé des ER, il convient de clarifier les installations et travaux qui doivent être soumis à permis de construire et d'imposer, sur l'ensemble du territoire, l'obtention d'un permis de construire préalable à toute construction dépassant certaines dimensions.

b) Les normes de construction

Il faut élaborer des règlements généraux de construction ou des normes de construction qui là où c'est possible favorisent les énergies renouvelables. Cela peut passer notamment par :

- l'obligation de prévoir, dans les constructions collectives nouvelles à usage d'habitation, une canalisation permettant de brancher des équipements de solaire thermique ;
- l'autorisation d'un certain dépassement du coefficient d'occupation des sols, par rapport à celui normalement autorisé, pour les constructions comportant des équipements de production d'énergie renouvelable.

2. La réglementation relative à l'étude d'impact

Certaines activités ou installations mettant en œuvre des énergies renouvelables peuvent avoir un impact non négligeable sur l'environnement et il importe de les soumettre à une étude d'impact sur l'environnement préalable, afin de parvenir à un développement durable des filières d'ER. C'est le cas notamment des parcs éoliens ou solaires à partir d'une certaine taille, d'activités liées à la géothermie. L'annexe de la loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement devrait être complétée dans ce sens.

3. La réglementation relative aux installations classées

La réglementation relative aux établissements insalubres, incommodes ou dangereux ou aux installations classées permet un suivi et un contrôle des installations et activités qui sont nécessaires afin de maîtriser leurs impacts environnementaux. Il convient de revoir la nomenclature fixée par l'arrêté viziriel du 13 Octobre 1933, modifié et complété, afin que les activités et installations qui produisent ou mettent en œuvre des ER soient incluses dans le champ d'application de cette réglementation.

Section 3 Les faiblesses du dispositif institutionnel

Sur le plan institutionnel, les principaux obstacles sont le manque de coordination et le statut du CDER. En outre, malgré les efforts réels de l'Office en ce sens, le statut actuel de l'ONE n'est pas de nature à favoriser le développement des ER.

A. Absence d'une instance chargée de la coordination

Les missions effectuées et les documents consultés ont montré l'existence de nombreuses initiatives publiques en faveur des ER. L'expérience de partenariat institutionnel est réelle mais elle ne saurait compenser le manque de coordination des actions, qui nuit à l'efficacité et à la lisibilité de la politique nationale de promotion des ER. Ce manque de coordination s'explique en grande partie par le fait que dans le dispositif actuel, aucune institution n'est chargée d'assurer la coordination des actions

de promotion des ER. En particulier, les services centraux du MEM (DEER) et le CDER sont dépourvus de compétence en la matière.

B. Le statut du CDER

Il ressort des rencontres et ateliers organisés et des documents consultés que le CDER a initié, conduit ou participé à de très nombreuses actions de promotion des ER. Il a fait la preuve de ses capacités et de ses compétences ; ses initiatives ont souvent débouché sur des succès. Le Centre a fait également la preuve de ses faiblesses dont les principales résident dans des attributions et des moyens insuffisants.

Il y a désormais un consensus parmi les acteurs marocains sur la reconnaissance du rôle central du CDER dans la politique nationale de promotion des ER et sur la nécessité de son renforcement institutionnel.

1. Les attributions

Les attributions du CDER se limitent pour l'instant à des missions de recherche développement et de formation en matière d'ER (voir Tableau 3-11, p. 129 et suivantes). En pratique, pour déjouer les insuffisances de la loi n°26-80, le CDER a été conduit à mener des actions qui dépassent ses attributions, tant dans le secteur de l'efficacité énergétique que dans celui des ER. Cette situation fragilise le CDER et limite sa capacité d'intervention. Il est urgent de revoir et d'élargir les attributions du CDER. Le CDER devrait se voir chargé de

- participer à la planification des actions de promotion et de développement des ER ;
- coordonner les programmes et actions publics en faveur des ER ;
- évaluer et cartographier les ressources en ER, élaborer et mettre à jour les atlas éolien et solaire ;
- réaliser des études et recherches dans le domaine des ER ;
- développer des procédés, mener des projets pilotes ;
- contribuer à la formation technique du personnel spécialisé ;
- proposer des modifications législatives et réglementaires, examiner les projets de textes en cours ;
- contribuer à l'élaboration des normes et standards techniques ;
- apporter une assistance technique ;
- recueillir et diffuser l'information en matière d'ER.

2. Les moyens

Ces nouvelles attributions ne pourront être réalisées que si le Centre est doté de moyens humains et matériels adaptés, ce qui passe par une revalorisation substantielle de son budget, d'autant plus que ses moyens budgétaires actuels sont déjà insuffisants. Sans une revalorisation budgétaire appropriée, le CDER ne pourra pas animer de politique ambitieuse de développement des ER. La réalisation des objectifs gouvernementaux en matière d'ER serait compromise.

C. Le statut de l'ONE

Le contexte actuel est celui d'un marché énergétique non libéralisé, où la participation des entreprises privées est restreinte et fortement encadrée, particulièrement dans le secteur de l'électricité (voir p. 138 et suivante). Les observations suivantes partent de la prémisse que ce cadre ne changera pas à court terme.¹⁰⁵

Dans le secteur de l'électricité, le développement des énergies renouvelables repose donc en grande partie sur l'ONE. Et l'office a mené ces dernières années plusieurs programmes, actions et investissements qui ont permis de développer, de façon limitée, les ER. Cependant d'un point de vue institutionnel, l'ONE n'a pas d'attribution expresse en la matière et n'est aucunement incité à privilégier les ER par rapport aux sources fossiles. Certes l'Office est placée sous la tutelle du Ministère de l'Energie et des Mines qui préside son conseil d'administration. Par ce biais, le Gouvernement marocain peut agir afin d'amener l'ONE à davantage investir dans les technologies d'ER. Cependant, au vu de l'expérience acquise et compte tenu des objectifs fixés par le Gouvernement marocain pour le développement des ER, ce dispositif est insuffisant pour assurer que l'ONE conduise les programmes d'investissements requis pour atteindre ces objectifs.

Il convient de définir dans le dahir n° 1-63-226 et/ou le cahier des charges de l'ONE les obligations de l'Office en matière de promotion et de développement des ER.

Section 4 Les obstacles économiques

A. Le soutien insuffisant aux investisseurs

Le dispositif actuel de soutien aux investissements dans les ER (présenté ci-dessus p. 161) est insuffisant pour inciter les professionnels et les ménages à investir dans le développement des ER.

Il y a bien évidemment un problème de rentabilité économique qui se pose, qui est lié à des tarifs de rachat trop faibles et qui est d'ampleur variable selon les filières d'ER. Ce problème est patent pour ce qui est de l'auto production, par exemple. A l'heure actuelle, le tarif payé par l'ONE aux auto producteurs, qui est le même pour toutes les filières, n'est pas incitatif¹⁰⁶. Par ailleurs, du fait de l'absence de règles financières et fiscales cohérentes et ambitieuses, les investisseurs ne bénéficient pas de la visibilité à long terme nécessaire.

Il est urgent de mettre en place un dispositif financier et fiscal qui apporte des garanties à long terme aux investisseurs quant à la rentabilité de leurs investissements dans les ER.

B. Les subventions aux combustibles pétroliers

Un des instruments déterminants pour influencer l'orientation de la structure de consommation des produits énergétiques réside dans la politique tarifaire et fiscale qui leur est appliquée.

¹⁰⁵ Même si bien entendu à moyen terme une libéralisation du marché peut être envisagée.

¹⁰⁶ Voir ci-dessus 0.

Le montant des subventions accordées aux combustibles pétroliers, particulièrement au gaz butane (voir ci-dessus p. 164), est une véritable entrave au développement des énergies renouvelables. Il faut tout d'abord relever que ces subventions sont incompatibles avec le principe du pollueur payeur dont la loi n°11-03 relative à la protection et la mise en valeur de l'environnement prescrit « la mise en application effective » dans son article 2.

Par ailleurs, les distorsions introduites au niveau de la fiscalité et de la compensation encouragent des fraudes et des détournements au niveau du marché national, comme le mélange du lampant au gasoil et la réintroduction clandestine des produits exonérés dans les marchés taxés.

Ainsi le gaz butane n'est pas seulement le principal combustible alternatif au bois utilisé par les ménages marocains pour le chauffage de l'eau sanitaire et la cuisson des aliments, il est également largement utilisé dans les secteurs agricole et artisanal, pour le pompage par exemple. Ce qui freine considérablement le développement du solaire thermique basse température.

C'est pourquoi pour être efficace, la politique marocaine de promotion des ER devra à l'avenir passer par une remise en question des subventions aux combustibles fossiles, notamment au gaz butane, et leur diminution progressive. Il pourrait être envisagé d'affecter tout ou partie des sommes ainsi dégagées à des mécanismes de soutien destinés à accompagner, là où c'est possible, le passage à des ER.

Section 5 Les contraintes sociales

Au titre des contraintes sociales, on retiendra notamment :

- les faibles revenus d'une part importante de la population, notamment en milieu rural, qui diminuent les marges de manœuvre en matière tarifaire et fiscale ;
- la concurrence avec d'autres usages sur les ressources naturelles (eau, surfaces cultivées, bois) ;
- la mauvaise acceptation par la population de certaines filières (comme c'est le cas pour le solaire non connecté au réseau dans le cadre du PERG par exemple) ;
- l'opposition de la population locale à certains sites (exemple d'Agadir : Bien qu'il s'agit là d'une installation traditionnelle, cette histoire montre que la sensibilité de la population marocaine est aujourd'hui accrue et que les grands projets ne peuvent plus être octroyés sans participation du public).

Pour répondre à ces contraintes, il faudra renforcer l'information de la population sur les impacts négatifs liés à la consommation énergétique, planifier le développement des différentes filières, et prévoir des règles et une procédure appropriée pour le choix des sites, qui permette la participation des populations concernées.

Tableau 3-20 Résumé des obstacles par domaines

Domaine	Obstacles	Résumé
Environnement	Impacts potentiellement néfastes sur la faune ; la ressource en eau ; les sols ; les paysages.	Ces impacts doivent être considérés attentivement avant tout choix stratégique sur les filières. Certaines filières entraîneraient une pression supplémentaire sur la ressource en eau ou sur les sols qui pourrait s'avérer excessive. Dans un scénario d'utilisation accrue de l'éolien, des conflits liés aux impacts sur certains sites peuvent se poser. D'où l'importance de planifier de façon détaillée le développement de l'éolien et de prévoir des règles et une procédure appropriée pour le choix des sites, qui permette la participation des populations concernées.
Cadre juridique	Procédure législative très lourde. Restrictions excessives à l'auto production (seuil de 10 MW, pas d'accès au réseau, pas le droit de vendre les excédents). Absence d'un dispositif juridique cohérent de promotion des ER. Réglementation relative à la construction imprécise et incomplète. Champ d'application trop restreint de la procédure d'étude d'impact. Champ d'application trop restreint de la réglementation sur les installations classées	Il faut que le développement des filières d'ER soit organisé et, en tant que de besoin, soutenu. Cela suppose la mise en place d'un dispositif juridique de promotion des ER contenant des dispositions légales et réglementaires relatives à : – la planification – le choix des sites et la création des installations – l'exploitation et la fin des installations – le contrôle – l'accès au réseau national électrique – les tarifs de rachat – les mesures d'accompagnement financières et fiscales. – Pour être favorable au développement des énergies renouvelables, ces dispositions doivent s'efforcer de – minimiser les obstacles au développement des ER ; – inciter au développement des ER ; – garantir un développement durable des ER à un coût environnemental acceptable ; – donner visibilité et sécurité aux investisseurs.
Cadre institutionnel	Manque de coordination. Faiblesse du statut du CDER (attributions, modes de gestion et moyens matériels trop restreints). Statut de l'ONE (absence d'obligations en matière d'ER)	Les attributions du CDER se limitent pour l'instant à des missions de recherche développement et de formation en matière d'ER. En pratique, le CDER a été conduit à mener des actions qui dépassent ses attributions, tant dans le secteur de l'efficacité énergétique que dans celui des ER. Cette situation fragilise le CDER et limite sa capacité d'intervention. Il est urgent de délargir les attributions du CDER et de le doter de moyens humains et matériels adaptés par la revalorisation substantielle de son budget.

Domaine	Obstacles	Résumé
Economie	<p>Soutien insuffisant aux investisseurs.</p> <p>Subventions aux combustibles pétroliers.</p>	<p>Le dispositif actuel de soutien aux investissements dans les ER est insuffisant pour inciter les professionnels et les ménages à investir. Le tarif payé par l'ONE aux auto producteurs, qui est le même pour toutes les filières, n'est pas incitatif. Par ailleurs, du fait de l'absence de règles financières et fiscales cohérentes et ambitieuses, les investisseurs ne bénéficient pas de la visibilité à long terme nécessaire.</p> <p>Le montant des subventions accordées aux combustibles pétroliers est une véritable entrave au développement des énergies renouvelables. Le gaz butane est largement utilisé dans les secteurs agricole et artisanal, ce qui freine considérablement le développement du solaire thermique basse température.</p>
Société	<p>Faibles revenus d'une part importante de la population.</p> <p>Concurrence avec d'autres usages sur les ressources naturelles (eau, surfaces cultivées, bois).</p> <p>Mauvaise acceptation par la population de certaines filières.</p> <p>Opposition de la population locale à certains sites.</p>	<p>Pour répondre à ces contraintes, il faudra renforcer l'information de la population sur les impacts négatifs liés à la consommation énergétique, planifier le développement des différentes filières, et prévoir des règles et une procédure appropriée pour le choix des sites, qui permette la participation des populations concernées.</p>

Chapitre 5 La révision des dispositifs institutionnel et juridique

Les rencontres et ateliers organisés et les documents consultés ont montré l'existence d'un consensus sur les limites du dispositif institutionnel et du cadre juridique actuels et la nécessité d'une réforme.

En s'appuyant notamment sur les études mises à disposition par la Banque mondiale dans le cadre de la préparation du PPD Energie, plusieurs projets de textes ont été élaborés par le département ministériel chargé de l'énergie, qui visent à

- créer un dispositif juridique de promotion des ER ;
- réformer le CDER ;
- réformer l'ONE ;
- libéraliser et moderniser le secteur de l'électricité.

Section 1 Projets de loi dans le secteur de l'énergie

Deux projets de loi, concernant le CDER d'une part, et la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité d'autre part, sont en cours d'élaboration au sein du MEM, tandis qu'un projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables vient d'être approuvé par le Conseil du Gouvernement. A cela viennent

s'ajouter deux projets antérieurs de modification du dahir n°1-63-226 portant création de l'ONE.

A. Projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables

L'adoption prochaine du projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables, projet examiné par le Secrétariat Général du Gouvernement et approuvé par le Conseil du Gouvernement le 17 mai 2007, apporterait un réel progrès. Ce texte constitue un pas important dans la bonne direction et il faut espérer qu'il sera bientôt promulgué. Toutefois, on relèvera certains points qui pourraient être améliorés.

1. Les points forts

Le projet de loi pose les bases d'un dispositif juridique destiné à encourager et encadrer le développement des ER renouvelables. Sur un certain nombre de points, ce nouveau dispositif contient des prescriptions qui représentent de réelles avancées.

a) La clarification des termes

Le projet de loi clarifie le vocabulaire et les concepts, grâce aux définitions contenues dans son article 2 et à la catégorisation des différentes applications des ER à développer (article 15).

b) Le renforcement des attributions du Ministère chargé de l'énergie et du CDER

Le projet de loi renforce et clarifie les attributions du Ministère chargé de l'énergie : c'est à lui qu'il revient de définir et mettre en œuvre la politique énergétique nationale pour le développement des ER (article 16). Pour cela, il peut prendre par voie réglementaire toutes les dispositions et mesures nécessaires.

Le CDER est chargé de l'élaboration et de la mise à jour des atlas éolien et solaire. Il devra donner son aval aux projets d'investissement dans les ER afin qu'ils puissent bénéficier des avantages financiers et fiscaux prévus par l'article 21 du projet de loi.

c) L'ouverture à toute personne de la production d'électricité à partir de sources d'ER

Un apport essentiel du projet de loi est de mettre fin, pour ce qui concerne l'électricité à partir de sources d'ER, à l'exclusivité dont bénéficie actuellement l'ONE sur l'aménagement des moyens de production. Son article 32 précise que les dispositions du titre relatif à l'exclusivité de la production de l'électricité par l'ONE prévu par le dahir n°1-63-226 ne s'appliquent pas à la production d'électricité à partir de sources d'ER. Aux termes de son article 17, « toute personne physique ou morale peut exploiter une installation pour produire de l'électricité à partir de sources renouvelables », sous réserve du respect de la procédure d'autorisation et du cahier des charges.

d) La mise en place d'un contrôle administratif des installations

Venant heureusement combler le vide juridique actuel, le projet de loi crée une procédure de contrôle préalable des installations de production d'électricité à partir d'ER.

Il institue

- pour les installations de production de l'électricité à partir d'ER de puissance supérieure à 2 MW, une autorisation préalable ;
- pour les installations de production de l'électricité à partir d'ER de puissance inférieure ou égale à 2 MW, une déclaration préalable.

C'est le Ministre chargé de l'énergie qui délivre les autorisations et reçoit les déclarations, selon une procédure définie par voie réglementaire.

Les installations existantes sont réputées autorisées sur simple déclaration.

Par ailleurs, l'exploitation des installations doit respecter un cahier des charges dont les dispositions seront fixées par voie réglementaire.

e) L'ouverture de l'accès au réseau

L'ouverture de l'accès au réseau est un autre apport majeur du projet de loi. Celui-ci dispose que les exploitants des installations de production de l'électricité à partir d'ER autorisées ou déclarées sont autorisés à accéder au réseau électrique national de transport (article 18), selon des conditions techniques et des tarifs qui seront fixés par voie réglementaire.

f) La mise en place de mesures incitatives

La loi prévoit la mise en place de mécanismes et de mesures d'incitation, de nature fiscale ou financière, bénéficiant aux investissements publics et privés dans les ER. Ces mécanismes et mesures seront créés par la loi de finances, qui en précisera les critères d'accès et d'octroi, les modalités de fonctionnement et de gestion.

g) L'autorisation d'occupation des terrains publics ou privés

Les installations de production d'électricité à partir d'ER sont déclarées d'utilité publique. Elles peuvent être autorisées à occuper temporairement le domaine public ou des terrains privés dans le respect de la législation et de la réglementation en vigueur.

2. Les limites du projet de loi

a) L'absence d'objectifs chiffrés

On peut regretter que le projet de loi ne fixe pas d'objectifs chiffrés pour le développement des ER (bien que de tels objectifs soient mentionnés dans le préambule). Pour donner un signal fort et de la visibilité aux acteurs et investisseurs, il aurait fallu inscrire les objectifs gouvernementaux pour 2012 dans un article de la future loi. Ces objectifs à court terme auraient pu être complétés d'objectifs plus ambitieux à moyen terme. Même inscrits dans la loi, ces objectifs n'auraient pas créé d'obligations de

résultat mais ils auraient donné aux acteurs un signal fort d'engagement dans une politique ambitieuse de promotion et de développement des ER.

b) L'absence d'instrument de planification

En l'état actuel le projet de loi ne prévoit aucun instrument spécifique de planification. Afin d'encadrer et de maîtriser le développement des ER, il serait toutefois utile de mettre en place un schéma national de développement des ER contenant des prescriptions et un zonage prenant en compte notamment les atlas éolien et solaire élaborés par le CDER. Ce schéma s'imposerait aux documents locaux d'urbanisme. Pour ce faire, il faut qu'il soit prévu par une disposition légale qui fixe les modalités de son élaboration et ses effets juridiques.

c) L'omission de l'énergie solaire parmi les nouveaux moyens de production électrique connectés au réseau

Il est regrettable que l'énergie solaire (thermique et photovoltaïque) ne figure pas explicitement parmi les nouveaux moyens de production électrique connectés au réseau. En effet, l'analyse du potentiel fait apparaître pour l'énergie photovoltaïque et la CSP un potentiel technique considérable et un potentiel réalisable non négligeable en 2020 (cf. chapitre 2, p.). Certes la liste contenue au troisième point de l'article 15 consacré aux nouveaux moyens de production électrique connectés au réseau n'est pas exhaustive (« notamment »). Il faut s'interroger sur l'opportunité de cette omission dans l'article 15 et sur sa justification, alors que le texte mentionne au contraire l'énergie géothermale dont les potentiels sont faibles. Dans un pays comme le Maroc, faire l'impasse sur le développement de l'énergie solaire connectée au réseau au niveau d'une loi nouvelle sur les ER, c'est une option qui pose profondément question. Etant donné la lourdeur de la procédure législative marocaine, il pourrait s'avérer par la suite inutilement long et difficile de modifier la loi sur ce point, même si les énergies renouvelables ont montré que cela peut aller plus vite en cas de volonté politique forte.

d) L'absence de tarifs de rachat garantis pour l'électricité produite à partir d'ER

Le projet de loi n'introduit pas de tarifs de rachat garantis ni d'obligation générale de rachat de l'électricité produite à partir d'ER par l'opérateur public.

L'article 20 du projet de loi dispose que les projets de production d'électricité à partir de sources d'ER peuvent bénéficier de l'obligation d'achat s'ils sont réalisés dans le cadre d'un appel d'offres conformément aux dispositions du dahir n°1-63-226, modifié et complété. Cette disposition est un apport positif du projet de loi. Cet apport sera toutefois limité, car dans le cadre d'un contrat passé avec l'ONE après appel d'offres il existe très souvent une obligation contractuelle pour l'Office d'acheter la totalité ou la quasi totalité de l'électricité produite¹⁰⁷.

¹⁰⁷ Généralement l'ONE s'engage à racheter entre 100 % et 80 % de l'électricité produite (contrats « take or pay »).

L'obligation prévue à l'article 20 ne concerne pas les auto producteurs. Le tarif de rachat de leurs excédents par l'ONE n'est pas réglementé. La loi ne va donc pas changer la situation actuelle qui met obstacle au renforcement de l'engagement des auto producteurs. Bien que l'ONE se soit engagé dans le cadre de son offre EnergiePro à un tarif de rachat plus élevé que le tarif qu'elle pratiquait jusqu'à présent (augmentation de 20 %), ce tarif atteint seulement 60 % de son tarif général de vente, il reste donc largement insuffisant pour inciter les auto producteurs à des investissements plus importants que ceux nécessaires à couvrir leurs propres besoins.

e) Un manque de cohérence entre les articles 16 et 18 en matière de raccordement au réseau

On constate enfin un manque de cohérence entre les dispositions de l'article 16 et celles de l'article 18 sur la question du raccordement au réseau. Pourquoi préciser que le Ministre chargé de l'énergie peut prendre des mesures telles que la garantie du raccordement des installations produisant d'électricité à partir de sources d'ER (article 16 alinéa 2), alors que l'accès au réseau est prescrit par la loi et que les conditions de raccordement feront l'objet d'un texte réglementaire (article 18 alinéas 1 et 2) ? Il faudrait peut-être reformuler l'article 16 alinéa 2 afin de le clarifier ou de le mettre en cohérence avec celles de l'article 18.

B. Projet de loi modifiant et complétant la loi n° 26-80 relative au Centre de Développement des Energies renouvelables

Un projet de loi modifiant et complétant la loi n° 26-80 relative au Centre de Développement des Energies renouvelables est en train d'être discuté parmi les acteurs concernés. A notre connaissance, ce projet de loi n'a pas encore été transmis au Secrétariat Général du Gouvernement.

Ce projet de loi dans sa version d'avril 2007 prévoit la transformation du CDER en une Agence pour le Développement des Energies Renouvelables et l'Efficacité Energétique.

1. Les changements proposés

a) Un champ d'intervention et des attributions élargis

La nouvelle Agence aurait vocation à intervenir en matière de promotion et de développement des ER et de l'EE et, accessoirement, en matière de lutte contre le réchauffement climatique.

Ses attributions comprendraient des missions de

- planification ;
- coordination ;
- recherche développement et de mise au point de procédés et d'équipements innovants ;
- recensement, d'évaluation et de cartographie des ressources en ER ;
- démonstration, notamment par la création et la gestion d'installations ;

- production, exploitation et commercialisation d'ER dans le cadre d'installations à caractère commercial et pilotes ;
- promotion ;
- formation et éducation ;
- assistance technique ;
- consultation sur les projets législatifs et réglementaires ;
- élaboration de normes et standards techniques ;
- collecte et diffusion de données ;
- mobilisation de fonds internationaux ou étrangers.

b) Des modalités de gestion adaptées

Pour mener à bien ses missions, la nouvelle Agence bénéficierait de certaines prérogatives de gestion. Elle serait habilitée à :

- assurer des prestations de services à titre onéreux ;
- exploiter des brevets d'invention et des licences ;
- passer des contrats avec des organismes publics ou privés nationaux portant sur la réalisation par l'agence d'études, de recherches et de travaux liés aux ER et/ou à l'EE ;
- passer toute accord ou convention de coopération avec les entités concernées, dans le cadre de ses missions et de ses programmes et actions ;
- établir et gérer des contrats avec des organismes internationaux ou étrangers dans le cadre de coopérations bilatérales ou multilatérales ;
- prendre des participations dans des entreprises publiques ou privées et créer des sociétés filiales, sous certaines conditions liées aux domaines de compétence et au capital social de ces entreprises ou sociétés.

2. Les points à revoir

Les prévisions du projet de loi modifiant et complétant la loi n° 26-80 relative au Centre de Développement des Energies renouvelables soulèvent deux difficultés.

a) L'instance de tutelle

Le projet de loi ne modifie pas les dispositions de la loi n° 26-80 concernant la tutelle. La nouvelle agence resterait donc placée sous la tutelle unique du Ministère chargé de l'énergie. Une autre solution, qui peut paraître préférable, serait de placer l'agence sous la tutelle conjointe des Ministères en charge de l'énergie et de l'environnement. Cette solution est appropriée en raison des impacts considérables des projets et activités de développement des ER et de l'EE sur l'environnement, notamment, mais pas seulement, en termes de prévention des changements climatiques. C'est pourquoi elle a été retenue dans de nombreux pays. En faveur de cette solution parlent d'ailleurs les attributions de recherche développement dans le domaine de la lutte contre le réchauffement

climatique, que le projet de loi confie à la nouvelle agence, alors que la lutte contre le réchauffement climatique ressort des compétences du MATEE.

b) Les attributions opérationnelles

Les attributions opérationnelles confiées à la nouvelle agence dans le projet de loi nous paraissent trop étendues. Ces attributions, qui permettent à l'agence de créer et de gérer toute installation de production d'énergie à partir de sources renouvelables pour le compte de l'Etat, de collectivités locales ou de tiers, risquent de poser des difficultés à différents niveaux :

- compétences organisationnelle, gestionnaire et technique insuffisantes ;
- risque de surcharge de l'agence ;
- risque de se retrouver en situation de concurrence avec des opérateurs privés ;
- risque de partialité lorsque l'agence se trouve en situation de juge et partie (par exemple quand elle se prononce sur l'attribution d'aides financières à des projets).

Nous considérons qu'il convient de recentrer les attributions de la nouvelle agence sur ses missions de promotion, recherche développement et démonstration et de lui confier des missions opérationnelles uniquement dans le cadre de projets pilotes.

C. Projets de loi modifiant le dahir n°1-63-226

Deux projets de loi portant modification du dahir n°1-63-226 portant création de l'ONE ont été élaborés. Ces projets de loi contiennent des amendements ponctuels au statut de l'ONE au bénéfice de l'auto production et ne remettent pas en cause la structure actuelle du marché de l'électricité. L'un vise à porter à 50 MW la limite pour l'auto production. L'autre a pour objet d'autoriser l'ONE à louer le réseau électrique national de transport à des auto producteurs, permettant ainsi la déconnexion entre lieu de production et lieu de consommation.

Ces deux projets sont antérieurs au projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables. Si, comme on peut l'espérer, le projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables aboutit prochainement, ces projets deviendront obsolètes. Si tel n'était pas le cas, l'adoption de ces projets de modification pourrait intervenir rapidement et apporterait en toute hypothèse une amélioration du statut des auto producteurs.

D. Projet de loi relative à la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité

Enfin, un projet de loi relative à la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité a été élaboré et a fait l'objet d'une concertation avec les autres départements ministériels. Il est semble-t-il ressorti de cette concertation qu'il est nécessaire de continuer à travailler sur le projet avant qu'il soit transmis au Secrétariat Général du Gouvernement. Ce travail a été confié à une commission regroupant des membres de différents ministères. L'adoption du projet n'est apparemment pas à l'ordre du jour dans le court terme.

Le projet de loi relative à la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité a pour objet une profonde réforme du secteur de l'électricité et du statut de l'ONE. C'est un dispositif juridique complexe et il n'entre pas dans l'objet de cette étude d'en analyser le contenu, bien qu'il soit évident que ce projet aurait des impacts sur les filières d'énergies renouvelables. Dans l'hypothèse où le projet relatif à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables serait promulgué, ces impacts seraient toutefois limités puisque le secteur aurait déjà connu une certaine libéralisation. Si à terme le projet de loi relative à la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité était adopté, il faudrait alors mettre en cohérence avec ses dispositions celles de la future loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables.

En général on peut estimer que la libéralisation du marché aura des conséquences favorables pour la promotion des ER. Dans un scénario à mi-terme on peut imaginer que l'Etat se retire progressivement de la production d'énergie en faveur des entreprises privées et se limite à la gestion du réseau. Le projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables fait un premier pas dans ce sens en permettant à tous les entrepreneurs privés de produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables¹⁰⁸.

Cependant, la libéralisation ne constitue pas une condition sine qua non pour l'utilisation des ER ; l'exemple allemand montre bien le contraire : Là, la libéralisation du marché n'est intervenue qu'en 1998 tandis que la première loi sur les tarifs de rachat et le raccordement au réseau des ER était promulguée en 1991 et a rapidement fait ses preuves.

Section 2 Autres projets de loi

Le Maroc a lancé récemment plusieurs autres chantiers législatifs et réglementaires, qui pourraient avoir des impacts positifs sur le développement des ER. Il s'agit notamment des travaux en cours en matière d'urbanisme et d'habitat. Il est impératif que les objectifs gouvernementaux de développement des ER soient pris en compte par ces projets de textes, que les éventuels obstacles à ce développement soient levés et que ces projets intègrent là où c'est possible des mesures de promotion.

En matière d'étude d'impact sur l'environnement, il faudra compléter la liste contenue dans l'annexe à la loi n°12-03 afin de soumettre à étude d'impact l'implantation de parcs éoliens ou solaires à partir d'une certaine taille et les activités liées à la géothermie.

Il est enfin urgent de mettre à jour la nomenclature des établissements classés et d'y intégrer les parcs éoliens, les parcs solaires, les activités liées à la géothermie.

¹⁰⁸ Sous réserve, cela va de soi, d'autorisation ou déclaration préalable et du respect d'un cahier des charges.



gtz

Partie 4

Scénarios de développement des Énergies renouvelables

Dr. Wolfgang Eichhammer (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Dr. Gustav Resch, (Technische Universität Wien, EEG)

Partie 4

Scénarios de développement des Énergie renouvelables

Dans le cadre de cette partie on présentera différents scénarios de promotion des énergies renouvelables. Ceux-ci sont basés essentiellement sur l'application du modèle **Green-X** et explorent différentes hypothèses concernant le design d'une politique nationale de promotion des renouvelables et le cadre dans lequel une telle politique évolue. En introduction on présentera les scénarios de développement, suivi d'une explication des hypothèses centrales. Ensuite on discutera en détail les résultats principaux ainsi que les différents scénarios de développement dans le cadre d'une analyse coûts-bénéfices comparative. On procèdera enfin à une comparaison des deux principaux instruments financiers de promotion à envisager, les procédures d'appel d'offres et les tarifs de rachat garantis.

Chapitre 1 Définition des scénarios de développement

On analyse dans cette section – à l'aide du modèle **Green-X** quatre scénarios différents de promotion des énergies renouvelables:

- Un scénario (hypothétique) "**Business as usual**" qui décrit le **potentiel réalisable économique**. Ce scénario montre le développement limité qui aura lieu sans une incitation financière (p. e. sans prolonger d'éventuelles incitations existantes et sans créer de nouvelles incitations).
- Un scénario "**à moindres coûts**" (**Least cost**) où on envisage seulement la réalisation des options technologiques les plus rentables. Ceci implique surtout l'énergie éolienne, l'utilisation des gaz des stations d'épuration et des décharges ainsi que de l'énergie solaire thermique pour la production de chaleur à basse température.
- Un scénario à "**Portefeuille équilibré**". Cette variante a pour but d'intégrer dans le schéma de promotion, à côté de l'énergie éolienne et des options biogaz à coûts bas, également des options prometteuses pour l'avenir :
 - *Secteur électrique* : accent plus important sur le solaire thermique pour la production d'électricité (Concentrating Solar Power CSP).
 - *Secteur du transport* : utilisation (renforcée) de la production de biodiesel et de bioéthanol.
- Un scénario "**Stratégie Solaire**" : Dans ce cas on envisage une utilisation quasi complète de toutes les options technologiques. Ceci implique en particulier, en comparaison avec le scénario à portefeuille équilibré, l'utilisation de l'énergie photovoltaïque plus chère aujourd'hui.

Ceci implique d'analyser comme instruments de promotion des systèmes à prix fixes (tarifs de rachat garantis) en comparaison avec des modèles à appel d'offres. Il faut noter que dans les deux cas on n'envisagera qu'une promotion qui est différenciée selon le type de technologie, car en raison des différences importantes existant au niveau des coûts il faut éviter de préférence une promotion sans distinction des technologies.

Des analyses de sensibilité seront menées en particulier pour le scénario à "Portefeuille équilibré" et concernant la variation des paramètres suivants : taux d'intérêts (ou l'évaluation correspondante du risque), développement de la demande énergétique (scénario de référence versus scénario d'efficacité énergétique), apprentissage technologique (apprentissage modéré ou accéléré par promotion modérée ou accélérée des renouvelables au niveau mondial) et diffusion technologique modérée ou accélérée (causée par le maintien ou la réduction des barrières non économiques comme par exemple pour le raccordement au réseau électrique, l'extension nécessaire du réseau ou la délivrance des permis de construire).

De plus, on analysera spécifiquement l'hypothèse d'une utilisation renforcée de l'énergie éolienne. Le Maroc est un pays qui dispose de ressources éoliennes exceptionnelles. Mais, leur utilisation est restreinte par le réseau électrique. Il serait réaliste que le Maroc se constitue d'ici à 2020 comme exportateur d'énergie éolienne pour l'Union Européenne (UE). Dans ce cas le réseau électrique serait étendu plus rapidement, en s'appuyant sur un support de l'UE. Si on suppose une croissance des puissances éoliennes installées de 30 % maximum, le potentiel réalisable pour l'énergie éolienne est de 26,2 TWh (au lieu de 9,9 TWh dans le développement de référence).

Table 4-1: Vue d'ensemble des quatre scénarios principaux et de leur variantes par rapport au type d'instrument (à prix fixes, appel d'offre, quotas) et d'autres type de paramètres

Scénarios principaux				
à prix fixes	appel d'offres	quotas		
"Business as usual" ou potentiel réalisable économique				
à moindres coûts			Variantes (calculées sur le scénarios à moindres coûts et à prix fixes)	
"Portefeuille équilibré"	utilisation renforcée de l'énergie éolienne (sans limitation par le réseau)	apprentissage technologique renforcé au niveau global	persistance de barrières à la diffusion technologique	prix de l'énergie primaire bas
"Stratégie Solaire"				

Chapitre 2 Hypothèses centrales

Les données principales d'entrée pour la modélisation sont les potentiels des énergies renouvelables qui ont été présentés dans la Partie 2 ainsi que le développement de la demande énergétique discuté dans la Partie 1. Ces hypothèses seront présentées dans cette section. On abordera également d'autres données relatives aux valeurs d'entrées du modèle.

Section 1 Les prix énergétiques de référence

Les prix de référence pour l'énergie primaire, qui sont représentés dans la Figure 4-1 pour un scénario à prix élevé et un scénario à prix bas, correspondent aux scénarios de l'UE (Directorat Général Transport Énergie, DG TREN). En se fondant sur ces prix de l'énergie primaire on a déterminé les prix pour l'électricité, pour la chaleur (soit liée à des réseaux de chaleur, soit utilisée d'une manière décentralisée) ainsi que pour les carburants (Figure 4-2). Au niveau sectoriel on a calculé des prix de référence basés sur les différentes technologies de conversion et les parts de chaque type d'énergie au Maroc. Tous les prix d'énergie finale ont été variés selon les calculs de sensibilité de l'énergie primaire.

On négligera l'influence d'une possible taxation des émissions de gaz à effet de serre.

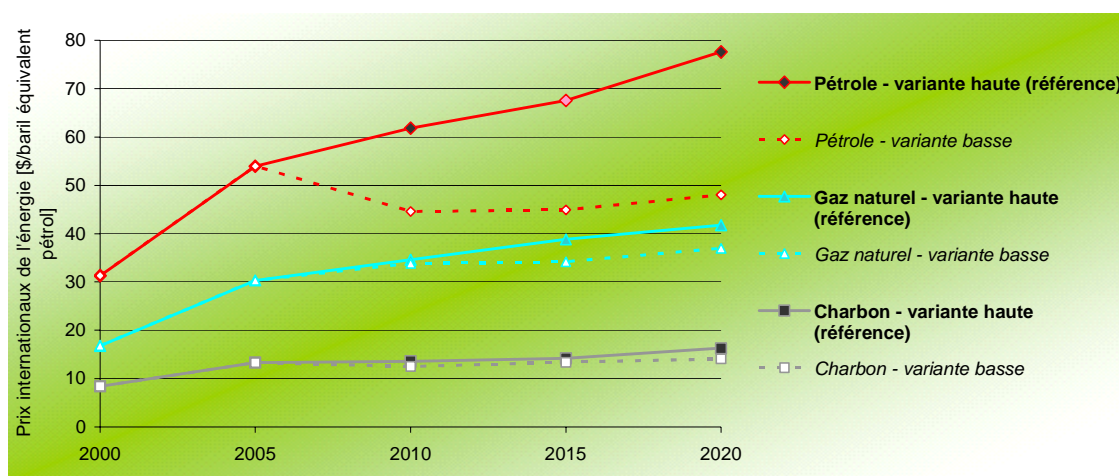


Figure 4-1: Prix de l'énergie primaire pour le pétrole, le gaz naturel et le charbon

Source: EU Directorate Général Transport Energie (DG TREN)

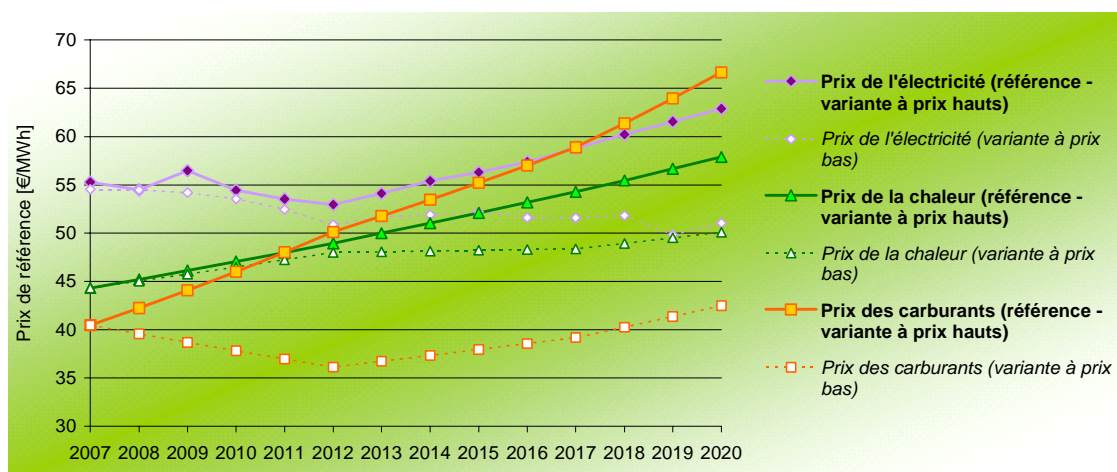


Figure 4-2: Prix de l'énergie finale sans taxes pour le scénario de référence

Note: Tous les chiffres sont donnés corrigés pour l'inflation en €_{2005} .

Source: Calculs TU Vienne/Fraunhofer ISI

Section 2 Coûts et potentiels des énergies renouvelables

Les hypothèses concernant les coûts et les potentiels des différentes technologies renouvelables ont été prises en accord avec les analyses détaillées de la Partie 2 de cette étude. Il faut noter que la base de départ en ce qui concerne la disponibilité des ressources et leur développement dynamique ont été les potentiels réalisables.¹⁰⁹

La description économique des différentes technologies renouvelables est basée sur des caractéristiques économiques et technologiques en accord avec les spécificités identifiées pour le Maroc. La Figure 4-3 montre à titre d'exemple la bande des coûts de production d'électricité qui en résulte pour les différentes options technologiques. En détail on trouvera dans la partie droite de la figure les coûts marginaux à long terme de la production d'électricité (en 2020). Pour le calcul de l'annuité on a fait l'hypothèse d'un taux d'intérêts de 6,5%¹¹⁰ et d'un temps maximum de dépréciation de 15 ans. Les différences assez grandes dans les coûts à l'intérieur de quelques technologies renouvelables résultent des conditions spécifiques des ressources (par exemple pour l'énergie éolienne ou le PV) et/ou des spécificités de la demande (par exemple des revenus éventuels en provenance de la vente limitée dans le domaine de la cogénération d'électricité et de chaleur) qu'on observe au Maroc. En outre, ces différences dans les coûts ont leur origine aussi dans différentes options possibles comme par exemple la taille des installations réalisables. Les coûts représentés ici sont ceux d'installations neuves. Toutes les données pour les coûts d'investissement, d'opération et maintenance (O&M) et les rendements de conversion sont ceux pour l'année 2005.

Les différences entre les coûts de production d'électricité actuels et futurs reflètent le progrès technologique attendu, même en cas d'extension modérée des énergies renouvelables – c'est-à-dire dans un scénario conventionnel (Business as usual) qui suppose une continuation des politiques existantes et une persistance des barrières à l'introduction des énergies renouvelables. La réduction correspondante des coûts d'investissement suite à l'apprentissage technologique pour les différentes technologies renouvelables au niveau mondial est montrée dans la Figure 4-3 (partie de gauche).

¹⁰⁹ Pour l'énergie éolienne, où on a spécifié des bandes de développement pour le potentiel réalisable à mi-terme, on a pris en compte en général la limite inférieure dans la référence. Des potentiels réalisables plus grands ont été considérés dans le cadre d'une analyse de sensibilité en prenant en compte la limite supérieure de la bande de développement.

¹¹⁰ Le taux d'intérêts supposé de 6,5 % a été développé selon la méthode dite de "Weighted Average Cost of Capital (WACC)" (méthode pondérée du coût de capital) et correspond par exemple à un taux de capitalisation propre de 7,1 % ainsi qu'à un facteur de risque de 5 % en prenant en compte un taux de financement propre de 25%.

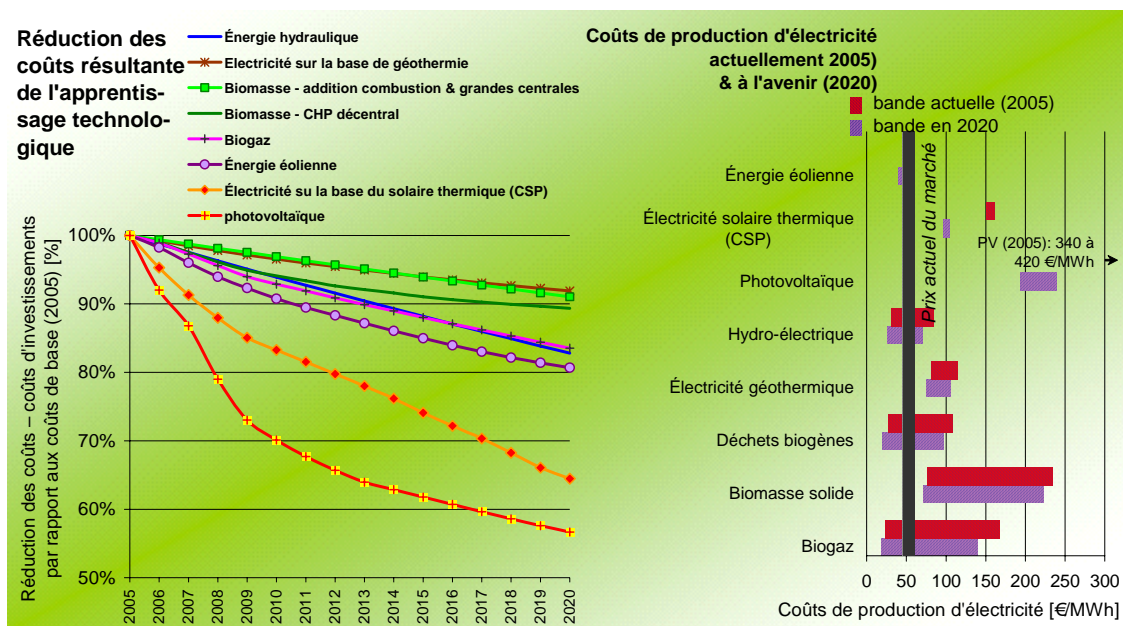


Figure 4-3: Comparaison des coûts des différentes technologies renouvelables : réduction possible à l'avenir par l'apprentissage technologique (à gauche) et bande des coûts de production d'électricité en 2005 ainsi qu'en 2020 (à droite)

Les valeurs correspondantes pour le solaire thermique basse température sont dans une gamme de 40 à 52 €/par MWh, ce qui est actuellement encore un peu au dessus du prix conventionnel de référence de la chaleur. Les biocarburants relevant pour le secteur des transport sont avec 59 à 78 €/MWh considérablement au dessus du prix de référence d'à peu près 40 €/MWh.

Section 3 Hypothèses d'entrée d'une nature générale

A côté des hypothèses centrales discutées plus haut comme les prix de l'énergie, on mentionne brièvement d'autres paramètres à l'entrée du modèle.

A. Evaluation du risque

La détermination du taux de capitalisation nécessaire repose sur la méthode dite de „Weighted Average Cost of Capital“ (WACC) (méthode pondérée du coût de capital). Deux taux différents ont été pris en compte: 6,5 % (taux de base) et 8,6 % (taux dans le cas d'un risque plus élevé). On dévie seulement de cette approche dans le cas du scénario „Business as usual“, où on suppose un facteur de risque considérablement plus élevé dû au manque de garantie quant à l'intégration de l'électricité ou de la chaleur produite dans les réseaux. La bande qui en résulte est de 1,67 fois la valeur de base.

B. Changement technologique

L'estimation du développement futur des coûts d'investissement repose pour la plupart des technologies sur le principe de l'apprentissage technologique. Ceci implique qu'on ait supposé au niveau de chaque technologie des taux d'apprentissage qui décrivent la dégression des coûts pour un doublement de la capacité installée. Le développement

futur de la capacité au niveau mondial détermine donc la réduction des coûts.¹¹¹ Deux scénarios du développement mondial des énergies renouvelables ont été pris en compte dans le cadre de cette étude. Le cas de référence est un scénario Business-as-usual ; pour les calculs de sensibilité on a présupposé une installation renforcée des énergies renouvelables. Pour l'estimation concernant le développement à l'intérieur de l'UE on s'est basé sur une modélisation actuelle¹¹², pendant que pour le reste du monde on a utilisé les scénarios actuels publiés par l'Agence Internationale de l'Énergie qui ont été décrits dans le „World Energy Outlook 2006“ publié récemment (IEA, 2006).

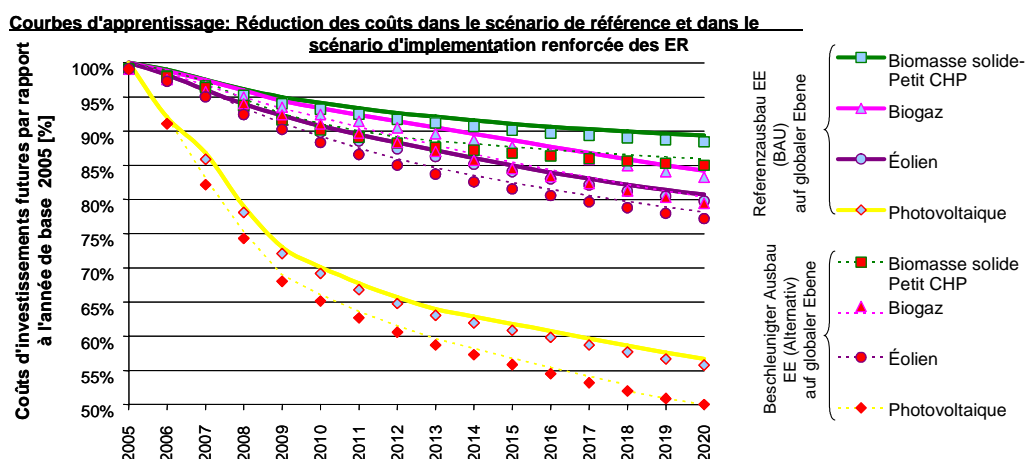


Figure 4-4: Réduction des coûts spécifiques à chaque technologie par l'apprentissage technologique (cas de référence et installation accélérée des énergies renouvelables)

Une représentation des courbes d'apprentissage technologique qui en résulte est montrée dans la Figure 4-4 pour quelques technologies renouvelables. Dans les deux cas la plus grande réduction des coûts est observée dans le domaine du photovoltaïque suivi de l'énergie éolienne. Il faut remarquer que les différences par rapport aux courbes d'apprentissage entre le scénario modéré (Business as usual -BAU) et le scénario d'installation renforcée au niveau mondial sont relativement faibles.

C. Diffusion technologique / Barrières pour l'extension des énergies renouvelables

Pour une estimation de la diffusion des technologies considérées deux variantes ont été considérées:

- Basé sur une analyse compréhensive du développement historique on a fait une calibration des paramètres qui reflètent les barrières existantes de nature non économique. Ceci comprend des barrières à l'entrée du marché comme des procédures administratives

¹¹¹ Il faut noter que l'impact de l'extension endogène des énergies renouvelables au Maroc sur le développement global des coûts a été négligé. Le Maroc agit donc comme "preneur de prix".

¹¹² Ces scénarios ont été établis à l'aide du modèle Green-X dans le cadre de l'étude PROGRESS. Il s'agit d'une étude actuelle réalisée pour la Commission Européenne, Directorate Général Transport Énergie afin d'analyser le progrès des énergies renouvelables dans les Etats Membres de l'UE. Cette étude est coordonnée par Ecofys en coopération avec Fraunhofer ISI et TU Vienne, EEG (Contrat Nr. TREN/D1/42-2005/S07.56988).

de permis, des déficits d'information des acteurs dans le marché mais aussi les barrières technologiques (par exemple concernant le raccordement au réseau dans le cas de l'énergie éolienne) et sociologiques. Ces barrières induisent *une diffusion technologique ralentie*.

- De l'autre côté on a également analysé le cas où ces barrières ont été levées en grande partie, et qui selon les conditions du cadre économique peuvent mener à *une plus grande diffusion technologique*. Ceci représente l'hypothèse d'entrée pour la variante à pénétration renforcée du marché des énergies renouvelables dû à des politiques de promotion actives. La diffusion technologique ralentie par contre est la base de départ du cas de référence sans incitations particulières et représente une continuation des politiques existantes.

Section 4 Hypothèses concernant les politiques de promotion des énergies renouvelables

Aussi bien l'effectivité que l'efficacité économique des instruments de promotion des ER dépend largement des conditions cadre existantes comme la durée garantie de la promotion, importance de la subvention etc. Dans cette étude on montrera entre autre comment on peut obtenir avec des systèmes "idéaux" d'incitation du marché une pénétration renforcée avec des énergies renouvelables et quelles seront les conséquences qui en résultent. Concrètement, on suppose pour les variantes "Diffusion technologique renforcée" des quatre scénarios principaux les conditions suivantes optimistes :

- horizon stable de planification,
- politique de promotion continue pour les ER avec des objectifs à long terme au niveau sectoriel ou au niveau d'une technologie,
- une structure tarifaire clairement définie ou des procédés de permis transparents,
- les différents instruments ne seront appliqués qu'aux capacités nouvelles, c'est à dire, les conditions de promotion restent inchangées pour les installations existantes et
- la durée de la promotion pour les différentes technologies est limitée à 15 ans.
- Pour terminer, on notera que l'on suppose pour toutes les variantes politiques, pour qui on a analysé l'impact dans la période de 2007 à 2020, une application immédiate.

Pour un aménagement effectif des instruments de politique énergétique, plusieurs critères relatifs à la conception et à la mise en œuvre des instruments sont essentiels. Ces critères seront discutés en détail à la fin de cette Partie lors de la comparaison des instruments. Dans les modèles, la mise en œuvre des instruments se fait selon plusieurs présupposés décrits ci-après.

Présupposés des modèles quant à la mise en œuvre de l'instrument :

Tarifs de rachat

- Des tarifs de rachat spécifiques sont fixés pour chaque technologie, dans le but de minimiser la charge financière supportée par la société.
- Une diminution dynamique des tarifs, définie de façon spécifique pour chaque technologie, est prévue.
- La durée des subventions a été limitée de façon uniforme à 15 ans.
- En raison du niveau relativement élevé de sécurité des investissements obtenu avec cet instrument, la valeur de base (6,5%) a été retenue pour la détermination du taux actuariel exigé.

Procédures d'appels d'offre

- Appels d'offres annuels propres à chaque technologie en fonction des objectifs définis.
- La durée des subventions a été limitée de façon uniforme à 15 ans.
- En raison du niveau relativement élevé du risque d'investissement, qui est lié à l'incertitude quant à l'attribution effective de subsides lors du dépôt de l'offre, une évaluation des risques supérieure a été retenue pour la détermination du taux actuariel exigé (8,6%) .
- L'influence d'un comportement stratégique des investisseurs a été analysée séparément¹¹³ et pris en compte dans la plupart des cas.

Chapitre 3 Résultats

Dans le cadre de la discussion des résultats qui suit, on présentera d'abord les quatre scénarios principaux, ordonnés en fonction des ambitions grandissantes posées aux politiques de promotion pour les ER. On commencera par le cas hypothétique d'un scénario "Potentiel réalisable économique" ou "Business as usual", sans aucune incitation. Puis suivra la discussion des scénarios "À moindres coûts", "Portefeuille équilibré" ainsi que "Stratégie Solaire". Pour le scénario "Portefeuille équilibré", on présentera un certain nombre de variantes de sensibilité pour l'expansion des énergies renouvelable au Maroc, qui permettront d'étudier l'influence des hypothèses de base sur les messages du modèle. On s'intéressera ensuite aux implications des scénarios dans les secteurs de la production de chaleur et des transports. Il faut noter que pour l'analyse de sensibilité la plus grande partie de la discussion se concentrera sur le secteur électrique, vu son importance, car les résultats pour l'expansion des ER dans les secteurs de la chaleur et des transports présentent une plus faible variation. On présentera donc ces résultats sans discuter les variantes. On poursuivra la discussion des résultats avec une analyse coûts-bénéfices comparative des différents scénarios. Enfin, on discutera dans une approche comparative des critères essentiels et des expériences historiques

¹¹³ Les investisseurs sont familiers avec le marché et place leur offre selon leurs expectations un peu en dessous de l'offre marginale si celui-ci est au-dessus de leurs propres coûts.

respectifs aux deux types d'instruments financiers de promotion à envisager (systèmes d'appel d'offres d'une part, systèmes à prix fixes / tarifs de rachat d'autre part).

Section 1 Scénarios du développement futur des énergie renouvelables

A. Le potentiel économiquement réalisable des énergies renouvelables

Au début on discute le cas (hypothétique) "*sans incitations économiques*" qui représente le **potentiel économiquement réalisable** des ER. Pour ceci on présente l'expansion (comparativement faible) qui aura lieu sans qu'il y ait un support pour les ER – c'est-à-dire, sans continuation de mesures de promotion existantes mais aussi sans alternatives de promotion dans l'avenir.

La Figure 4-5 décrit l'expansion des ER dans ce scénario. En détail on décrit la production cumulée d'électricité des ER de 2007 à 2020 (à gauche) ainsi que la ventilation par technologie de la production pour 2020 (seulement installations neuves, à droite). Le développement est caractérisé par une phase de stagnation jusqu'en 2013, où on réalisera seulement des options économiques basées sur le gaz des décharges et des stations d'épuration. Ensuite, l'éolien prendra lentement la relève dans les années suivantes. En somme, il en résulte des installations neuves avec une capacité totale de 961 MW, dont 862 MW pour l'éolien et 98 MW pour l'utilisation du biogaz. On utilisera également entièrement le potentiel identifié pour le petit hydro-électrique mais qui ne contribue avec une puissance de 1,2 MW que très faiblement. La contribution des ER dans la couverture de la demande croissante en électricité, pourra décroître d'approximativement 9,2 % aujourd'hui à 7,1 % en 2012, pour ensuite repartir vers la hausse grâce à l'éolien pour atteindre 10,2 % en 2020.¹¹⁴

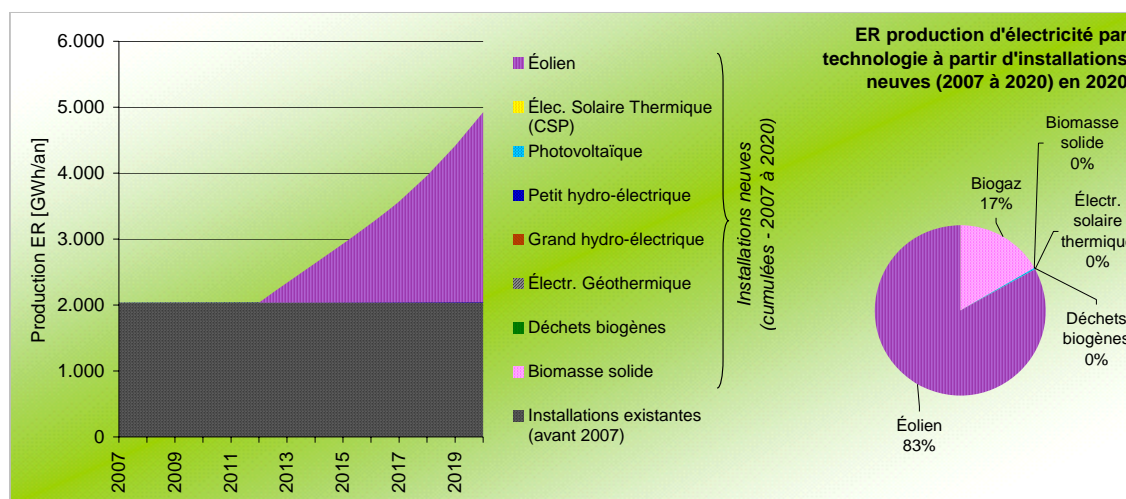


Figure 4-5: Développement des ER selon le scénario "potentiel réalisable économique (BAU)":
Production d'électricité des ER de 2007 à 2020 (secteur électrique) (à gauche) ainsi que
la ventilation par technologie pour 2020 (seulement installations neuves, à droite)

¹¹⁴ La base pour le calcul du rapport entre production des ER et développement de la demande est le scénario de référence décrit dans la Partie 1. Avec le scénario "efficacité énergétique" on pourra réaliser un part de 12,5% pour les ER dans la demande totale en électricité.

Ces résultats soulignent la nécessité de mettre en place des instruments de politique énergétique dans le contexte actuel, si on veut donner au système énergétique des aspects plus durables par une expansion forcée des énergies renouvelables. Même si les prix énergétiques actuels élevés dans le domaine des énergies fossiles continuent, il en résulte pour le Maroc que sur la base des hypothèses et conditions cadre qui reflètent des risques élevés pour les investissements, seulement une expansion relativement marginale des ER aura lieu.

B. Le scénario "à moindres coûts"

Dans le scénario "à moindres coûts" on envisage seulement l'expansion des options technologiques ER les plus rentables. Dans ce qui suit on montrera la production ainsi que les coûts supplémentaires des ER dans ce cas.

Tableau 4-2: Pénétration des ER selon le scénario "à moindres coûts": installations neuves de 2007 à 2020 (à gauche) et besoins correspondants en investissement (à droite) (secteur électrique)

ER-E - par technologie		Installations neuves (puissance installée)					Besoins en investissements				
		2007- 2010	2011- 2015	2016- 2020	2007-2020		2005- 2010	2011- 2015	2016- 2020	2005-2020	
Biogaz	[MW]	56	90	93	239	7%	[M€]	110	174	228	512 12%
Biomasse solide	[MW]	0	0	0	0	0%	[M€]	0	0	0	0 0%
Déchets biogènes	[MW]	0	30	42	72	2%	[M€]	0	155	218	373 9%
Électr. Géothermique	[MW]	0	0	0	0	0%	[M€]	0	0	0	0 0%
Grand hydro-électrique	[MW]	0	0	0	0	0%	[M€]	0	0	0	0 0%
Petit hydro-électrique	[MW]	0	0	1	1	0%	[M€]	0	1	1	2 0%
Photovoltaïque	[MW]	0	0	0	0	0%	[M€]	0	0	0	0 0%
Élec. Solaire Thermique	[MW]	0	0	0	0	0%	[M€]	0	0	0	0 0%
Éolien	[MW]	464	1.477	1.192	3.133	91%	[M€]	536	1.583	1.206	3.325 79%
ER-E total	[MW]	520	1.597	1.328	3.445		[M€]	647	1.912	1.654	4.213
ER-E CHP	[MW]	0	30	42	72	2%	[M€]	0	155	218	373 9%

Le Tableau 4-2 caractérise l'expansion des ER selon le cas "à moindres coûts". Le tableau montre les installations neuves entre 2007 et 2020 (à gauche) ainsi que les besoins correspondants en investissement (à droite). L'éolien montre une forte expansion et une utilisation quasi-totale du potentiel réalisable. Les options biogaz représentent des capacités supplémentaires un peu moins importantes, mais également efficaces en terme de coûts. En détail, on peut réaliser une bonne fraction des potentiels du gaz des décharges et des stations d'épuration, ainsi qu'une certaine fraction des potentiels des déchets biogènes. Les installations neuves atteignent une capacité totale de 3.445 MW correspondantes à un besoin en investissement de 4.2 milliards d'Euros.

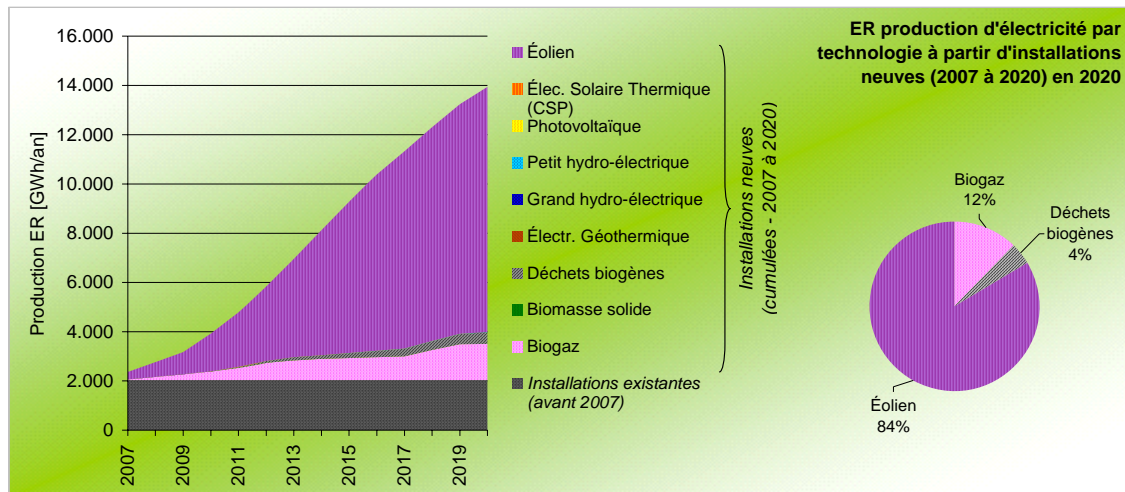


Figure 4-6: Développement des ER selon le scénario "à moindres coûts": Production d'électricité des ER de 2007 à 2020 (secteur électrique) (à gauche) ainsi que la ventilation par technologie pour 2020 (seulement installations neuves, à droite)

La production d'électricité qui en résulte sur la base des ER est montrée dans la Figure 4-6, qui présente d'un côté le développement entre 2007 à 2020 (à gauche) et de l'autre côté la ventilation par technologie de la production d'électricité avec des installations neuves en 2020, cumulée entre 2007 et 2020 (à droite). On s'aperçoit que 84 % de la production supplémentaire par ER à hauteur de 11,9 TWh proviennent de l'éolien (10 TWh). Le reste provient comme déjà mentionné du biogaz (12 % ou 1,5 TWh) et des déchets biogènes (4 % ou 0,5 TWh). Les énergies renouvelables permettent donc en 2020 de couvrir 25,8% de la demande totale du Maroc en électricité, ce qui correspond quasiment à un triplement en comparaison avec la situation actuelle (9,2 % en 2006).¹¹⁵

L'expansion des ER est pour l'instant toujours guidée par la politique. En d'autres termes, dans l'hypothèse d'une promotion politique l'expansion sera nettement plus rapide que sans incitations comme le montre la comparaison entre le scénario "à moindres coûts" et le scénario "à potentiel économiquement réalisable". Ceci implique des coûts supplémentaires que la société en général, ou dans le secteur de l'électricité éventuellement directement le consommateur, doivent supporter par le biais de mécanismes de financement. Néanmoins, en échange il y a aussi certains aspects positifs qui seront discutés après l'analyse comparative des coûts-bénéfices.

Il faut préciser encore un peu plus la notion de *coûts de promotion* : Dans le cadre de cette étude on s'en tient au *coûts directs de promotion*. Ces coûts directs comprennent toute sorte de dépense financière directement liée au soutien accordé pour la création ou l'exploitation d'une installation fonctionnant avec des ER. Dans le cas de prix fixes pour l'électricité rétrocedée au réseau, les coûts reflètent la différence entre le prix obtenu pour l'électricité rétrocedée et le prix usuel du marché pour le service énergétique. Dans le cas d'incitations financières les coûts de promotion résultent directement des subventions. Le terme *coûts directs* signifie que les coûts engendrés par

¹¹⁵ Ce chiffre correspond à la fraction de la demande que l'on peut couvrir dans le cas du développement de référence. Si on en rajoute des mesures d'efficacité énergétique on peut couvrir une fraction de 31,6% de la demande l'électricité par les ER.

d'éventuelles dépenses administratives supplémentaires, de même que les coûts externes des énergies renouvelables ou des énergies fossiles évitées (voir plus loin), ne sont pas pris en considération.

La Figure 4-9 montre pour le scénario discuté ici les coûts directs de promotion pour l'expansion des ER au Maroc. En ce qui concerne les instruments de politique énergétique les chiffres sont calculés pour un système à prix fixes (tarifs de rachat garantis) et montrent l'ordre de grandeur des coûts. Pour une discussion des instruments analysés on réfère le lecteur à la discussion dans une des sections suivantes. Le graphique représente les installations neuves – c'est-à-dire les installations qui seront réalisées de 2007 à 2020, le développement des coûts des différentes technologies ER dans le temps (à gauche) ainsi que leur part dans le volume total (à droite). Le dernier ne contient pas seulement les coûts durant la période 2007 à 2020 mais également les coûts consécutifs, par exemple dans le cas des prix fixes les coûts pour la période après 2020. On voit la croissance assez forte des coûts jusqu'en 2013, où ils atteignent la valeur maximale de 19,5 million €. En raison de l'augmentation des prix de l'électricité et à des taux de promotion décroissants les coûts décroissent ensuite également très rapidement. Si on compare la ventilation par technologie de production avec celle des coûts, on obtient des informations sur la maturité technologique des options. L'intérêt de l'option de l'énergie éolienne paraît évident.

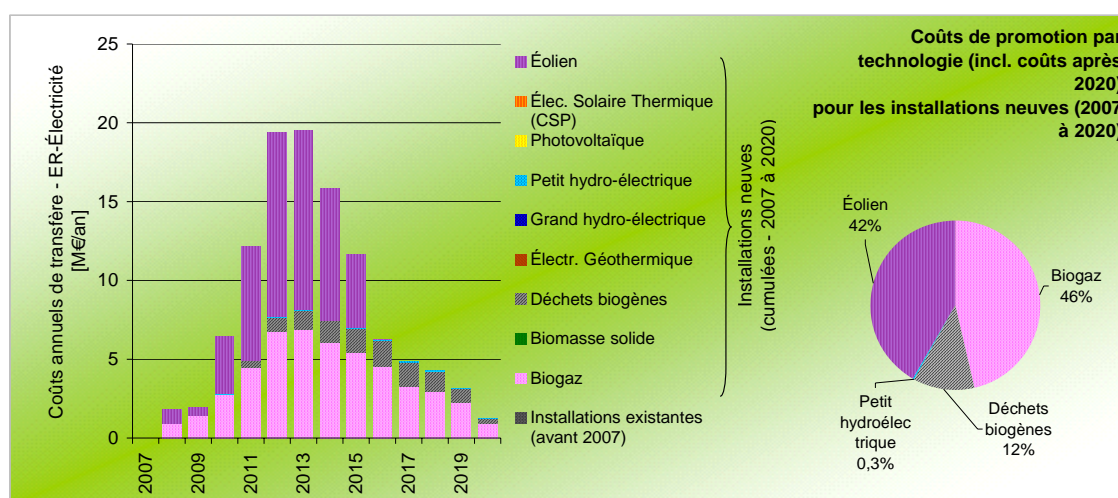


Figure 4-7: Coûts de l'expansion des ER selon le scénario "à moindres coûts" (cas des prix fixes) : Développement des coûts de promotion de 2007 à 2020 (à gauche) ainsi que ventilation des coûts cumulés (escomptés) par technologie (à droite) (secteur électrique)

C. Le scénario "à portefeuille équilibré"

En comparaison avec le cas discuté ci-avant du scénario "à moindres coûts", ce scénario représente une politique de promotion plus ambitieuse des ER. On envisage ici une expansion de toutes les formes d'ER dans le secteur de l'électricité à l'exception du photovoltaïque qui est encore très cher aujourd'hui.

Tableau 4-3: Pénétration des ER selon le scénario "à portefeuille équilibré": installations neuves de 2007 à 2020 (à gauche) et besoins correspondants en investissements (à droite) (secteur électrique)

ER-E - par technologie		Installations neuves (puissance installée)					Besoins en investissements					
		2007- 2010	2011- 2015	2016- 2020	2007-2020		2005- 2010	2011- 2015	2016- 2020	2005-2020		
Biogaz	[MW]	56	225	115	396	9%	[M€]	110	533	335	978	14%
Biomasse solide	[MW]	6	38	38	81	2%	[M€]	14	83	87	185	3%
Déchets biogènes	[MW]	0	30	52	82	2%	[M€]	0	155	273	428	6%
Électr. Géothermique	[MW]	0	0	0	0	0%	[M€]	0	0	0	0	0%
Grand hydro-électrique	[MW]	0	0	0	0	0%	[M€]	0	0	0	0	0%
Petit hydro-électrique	[MW]	0	0	1	1	0%	[M€]	0	1	1	2	0%
Photovoltaïque	[MW]	0	0	0	0	0%	[M€]	0	0	0	0	0%
Élec. Solaire Thermique	[MW]	45	323	400	768	17%	[M€]	115	802	941	1.857	27%
Éolien	[MW]	464	1.477	1.192	3.133	70%	[M€]	536	1.583	1.206	3.325	49%
ER-E total	[MW]	571	2.093	1.797	4.462		[M€]	776	3.156	2.844	6.776	
ER-E CHP	[MW]	1	30	61	93	2%	[M€]	3	155	300	458	7%

Une première impression des capacités installées est donnée par la Tableau 4-3, qui rassemble les installations neuves par technologie entre 2007 et 2020 (à gauche) et les besoins correspondants en investissements (à droite). En plus de l'expansion massive de l'énergie éolienne, dont le potentiel réalisable est aussi quasi complètement utilisé comme dans le cas précédent, on observe aussi la construction de centrales solaires thermiques. Le portefeuille comprend aussi des ER à base de biogaz, déchets biogènes et biomasse solide. On obtient dans cette hypothèse une capacité de 4.462 MW et il en résulte un besoin en investissement de 6,8 milliards €, dont une bonne partie pour les centrales solaires thermiques (27 %). L'éolien conserve la part du lion avec 49 %.

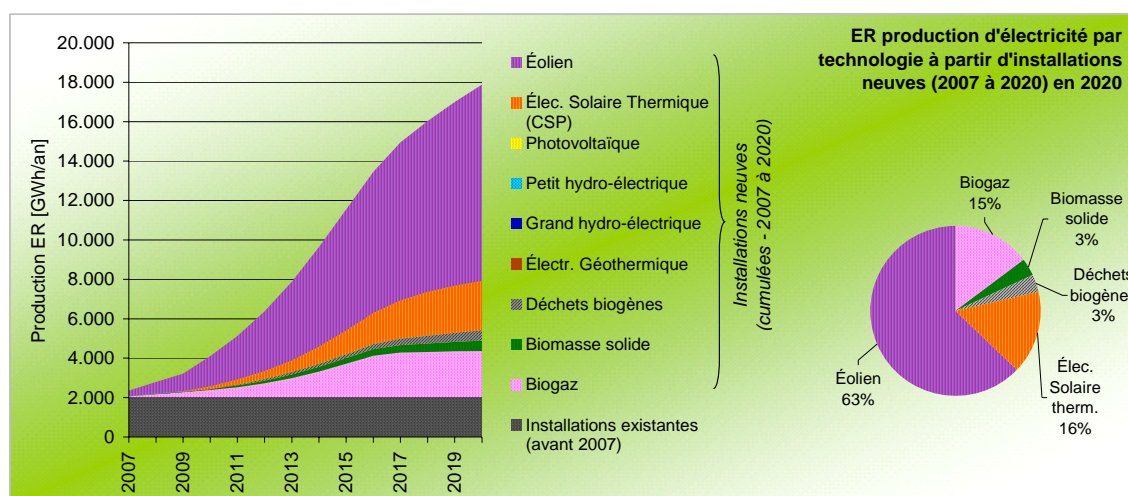


Figure 4-8: Développement des ER selon le scénario "à portefeuille équilibré" : Production d'électricité des ER de 2007 à 2020 (secteur électrique) (à gauche) ainsi que la ventilation par technologie pour 2020 (seulement installations neuves, à droite)

La Figure 4-8 présente la production d'électricité qui en résulte par année et par technologie. Par l'expansion forcée d'autres options d'ER la part de l'énergie éolienne décroît à 63 % en 2020. La production d'électricité solaire thermique (16 %) ainsi que celle issue du biogaz (15%) occupent également une position centrale. Moins importants paraissent les contributions de la biomasse et des déchets biogènes – ceci dû à une ressource limitée. En chiffres absolus la production d'électricité à partir d'ER s'accroît d'actuellement 2,4 TWh à 17,9 TWh en 2020. En termes relatifs, c'est-à-dire en comparaison avec la consommation totale d'électricité, ceci correspond à une part des

énergies renouvelable de 33,2 %, voire de 40,6 % en cas d'adoption complémentaire de mesures d'efficacité énergétique pour réduire la croissance de la demande.

La Figure 4-9 ci-après montre les coûts directs de promotion des ER engendrés dans le scénario considéré. Comme dans le cas précédent, les chiffres sont calculés pour un système à prix fixe et servent seulement à illustrer l'ordre de grandeur. En détail, le graphique montre pour les installations neuves – c'est-à-dire les installations qui seront réalisées de 2007 à 2020 - la part de chaque technologie. D'un coté (à gauche) on voit le développement des coûts des différentes technologies ER dans le temps ; de l'autre coté leur part dans le volume total (à droite)¹¹⁶. L'augmentation des coûts suit alors la diffusion technologique, en particulier celle des centrales solaires. En comparaison avec le cas "à moindres coûts" on observe une charge financière nettement plus importante. Il en résulte un montant maximal de 250 millions € en 2020, dont une part importante va à la production solaire thermique d'électricité.

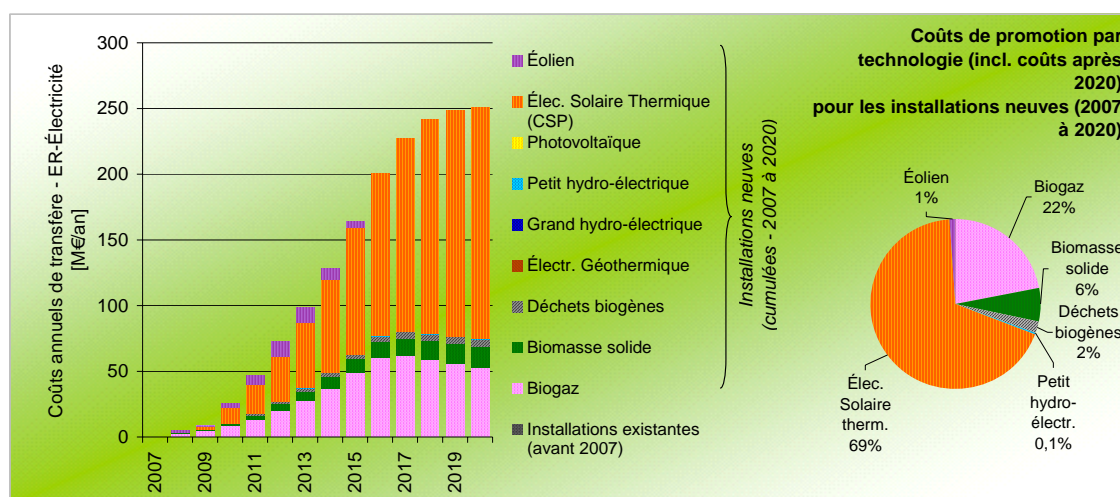


Figure 4-9: Coûts de l'expansion des ER selon le scénario "à portefeuille équilibré" (cas des prix fixes) : Développement des coûts de promotion de 2007 à 2020 (à gauche) ainsi que ventilation des coûts cumulés (escomptés) par technologie (à droite) (secteur électrique)

Pour terminer, des **analyses de sensibilité** montre la dépendance des résultats des différentes hypothèses par rapport à la disponibilité de la ressource éolienne, par rapport à l'apprentissage technologique au niveau global, par rapport à la diffusion technologique (existence de barrières) et le développement des prix énergétiques.

¹¹⁶ Les coûts totaux comprennent aussi les coûts pour la période après 2020.

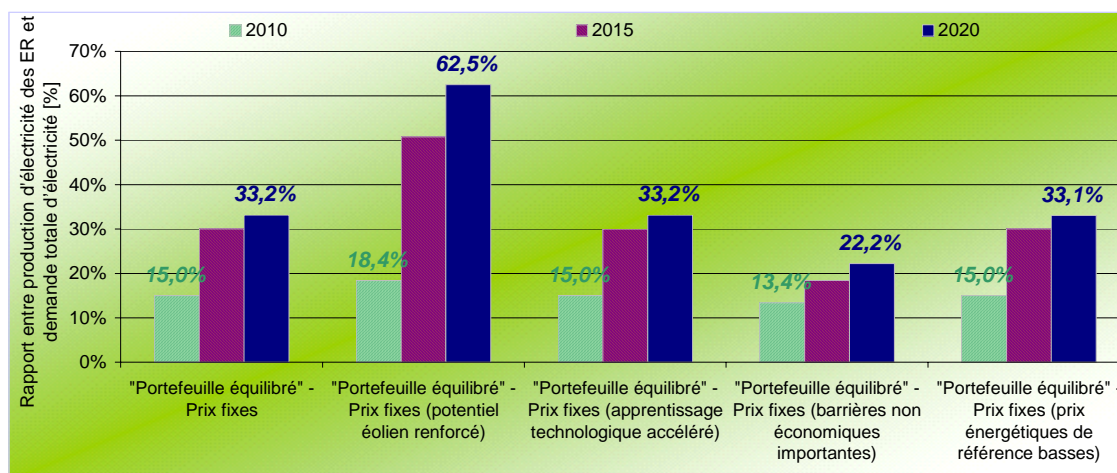


Figure 4-10: Analyse de sensibilité: Développement du rapport entre la production d'électricité par les ER et la demande totale d'électricité entre 2010 à 2020 (Scénario "à portefeuille équilibré")

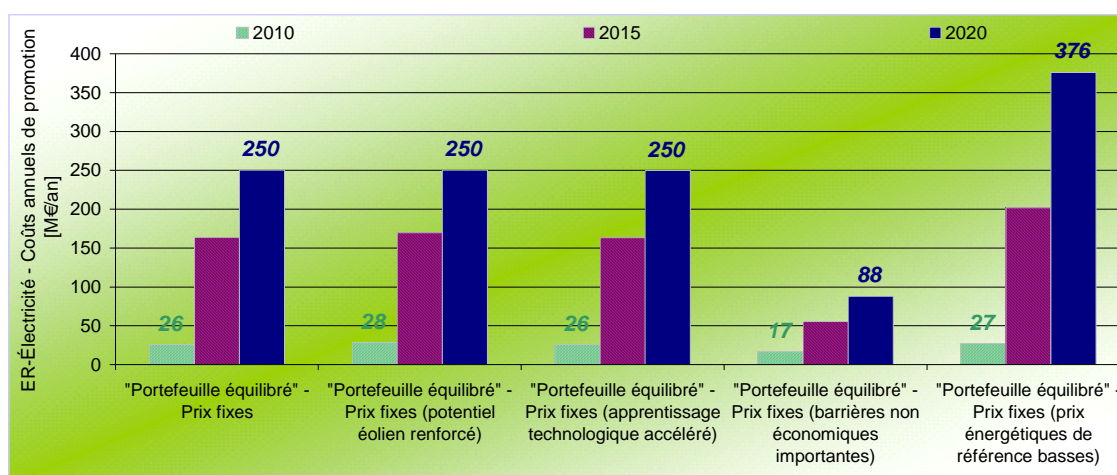


Figure 4-11: Analyse de sensibilité: Développement des coûts directs entre 2007 et 2020 (Scénario "à portefeuille équilibré")

Un **potentiel réalisable renforcé à moyen terme** implique une expansion massive des ER pendant la période considérée. Comme mentionnée en introduction dans la définition des scénarios, la réalisation de ces potentiels est surtout limitée par des restrictions sur le réseau électrique. L'analyse de sensibilité faite ici est basée sur l'hypothèse que le Maroc peut s'établir jusqu'en 2020 comme exportateur d'énergie éolienne pour l'Union Européenne (UE) et que les réseaux peuvent être renforcés et étendus nettement plus rapidement avec l'aide de l'UE. L'impact sur le secteur électrique paraît important : il en résulte une expansion de 112 % comparé à l'expansion possible entre 2007 et 2020 dans le scénario de base pour les analyses de sensibilité (le scénario à portefeuille équilibré). L'accroissement de l'électricité d'origine éolienne implique que les ER pourront couvrir en 2020 à peu près 62,5 % de la demande totale en électricité du Maroc comparé à 33,2 % selon le scénario de base "à portefeuille" équilibré (promotion des ER à prix fixes, sans barrières non économiques et prix de référence de l'énergie haut).

Il est intéressant de considérer les coûts de ce cas d'analyse de sensibilité : L'expansion supplémentaire impressionnante est possible sans modifier les modalités de promotion à des coûts supplémentaires marginaux. En détail, on observe des coûts croissants durant les premières années, où l'expansion renforcée se manifeste en volumes de subventions supplémentaires de 9,3% en 2010. Néanmoins, ces volumes supplémentaires disparaissent jusqu'en 2020 car avec le développement attendu des prix de l'électricité en combinaison avec la réduction de la compensation pour l'éolien le développement autonome peut prendre la relève. Si on considère les coûts de promotion cumulés de 2007 à 2020 pour les installations neuves, on constate une croissance de 1,5 %.

Un **apprentissage technologique renforcé** à cause d'une croissance plus importante des ER au niveau mondiale implique, en combinaison avec les hypothèses que l'on a prises, seulement une réduction marginale des coûts de promotion (-0,25 % dans la moyenne des années considérées), pendant que les capacités installées an ER restent inchangées.

La **réduction des barrières de nature non économique** représente un élément central pour atteindre une expansion renforcée des ER. Ceci est illustré d'une manière impressionnante par le cas de sensibilité qui implique des barrières non économiques plus élevées. Des barrières existantes pour l'entrée dans le marché comme des procédures de permis compliquées et longues, des déficits d'information des acteurs dans le marché, mais aussi des barrières technologiques (par exemple pour l'interconnexion avec le réseau électrique dans le cas de l'éolien) et sociales réduisent considérablement l'expansion des ER pendant la période considérée – moins 41% d'installations neuves jusqu'en 2020. Les coûts de promotion correspondants décroissent même encore plus (-64% pour les coûts cumulés), car des technologies innovantes ne pénètrent pas le marché.

Des **prix de l'énergie fossile plus bas** et, de ce fait, des prix d'électricité de référence également plus bas, impliquent une importante augmentation des coûts de promotion ainsi qu'une expansion légèrement réduite des capacités et de la production des ER par rapport au scénario de comparaison. Comme discuté dans le Chapitre 2 Section 1 et représenté dans la Figure 4-2 des prix énergétiques plus bas (c'est-à-dire des prix qui restent nettement inférieurs au niveau actuel de 2007), ont pour conséquence que les prix de l'électricité vendue en gros pourront baisser de 6 % en moyenne sur la période et de 19 % en 2020. Les volumes de promotion nécessaires (la différence entre les tarifs de promotion dans le cas d'un système à prix fixes, et le prix d'électricité de référence) devraient alors s'accroître continuellement pour compenser le développement des prix. Il en résulte des coûts supplémentaires de +6 % en 2010, qui atteignent +50 % en 2020. Pour les coûts cumulés (en incluant les coûts après 2020) l'augmentation est toujours de + 40%. Les capacités installées des ER restent inchangées puisque les incitations (une compensation totale prédéfinie) ne changent pas.

Une vue brève sur les secteurs de la chaleur et du transport montre un tableau contrasté : Pour la production de chaleur thermo solaire il n'y a pas de déviation du scénario de comparaison, ni pour l'expansion ni pour les coûts qui sont, de toutes manière

marginiaux – ce qui souligne le fait que ces options technologiques sont rentables mêmes sous les conditions cadre supposées ici. Il faut noter qu'ici on a considéré des subventions à l'investissement qui causent, indépendamment du prix de référence du marché, des coûts de promotion. Pour les biocarburants l'impact est une expansion très réduite (-49 % jusqu'en 2020) et en parallèle, des coûts de promotion réduits.

D. Le scénario "Stratégie Solaire"

Dans le dernier scénario présenté ici on suppose une expansion ambitieuse de toutes les options ER dans la production d'électricité.

Tableau 4-4: Pénétration des ER selon le scénario "Stratégie Solaire": installations neuves de 2007 à 2020 (à gauche) et besoins correspondants en investissement (à droite) (secteur électrique)

ER-E - par technologie		Installations neuves (puissance installée)					Besoins en investissements					
		2007-2010	2011-2015	2016-2020	2007-2020		2005-2010	2011-2015	2016-2020	2005-2020		
Biogaz	[MW]	56	225	241	523	8%	[M€]	110	533	695	1.338	9%
Biomasse solide	[MW]	15	77	89	181	3%	[M€]	33	167	192	392	3%
Déchets biogènes	[MW]	0	30	54	84	1%	[M€]	0	155	287	442	3%
Électr. Géothermique	[MW]	0	0	0	0	0%	[M€]	0	0	0	0	0%
Grand hydro-électrique	[MW]	0	0	0	0	0%	[M€]	0	0	0	0	0%
Petit hydro-électrique	[MW]	0	0	1	1	0%	[M€]	0	1	1	2	0%
Photovoltaïque	[MW]	108	907	997	2.012	30%	[M€]	445	3.102	3.448	6.995	49%
Elec. Solaire Thermique (CS	[MW]	53	341	381	775	12%	[M€]	137	845	904	1.886	13%
Eolien	[MW]	464	1.477	1.192	3.133	47%	[M€]	536	1.583	1.206	3.325	23%
RES-E total	[MW]	697	3.058	2.956	6.710		[M€]	1.263	6.385	6.733	14.381	
ER-E CHP	[MW]	0	30	54	84	1%	[M€]	0	155	287	442	3%

Le Tableau 4-4 montre que pour ce scénario toutes les options de production d'électricité contribuent, à l'exception du grand hydro-électrique qui ne dispose plus de potentiel économiquement viable, et de géothermie qui reste insignifiante en quantité. Les installations neuves cumulées de 2007 à 2020 représentent 6.710 MW et un volume d'investissement de 14,4 milliards €

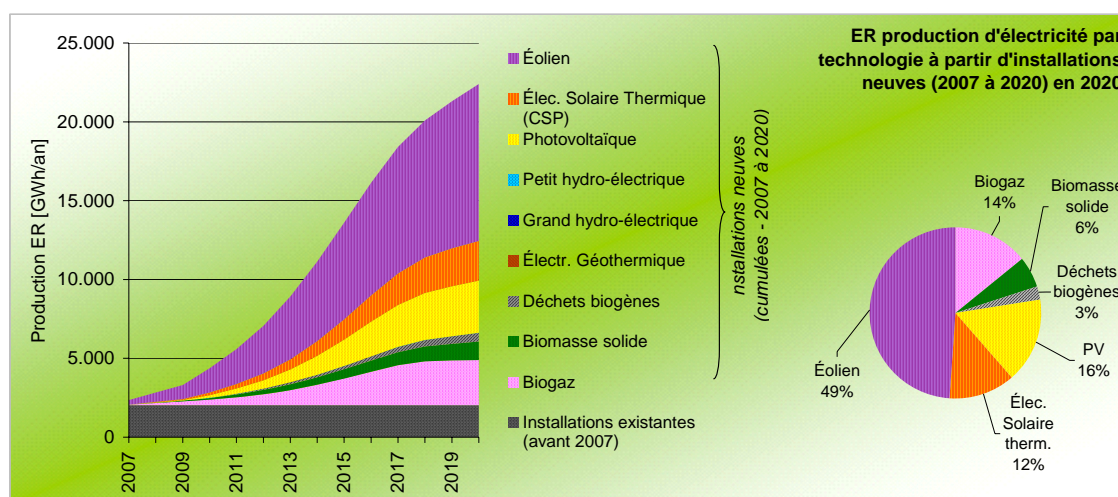


Figure 4-12: Développement des ER selon le scénario "Stratégie Solaire" : Production d'électricité des ER de 2007 à 2020 (secteur électrique) (à gauche) ainsi que la ventilation par technologie pour 2020 (seulement installations neuves, à droite)

La Figure 4-12 décrit la production d'électricité dans ce scénario, aussi bien du point de vue du développement temporel que de celui des parts que représentent les différentes

options dans ce portefeuille élargi. La tendance que l'on pouvait déjà observer dans le scénario précédent "à portefeuille équilibré" est renforcé. Ainsi la part de l'éolien décroît à 49 % en 2020. Le photovoltaïque (16 %) et la production solaire thermique (12 %) reflètent le rôle important de l'énergie solaire dans ce cas. D'autres parts reviennent au biogaz (14 %), à la biomasse solide (6 %) et aux déchets biogènes (3 %). En absolu, la production d'électricité à partir d'ER s'accroît de 2,4 TWh en 2007 à 22,4 TWh en 2020. Par rapport à la demande d'électricité ceci correspond à une contribution de 41,5% des ER, ou de 50,8 % dans le cas où des mesures d'efficacité énergétique seraient prises en même temps pour diminuer la consommation.

La Figure 4-13 ci-après présente pour le scénario considéré les coûts directs de promotion des ER au Maroc¹¹⁷. Le graphique montre en détail la part de chaque technologie pour les installations neuves – c'est-à-dire les installations qui seront réalisées de 2007 à 2020. D'un coté (à gauche) on voit le développement des coûts des différentes technologies ER dans le temps; de l'autre coté leur part dans le volume total (à droite).¹¹⁸ Comme on pouvait déjà observer dans le scénario précédent, l'augmentation des coûts suit alors la diffusion technologique, en particulier celle du photovoltaïque. Une charge financière encore plus importante peut être observée. Il en résulte un montant maximal de promotion de 917 millions € en 2020, dont une part importante va à la production solaire d'électricité à base de photovoltaïque (54 % du volume total de promotion).

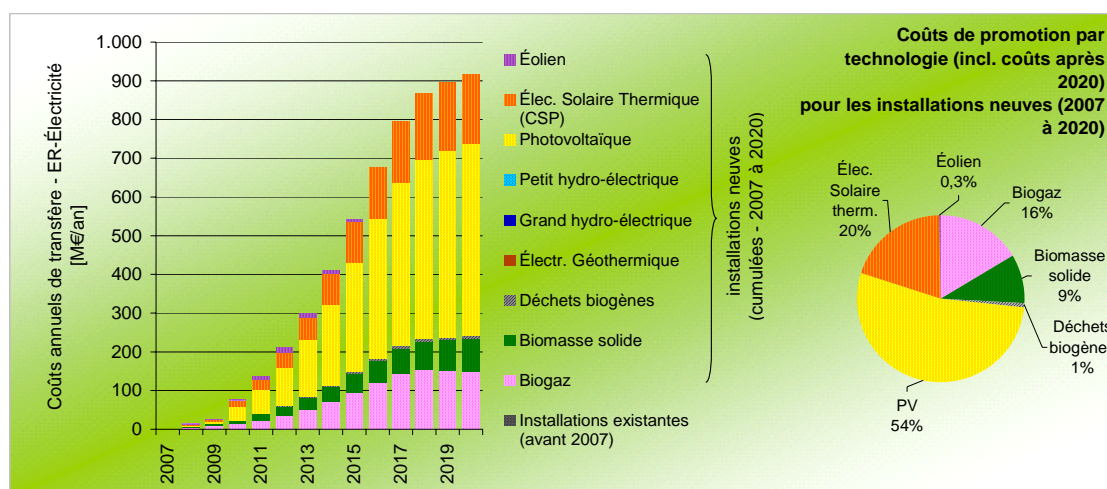


Figure 4-13: Coûts de l'expansion des ER selon le scénario "Stratégie Solaire" (cas des prix fixes) : Développement des coûts de promotion de 2007 à 2020 (à gauche) ainsi que ventilation des coûts cumulés (escomptés) par technologie (à droite) (secteur électrique)

¹¹⁷ Comme dans les cas précédents, les chiffres sont calculés pour un système à prix fixe comme instrument de politique énergétique. Ils servent seulement à illustrer l'ordre de grandeur. Pour une comparaison des instruments on renvoie le lecteur à la section suivante qui présente l'analyse coûts-bénéfices.

¹¹⁸ Les coûts totaux comprennent aussi les coûts après la période considérée de 2007 à 2020, c'est dire pour la période après 2020.

E. Expansion des ER dans les secteurs de la chaleur et du transport

Comme mentionné dans l'introduction de ce chapitre l'expansion des ER dans les secteurs de la chaleur et du transport sera discuté dans la section présente. Les résultats qui sont compilés dans la Tableau 4-5 montrent la comparaison des résultats principaux en provenance des quatre scénarios pour la chaleur renouvelable et les biocarburants.

Tableau 4-5: ER dans les secteurs de la chaleur et du transport : expansion et coûts de promotion résultants

Comparaison des scénarios - L'expansion des ER à moyen terme au Maroc		"Potentiel réalisable économique (BAU)"	"À moindre coûts"	"Portefeuille équilibré"	"Stratégie Solaire"
ER-Chaleur - Expansion jusqu'en 2020					
ER - Production de Chaleur					
Production de chaleur en 2006	[TWh]	0,15	0,15	0,15	0,15
Production de chaleur en 2010	[TWh]	0,15	0,35	0,36	0,35
Production de chaleur en 2015	[TWh]	0,15	1,24	1,24	1,24
Production de chaleur en 2020	[TWh]	0,36	1,65	1,71	1,70
Solaire thermique - Production de Chaleur					
Production de chaleur en 2006	[TWh]	0,15	0,15	0,15	0,15
Production de chaleur en 2010	[TWh]	0,15	0,35	0,35	0,35
Production de chaleur en 2015	[TWh]	0,15	1,12	1,12	1,12
Production de chaleur en 2020	[TWh]	0,36	1,36	1,36	1,36
ER-Chaleur - Coûts de Promotion					
Solaire thermique - Incitations spécifiques					
Coûts spécifiques de promotion en 2010	[€/MWh _{ER}]	0,0	0,6	0,6	0,6
Coûts spécifiques de promotion en 2015	[€/MWh _{ER}]	0,0	0,6	0,6	0,6
Coûts spécifiques de promotion en 2020	[€/MWh_{ER}]	0,0	0,6	0,6	0,6
Solaire thermique - Coûts de promotion annuels					
Coûts de promotion en 2010	[M€]	0,0	0,9	0,9	0,9
Coûts de promotion en 2015	[M€]	0,0	0,9	0,9	0,9
Coûts de promotion en 2020	[M€]	0,0	0,9	0,9	0,9
Biocarburants - Expansion jusqu'en 2020					
Biocarburant production					
Production de biocarburants en 2006	[TWh]	0,000	0,000	0,000	0,000
Production de biocarburants en 2010	[TWh]	0,000	0,001	0,001	0,003
Production de biocarburants en 2015	[TWh]	0,000	0,006	0,007	0,013
Production de biocarburants en 2020	[TWh]	0,000	0,012	0,013	0,020
Biocarburant - Coûts de Promotion					
Biocarburants - Incitations spécifiques					
Coûts spécifiques de promotion en 2010	[€/MWh _{ER}]	0,0	19,7	19,9	30,1
Coûts spécifiques de promotion en 2015	[€/MWh _{ER}]	0,0	18,8	19,1	30,2
Coûts spécifiques de promotion en 2020	[€/MWh_{ER}]	0,0	18,2	18,8	28,8
Biocarburants - Coûts de promotion annuels					
Coûts de promotion en 2010	[M€]	0,0	1,0	1,2	3,1
Coûts de promotion en 2015	[M€]	0,0	6,4	6,6	12,8
Coûts de promotion en 2020	[M€]	0,0	12,4	13,0	20,5

Dans le **secteur de la chaleur** en accord avec les potentiels réalisables, deux technologies ER ont de l'importance. C'est d'un coté la cogénération dans le domaine de

la biomasse et des déchets biogènes, qui dépend des incitations introduites pour la part d'électricité, ainsi que la **production solaire thermique de chaleur et d'eau chaude**. Une première vue sur le solaire thermique (basse température) montre que cette option technologique est économique sous les conditions cadre, en particulier le rendement solaire élevé au Maroc. Moyennant des faibles incitations du marché – des subventions de l'ordre de 5 % des coûts d'investissements – et des mesures de marketing adéquates pour faire connaître mieux cette technologie on pourra réaliser le potentiel à moyen terme. Décisive semble aussi être la chance importante qu'offre cette technologie pour créer une industrie nationale. Il paraît anachronique qu'un pays comme le Maroc avec de telles ressources devraient importer les capteurs solaires à plus de 95 % aujourd'hui. Des systèmes sur la base de concepts technologiques simples paraissent suffisants pour fournir le service énergétique nécessaire - c'est-à-dire la préparation d'eau chaude – vu le rendement solaire élevé que l'on observe au Maroc. Les volumes annuels de promotion à hauteur de 0,9 million € (dans la moyenne de la période considérée) semblent faibles en comparaison avec la production de chaleur de 1,36 TWh en 2020. Les coûts spécifiques de promotion ne sont que de l'ordre de 0,6 €/par MWh de chaleur produite.

Pour les **biocarburants** la comparaison des scénarios montre des résultats plus contrastés : on observe une forte dépendance de la production vis-à-vis des subventions accordées. Seulement des subventions à l'investissement assez élevées (20 % dans le scénario "Stratégie Solaire") en combinaison avec des réduction de taxes (30 €/MWh dans la variante "Stratégie Solaire") permettent de réaliser le potentiel à un degré substantiel. Si on diminue les incitations, l'expansion qui en résulte se trouve réduite (Tableau 4-5).

Section 2 Analyse coûts-bénéfices

Les résultats clés de la modélisation seront ensuite soumis à une analyse comparative dans le cadre des quatre scénarios de développement décrits :

- le scénario „Business as usual“, sans aucune incitation,
- le scénario „À moindres coûts,
- le scénario „Portefeuille équilibré“, ainsi que
- le scénario ambitieux "Stratégie Solaire“.

L'analyse s'intéresse d'abord à la **production d'énergie obtenue pour chaque scénario**, qui est présentée de façon comparative dans la Figure 4-14 pour la période 2006 à 2020. Les résultats illustrés dans le graphique ne concernent que le secteur de l'électricité. Car dans les autres secteurs (chaleur, transports), l'influence des variations dans les scénarios est nettement moindre (pour ce qui est du solaire thermique basse température en particulier, dont tous les scénarios envisagent l'ouverture du marché). Ces résultats montrent que les efforts renforcés dans le cadre des scénarios „Portefeuille équilibré“ et „Stratégie Solaire“ conduisent à un développement notablement accru des

ER. Ce développement accru résulte des ambitions élevées posées pour chaque filière : dans ces scénarios c'est l'ensemble des technologies d'ER qui entrent en action, contrairement au scénario „À moindres coûts“ où seules les technologies les plus rentables sont développées, c'est-à-dire l'éolien et les options Biogaz à moindre coût (gaz des décharges contrôlées et des stations d'épuration). La Figure 4-15 présente la répartition du développement des ER entre les différentes technologies. Ce graphique illustre de façon détaillée et pour chaque technologie la production d'électricité en 2020, qui résulte des installations nouvelles mises en service entre l'année 2007 et l'année 2020.

La contribution des ER à la couverture de la demande d'électricité est illustrée dans la Figure 4-16. La production totale d'électricité à partir d'énergies renouvelables est ici mise en relation avec la demande totale d'électricité, et ce pour les années 2010, 2015 et 2020. Afin d'obtenir des résultats comparables, on a retenu une évolution identique de la demande pour tous les cas étudiés – conformément au scénario de référence. Dans l'hypothèse où l'on opte pour un développement ambitieux des ER, la contribution des ER pourrait atteindre environ 42 % en 2020 (scénario „Stratégie Solaire“), ce qui correspond à un quadruplement par rapport à la situation initiale (9 % en 2006). Si des mesures d'efficacité énergétique étaient également adoptées, avec le même niveau de développement des ER en chiffres absolus cette contribution s'élèverait à environ 51 %.

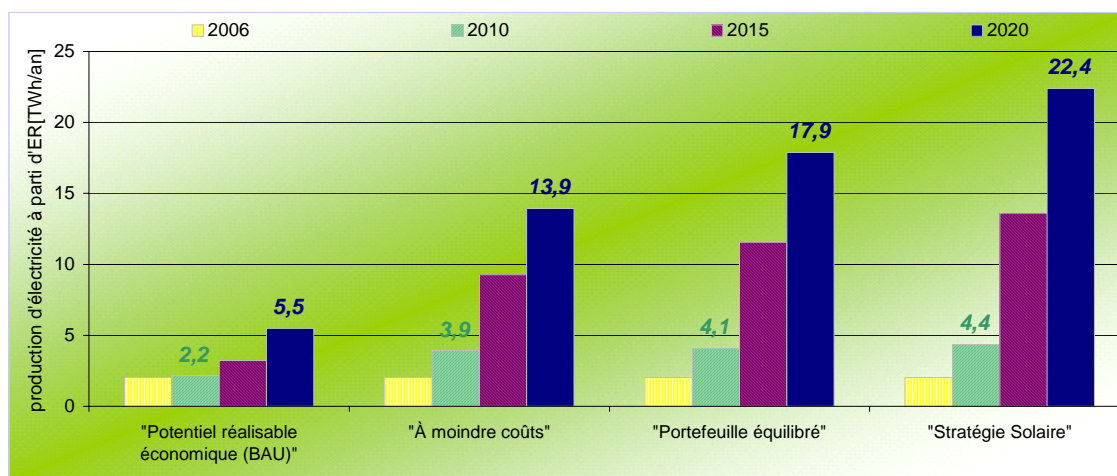


Figure 4-14: Comparaison des scénarios : Croissance de la production d'énergie à partir de sources d'ER pour la période 2006 à 2020 (secteur électrique)

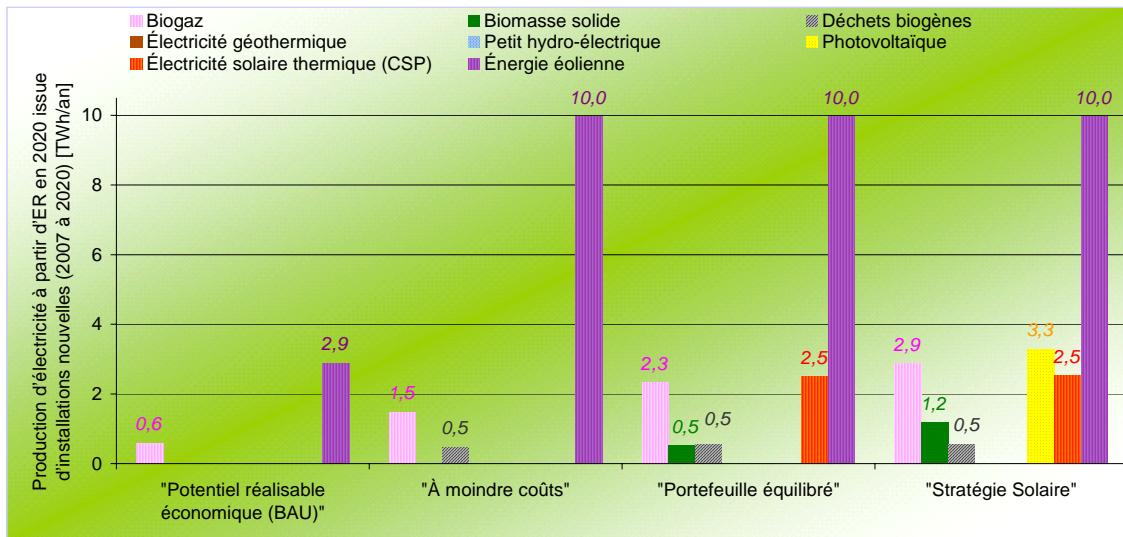


Figure 4-15: Comparaison des scénarios : Production par technologies et en 2020 d'énergie issue des nouvelles installations mises en service durant la période 2007-2020 (secteur électrique)

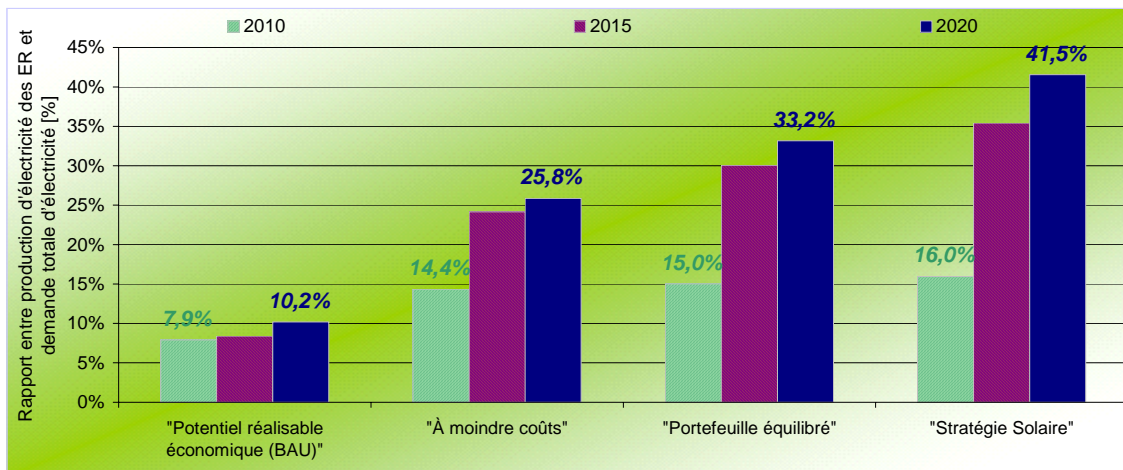


Figure 4-16: Comparaison des scénarios : Evolution de la contribution des ER à la couverture de la demande totale en électricité pour la période 2010 à 2020

Le thermique solaire prend un rôle central dans le secteur de la production de chaleur. De façon tout à fait remarquable, cette technologie se développerait selon les modèles presque sans aucun soutien financier, dès lors que les prix des énergies conventionnelles sont élevés, comme cela est présupposé dans le scénario de référence. Cela souligne l'importance d'adopter des mesures d'accompagnement, afin tant d'accélérer la diffusion de cette technologie (comme des campagnes marketing) que de réduire les barrières à l'introduction sur le marché.

Dans le secteur des transports au contraire, les biocarburants s'avèrent clairement dépendants du soutien financier. Toutefois, la contribution des biocarburants à la couverture des besoins en énergie apparaît en ordre de grandeur plus faible que ce qui a été évoqué pour la production d'électricité à partir d'ER.

Il est évident que le développement des ER entraîne des coûts. Les **coûts directs de promotion** des ER seront maintenant au cœur de l'analyse comparative. Comme

discuté dans une section antérieure, ces coûts directs comprennent toute sorte de dépense financière directement liée au soutien accordé pour la création ou l'exploitation d'une installation fonctionnant avec des ER. Le terme *coûts directs* signifie que les coûts engendrés par d'éventuelles dépenses administratives supplémentaires, de même que les coûts externes des énergies renouvelables ou des énergies fossiles évitées, ne sont pas pris en considération.

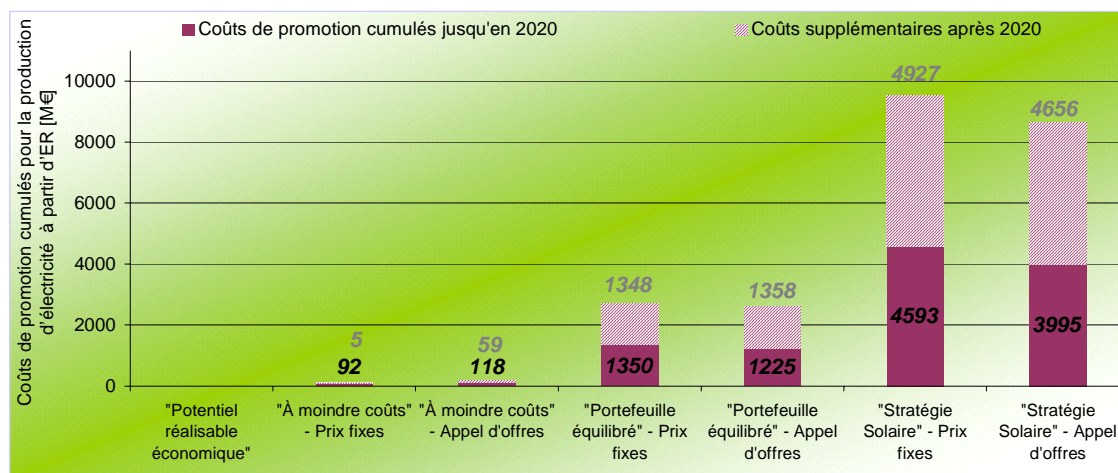


Figure 4-17: Comparaison des scénarios : Coûts de promotion cumulés (escomptés) liés aux nouvelles installations mises en service durant la période 2007 à 2020 (secteur électrique)

La Figure 4-17 montre les dépenses de promotion liées aux installations nouvelles d'ER mises en service durant la période 2007 à 2020 pour tous les cas envisagés. Comme il a été mentionné ci avant, l'instrument des tarifs de rachat sera comparé avec celui des appels d'offres. Les données indiquées ne comprennent pas seulement les coûts survenant durant la période 2007 à 2020 considérée, mais également les coûts éventuellement induits pour la période ultérieure comme ceux liés aux tarifs de rachat. Les coûts sont nettement augmentés dans l'hypothèse d'efforts renforcés, mais ils sont principalement imputables au photovoltaïque ainsi qu'au solaire thermique pour la production d'électricité (CSP). Si l'on compare le scénario „À moindres coûts“ avec celui du „Portefeuille équilibré“, 65% des coûts supplémentaires sont engendrés par la CSP. Les coûts supplémentaires restant résultent d'une utilisation intensifiée du biogaz, en particulier des options plus coûteuses dans le domaine de l'agriculture, ainsi que du développement de la biomasse et de la production d'électricité à partir de déchets organiques. Le développement du photovoltaïque entraînerait une augmentation considérable des coûts. Cette technologie, particulièrement porteuse d'avenir, représente une option très chère au jour d'aujourd'hui. C'est ce que montre clairement le scénario „Stratégie Solaire“, dans lequel interviennent des surcoûts importants par rapport aux autres cas illustrés.

La Figure 4-18 représente les coûts de promotion par technologies. Cette figure montre en détail et pour chaque technologie d'ER les coûts de promotion cumulés (escomptés) liés aux nouvelles installations mises en service durant la période 2007 à 2020 dans le secteur de la production d'électricité ; pour ce faire elle indique un prix moyen pro MWh produit à partir d'ER spécifique à chaque technologie. Les différences de coûts

selon les options technologiques d'ER disponibles sont ainsi mises en évidence, ce qui explique bien la nécessité d'un aménagement des incitations spécifique à chaque technologie.

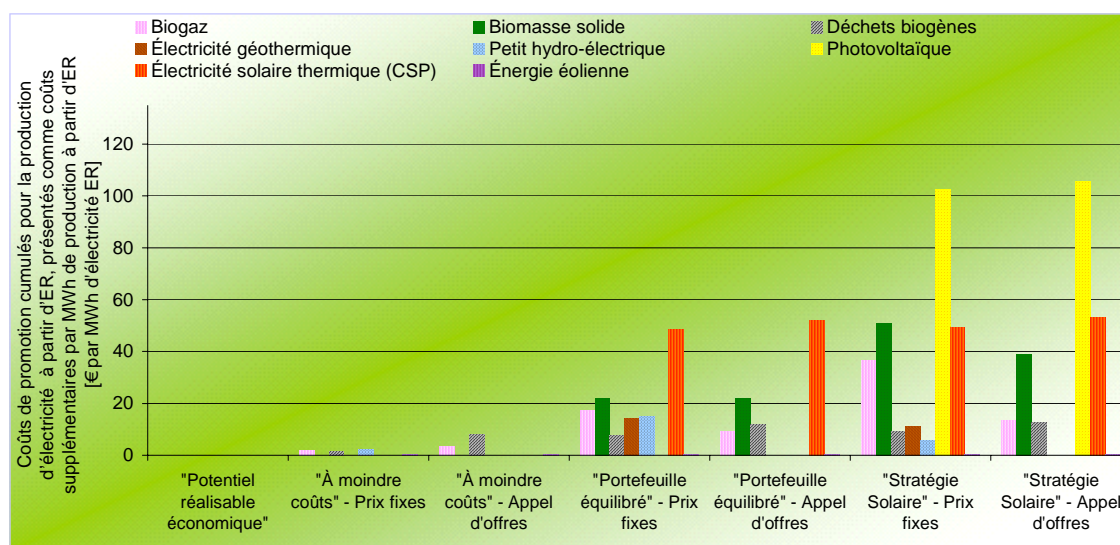


Figure 4-18: Comparaison des scénarios : répartition par technologies des coûts de promotion cumulés (escomptés) liés aux nouvelles installations mises en service durant la période 2007 à 2020 (secteur électrique), présentés comme coûts moyen supplémentaire par MWh de production d'électricité renouvelable

L'analyse des instruments de politique énergétique laisse apparaître un léger avantage au niveau des coûts pour les appels d'offres par rapport aux tarifs de rachat. Sauf dans le scénario „À moindres coûts“, dans lequel, en raison du développement modeste des ER, le risque d'investissement, qui est légèrement plus élevé en cas d'appel d'offres à cause des incertitudes quant à l'attribution effective de la concession, est considéré comme décisif. Il faut noter que les avantages des appels d'offres en termes de coûts identifiés par les modèles présupposent un marché fonctionnant bien, dans lesquels d'éventuels monopoles existants n'engendrent aucune distorsion, comme il a déjà été mentionnés dans la présentation des hypothèses du modèles.

La Figure 4-19 fournit des indications quant à l'évolution sur la durée des transferts de fonds opérés par la société ou les consommateurs afin de couvrir les coûts de promotion illustrés dans les figures précédentes, en relation avec la consommation totale. La mise en relation avec la consommation totale de chaque secteur donne un ordre de grandeur pour la charge qui en résulte pour la société. Lorsqu'on ne prend en considération que des options à moindres coûts, les surcoûts engendrés sont marginaux, ainsi que l'illustre l'évolution de la majoration de prix dans le scénario „À moindres coûts“. Pour chaque MWh d'électricité consommé, il en résulte une majoration de prix de l'ordre de 0,2 €. En limitant le développement des options les plus onéreuses comme le thermique solaire pour la production d'électricité, il est possible de réaliser un développement substantiel des ER en lien avec l'introduction sur le marché de technologies innovantes d'ER, pour des coûts comparables à ceux engendrés communément par les interventions dans le marché de l'électricité. Il est intéressant de remarquer que même dans le cas où

un développement ambitieux des ER est choisi, comme dans le scénario „portfolio équilibré“, on constate pour les dernières années modélisées une diminution de la charge financière liée aux tarifs de rachat, qui résulte notamment de la réduction des dépenses nécessaires grâce à la maturité du marché atteinte et à la croissance de la demande.

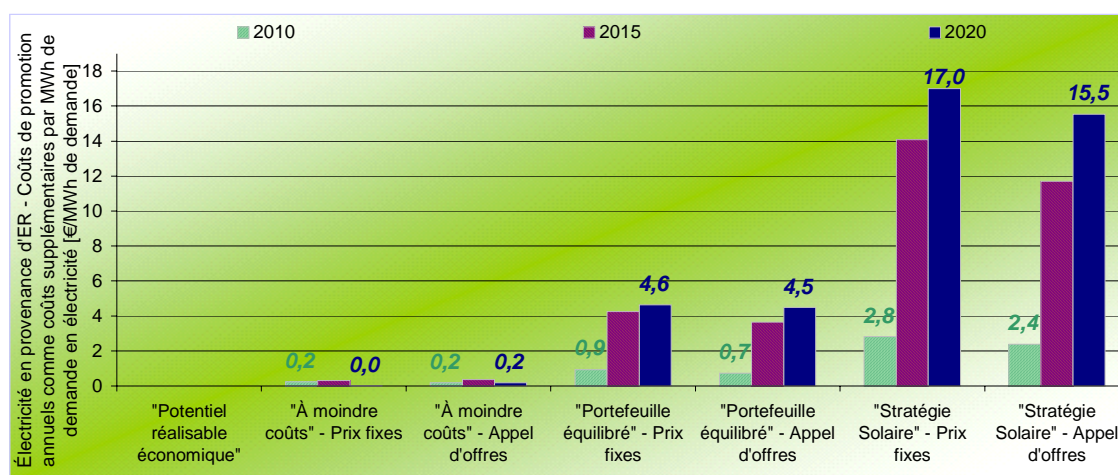


Figure 4-19: Comparaison des scénarios : Evolution de la majoration de prix nécessaire par MWh de consommation totale pour lever les volumes de fonds requis (secteur électrique)

La contribution des ER à la protection du climat et à la sécurité de l’approvisionnement sont des exemples des **aspects positifs liés au développement des ER**. On relèvera également bien sûr ici le potentiel de création d’emplois, qui est souvent évoqué pour le secteur de la biomasse en lien avec une création de richesses accrue, mais qui n’est pas du tout négligeable pour d’autres technologies innovantes, dès lors seraient adoptées des mesures d’accompagnement en vue de la création d’industries nationales.

Dans le cadre de la comparaison des scénarios, l’aspect de **réduction des gaz à effet de serre** est pris en considération. Les réductions supplémentaires en émissions de CO₂ obtenues grâce au renforcement des ER durant la période 2006 à 2020 sont représentées pour les cas étudiés dans la Figure 4-20. Les réductions d’émissions imputables au secteur de la production d’électricité paraissent énormes en comparaison avec les secteurs de la production de chaleur et des transports. Ceci est dû en partie au développement massif des ER dans ce secteur mais également au niveau comparativement élevé des émissions spécifiques de référence dégagées lors de la production d’énergie fossile au Maroc. Si on associe une valeur de 10 € par tonne de CO₂ aux émissions évitées le scénario "Stratégie Solaire" représente des impacts évités de 180 millions d'Euro.

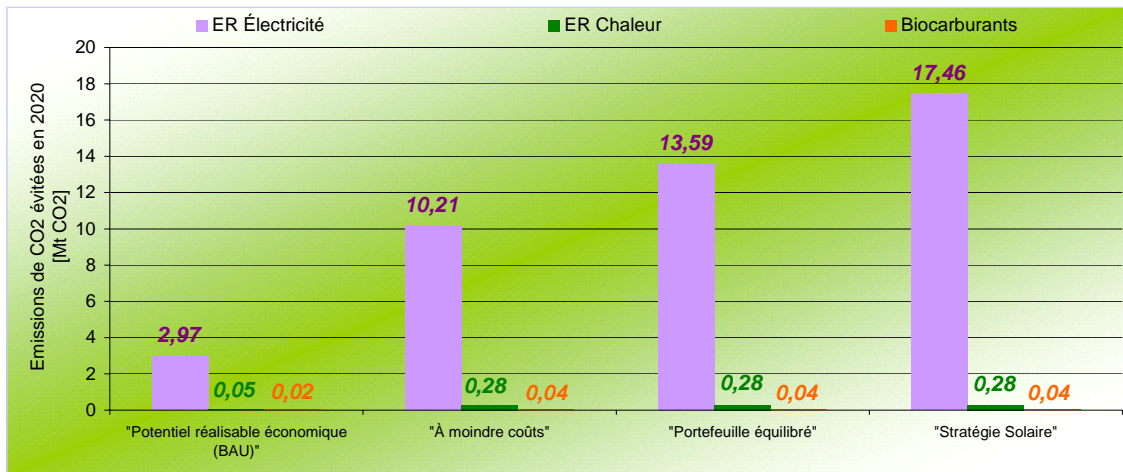


Figure 4-20: Comparaison des scénarios : Emissions de CO2 évitées en 2020 grâce aux nouvelles installations mises en service durant la période 2007 à 2020 (tous secteurs)

La comparaison des scénarios montre, comme il fallait s'y attendre, une augmentation des émissions évitées en fonction du degré d'ambition vis-à-vis des ER, car celle-ci est directement proportionnelle à la production d'ER. On remarquera enfin que la réduction des émissions va de pair avec la **diminution de la demande en énergie fossile**. Le profit monétaire qui en résulte du point de vue économique n'est en aucun cas à négliger.

Section 3 Comparaison qualitative des instruments (systèmes d'appel d'offres et systèmes de prix fixes de rachat)

Dans cette discussion qualitative et comparative des deux instruments financiers de promotion des ER à envisager au Maroc, on présentera d'abord les instruments (systèmes d'appel d'offres / systèmes de tarifs de rachat) et les expériences historiques avec ces instruments ; on abordera ensuite les critères à respecter pour leur conception et leur mise en œuvre.

A. Présentation des instruments (systèmes d'appel d'offres / systèmes de tarifs de rachat) et expériences historiques avec ces instruments

Les *procédures d'appel d'offres* sont orientées vers une capacité déterminée, soit en fonction de l'investissement attendu, soit en fonction de la production escomptée. Dans le premier cas, une offre est publiée portant sur l'installation d'une certaine capacité de production. Selon une procédure préalablement définie, les pétitionnaires les moins chers seront sélectionnés ; ils recevront des subventions à l'investissement correspondantes aux capacités de production installées. La procédure est analogue dans le second cas, où les pétitionnaires gagnants reçoivent cette fois une rémunération en fonction de la production pendant toute la durée du contrat. Des systèmes d'appel d'offres sont actuellement utilisés au Danemark et en France pour le domaine de l'éolien offshore. Au Royaume-Uni, où il a existé auparavant un système d'appel d'offres, celui-ci a été supprimé en 2002 en raison de son inefficacité. Le système d'appel d'offres en vigueur en Irlande a été récemment remplacé par un système de

tarifs de rachat, dans le but de réduire les coûts d'administration et de transaction et d'augmenter l'efficacité.

Les procédures d'appel d'offres souffrent de façon systématique du fait que, pour remporter le marché, les pétitionnaires déposent des offres trop basses qui en définitive ne permettent pas la réalisation des projets. Pour pallier à ce problème, il faut avoir préalablement défini des sanctions contractuelles en cas de non réalisation des projets. Dans ce cas, les investisseurs potentiels se voient contraints de prendre en compte des coûts supplémentaires induits par les risques, comme par exemple le risque que les coûts des installations augmentent d'ici à la réalisation du projet. C'est la raison pour laquelle un modèle d'appel d'offres peut tout compte fait s'avérer socialement plus coûteux qu'un modèle de prix fixes.

Le *système des prix fixes ou tarifs de rachat garantis* est l'instrument de loin le plus employé pour soutenir financièrement le développement des ER dans le secteur électrique. Il est utilisé dans 18 des 25 pays européens ainsi que dans d'autres pays (Chine, Ontario/Canada). Les tarifs de rachats garantis permettent aux producteurs indépendants d'introduire, pendant une certaine période, de l'électricité dans le réseau de distribution à un tarif garanti. Ces tarifs sont déterminés de façon théorique en fonction des coûts marginaux de production et sont fixés administrativement. Le tarif de rachat, en garantissant aux producteurs indépendants un revenu fixe pendant une période déterminée, présente l'avantage de minimiser leur risque financier. Par rapport aux autres instruments existants, les tarifs de rachat se caractérisent par une grande effectivité ainsi que par des rentes de producteurs réduites et des coûts de transaction et d'administration modérés (efficience statique). La réduction des rentes est obtenue grâce à la fixation du montant de la subvention en fonction de la technologie et de son seuil de rentabilité spécifique et grâce à la diminution annuelle des tarifs en lien avec les progrès technologiques dans les différentes filières. La spécificité de la subvention combinée à la dégression des tarifs permet d'avoir un instrument dynamique très efficient. Parallèlement aux systèmes des tarifs de rachat il existe également des systèmes de primes dans lesquels le producteur reçoit le prix conventionnel de l'électricité auquel vient s'ajouter une prime fixe de rachat.

Quasiment tous les pays qui ont développé avec succès les énergies renouvelables comme l'énergie éolienne, le photovoltaïque et le Biogaz, ont utilisé des systèmes de tarifs de rachat garantis. C'est notamment le cas du Danemark, de l'Allemagne et de l'Espagne, pays dans lesquels l'énergie éolienne prend la plus grande part dans la production nationale et qui ont exclusivement recourus aux tarifs de rachat pour promouvoir l'énergie éolienne. Plusieurs études scientifiques ainsi que des travaux de la Commission Européenne concluent par ailleurs que les systèmes de tarifs de rachat se caractérisent à la fois par une très grande efficacité et une minimisation des coûts liés à la promotion des ER.

B. Critères essentiels relatifs à la conception et à la mise en œuvre des instruments financiers de promotion

1. Critères généraux

- Il est souhaitable de promouvoir un portefeuille varié de technologies d'ER, qui comprenne des options à coûts moindres, des centrales hydrauliques modernisées et des technologies encore éloignées du seuil de rentabilité économique, telles que le solaire thermique pour la production d'électricité. L'efficacité statique du dispositif de promotion sera ainsi améliorée par le soutien aux options technologiques à moindres coûts tandis que son efficacité dynamique sera augmentée par un soutien précoce à de nouvelles technologies.
- Des objectifs à long terme suffisamment ambitieux en termes de développement des ER sont nécessaires pour garantir la sécurité des investissements.
- L'accès aux marchés électriques doit pouvoir s'exercer de façon neutre et transparente.
- Pour le producteur, l'intérêt financier doit être plus important que les coûts marginaux de production ; en cas de systèmes d'appel d'offres il y a lieu de tenir compte du montant des pénalités contractuelles.
- Le soutien financier est apporté à une installation pour une durée limitée (10 à 20 ans, en fonction du montant des subsides).
- Le soutien financier n'est accordé qu'aux installations nouvelles.
- L'instrument devrait minimiser l'abus de position dominante et garantir une compatibilité suffisante avec les marchés électriques conventionnels.
- Il convient de maintenir l'instrument en vigueur pendant une durée suffisamment longue (pas de stop and go) afin de garantir un horizon de planification stable pour les investisseurs.

2. Critères spécifiques pour les tarifs de rachat

- Le tarif devrait être fixé pour une durée suffisamment longue afin de réduire le risque d'investissement (10 à 20 ans, en fonction du montant des subsides).
- Il convient d'employer des tarifs spécifiques à chaque technologie, afin de réduire les rentes des producteurs.
- Pour encourager le progrès technologique et la réduction des coûts, il faut prévoir un ajustement dynamique des tarifs défini au préalable dans des dispositions légales ou réglementaires claires et transparentes, en fonction du taux d'apprentissage de la technologie – par exemple diminution annuelle des tarifs de x% par rapport aux tarifs de l'année précédente. Les tarifs réajustés s'appliqueraient aux installations nouvelles, les installations existantes bénéficiant du schéma tarifaire défini lors de leur création.

- Les rentes des producteurs ainsi que les coûts de transfert supportés par la société peuvent être réduits de façon adéquate par des tarifs de rachat échelonnés, en fonction de chaque technologie.

3. Critères spécifiques pour les procédures d'appel d'offres

- Pour chaque technologie, les procédures d'appel d'offres devraient se succéder périodiquement et selon un rythme défini à l'avance et juridiquement contraignant.
- Les appels d'offres devraient être spécifiques à chaque technologie et porter sur une capacité suffisante. Les capacités à installer sont définies en fonction des objectifs de développement à long terme propres à chaque technologie. Lorsque les appels d'offre portent sur des capacités sont trop basses, les coûts de transaction augmentent. Les appels d'offre portant sur des capacités trop grandes augmentent le risque de comportement stratégique.
- Les pétitionnaires sont mis en concurrence sur le montant des subsides et reçoivent une rétribution pour les quantités d'électricité à introduire correspondante à leur offre.
- Il faut s'assurer de la cohérence de la procédure avec d'autres secteurs politiques : les modalités de l'offre ne doivent pas aller à l'encontre de la planification urbaine par exemple.
- Chaque appel d'offre fixe les délais à respecter pour la construction et la mise en service des installations. En cas de dépassement, des amendes doivent être payées.

Ceci afin d'éviter la non réalisation des projets due à des offres trop basses.

La création d'un marché suffisamment grand est un critère essentiel pour une mise en oeuvre réussie de cet instrument. La concurrence et un niveau élevé d'efficacité économique seront atteints grâce à l'existence d'un grand nombre de fournisseurs. Cela suppose une pratique continue, transparente et neutre d'émission des appels d'offres, qui devrait être confiée à une institution administrative indépendante.



gtz

Partie 5 Concept

Marion Lefèvre, DEA, LL.M.

Prof. Dr. Gerhard Roller (coordinateur, I.E.S.A.R, FH-Bingen)

Dr. Wolfgang Eichhammer (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer Gesellschaft, ISI)

Dr. Gustav Resch, Technische Universität Wien

Said Mouline (DIESE Consulting)

Partie 5

Proposition d'un concept pour la promotion et le développement des ER au Maroc

Dans les parties précédentes de l'étude, la demande, le potentiel, les incitations et les obstacles d'ordre environnemental, institutionnel, juridique, socio-économique au développement des ER ont été analysés. Différents scénarios de financement et les deux principaux instruments économiques susceptibles d'être utilisés pour soutenir le développement des ER au Maroc ont également été examinés. En s'appuyant sur les résultats de ce travail, la présente partie a pour objet de proposer un concept pour la promotion et le développement des ER adapté à la situation du Maroc. Ce concept consiste en la définition des choix stratégiques (Chapitre 1) et en la proposition d'un programme d'actions (Chapitre 2).

Chapitre 1 Choix stratégiques et principaux axes d'action

Section 1 Choix stratégiques sur les filières et scénarios

Les différents scénarios discutés dans la Partie 4 de cette étude ont montré que les objectifs que le Gouvernement Marocain poursuit peuvent être atteints et même, dans les scénarios « Portefeuille équilibré » et « Stratégie solaire » largement dépassés. Cependant, pour arriver à ces fins, des engagements sérieux doivent être pris et des instruments efficaces mis en œuvre.

Le Tableau 5-1 récapitule pour les différents scénarios les coûts et bénéfices à prendre en compte dans la décision stratégique sur les filières et les scénarios.

A. A écarter : le scénario « business as usual »

En l'absence de toute incitation, c'est-à-dire dans l'optique du scénario « business as usual » ou « potentiel économiquement réalisable », on assistera à un développement minimal des énergies renouvelables destinées à la production d'électricité cantonné à deux filières, le biogaz d'abord, puis l'éolien à partir de 2013. En 2020, la contribution des ER à la satisfaction de la demande en électricité sera de 10,2 %, donc à peine supérieure à son niveau actuel (9,2 %). Dans le secteur de la production de chaleur, la contribution du solaire thermique basse température entre 2007 et 2015 stagnera à son niveau actuel (0,04 TWh) pour finalement atteindre 0,22 TWh en 2020, tandis que dans le secteur des transports, les biocarburants ne se développeront pas. Les bénéfices liés aux externalités évitées sont réduits et les impacts en termes d'emploi très faibles.

La comparaison coûts-bénéfices montre que le scénario « business as usual » n'est intéressant ni en termes de production ni en termes strictement économiques, quand on le compare avec le scénario « à moindres coûts » qui conduit en 2020 à une production plus que doublée pour des bénéfices en termes de coûts externes évités eux aussi plus que doublés, qui sont sans commune mesure avec l'effort modéré consenti en termes de financement.

B. A envisager dans le court terme : les scénarios « à moindres coûts » et « à portefeuille équilibré »

Eu égard à son potentiel et aux circonstances actuelles, le scénario « à moindres coûts » représente une hypothèse basse pour une politique volontaire de développement des ER au Maroc, tandis que le scénario « à portefeuille équilibré » représente quant à lui une hypothèse déjà élevée. Ces deux scénarios balisent par le bas et par le haut le spectre des scénarios qui paraissent les plus pertinents pour le Maroc à l'heure actuelle, avec entre les deux toute une série de variantes intermédiaires à envisager.

Tableau 5-1 – Tableau récapitulatif des coûts et bénéfices pour les différents scénarios

Scénarios	Production [TWh/an]		Coûts externes évités million €/an		Coûts CO ₂ évités million €/an ¹⁾	Coûts de transfert 2007/2020 million €/an		Emplois milliers	Emplois milliers
	2010	2020	2010	2020	2020	maximum	moyen	2010	2020
Potentiel réalisable économique	2,2	5,5	39	98	30	0	0	577	4.168
À moindre coûts	3,9	13,9	69	247	105	19,5	8,3	3.678	10.944
Portefeuille équilibré	4,1	17,9	73	318	140	250	132	4.325	12.529
Stratégie solaire	4,4	22,4	78	399	180	917	451	4.465	16.818
Potentiel réalisable	4,6	24,7	82	439	198	-	-	7.633	63.061
Variante à éolien renforcé ²⁾	5	33,7	89	600	264	250	132	7.633	121.089

¹⁾ inclus dans le total des coûts externes (mais sur la base d'une méthodologie différente)

²⁾ basé sur le scénario "à portefeuille équilibré"

Tableau 5-2 – Parc de production thermique du Maroc (2005)

Parc de production thermique du Maroc (2005)

	Production en GWh	Part du total	Coûts externes (€/MWh)
PRODUCTION THERMIQUE	17540	100%	18
CHARBON	12731	73%	18
• JLEC	10028	57%	
• C.T. Mohammedia	1641	9%	
• C.T. Jérada	1062	6%	
FUEL-OIL	2803	16%	26
• C.T. Mohammedia	1248	7%	
• C.T. Kénitra	1100	6%	
• Turbines à gaz	398	2%	
• Groupe Diesel	58	0%	
• Gasoil	3	0%	
GAZ NATUREL (CC TAHADDART)	2003	11%	5

Dans le scénario « à moindres coûts », l'objectif de 20 % d'électricité produite à partir d'ER en 2012 peut presque être atteint. Dans ce scénario comme dans celui « à portefeuille équilibré », l'Etat doit prendre des mesures fiscales incitatives, mais les coûts supplémentaires sont très faibles et ne dépassent pas à 0,02 centimes d'Euro par kWh produit. Ils sont largement inférieurs aux coûts externes évités, sans compter les impacts positifs sur l'emploi. Le solaire thermique pour la production de chaleur pourra déjà dans ce scénario réaliser tout son potentiel (1,36 TWh en 2020) et la contribution des biocarburants ne serait pas négligeable (0,012 TWh en 2020). Les inconvénients de ce scénario résident notamment dans le nombre restreint de filières développées pour la production d'électricité (énergie éolienne, biogaz et déchets biogènes) et dans le fait qu'il s'agit des filières qui ont comparativement un haut niveau de maturité économique et pour lesquelles le marché mondial est déjà bien développé. Dans ces conditions, il serait difficile pour le Maroc de jouer un rôle régional ambitieux sur le marché des énergies renouvelables (bien que ce ne soit pas complètement impossible dans le cas d'une stratégie éolienne focalisée sur les exportations de la technologie dans la région comme le montre l'exemple de l'Inde qui a été capable de créer sa propre industrie malgré l'avance d'autre pays comme le Danemark ou l'Allemagne). Par ailleurs, des technologies à fort potentiel qui pourraient s'avérer très intéressantes à moyen et long terme, telles que les technologies solaires, sont complètement écartées de la stratégie de développement. Il en résultera un certain retard industriel et technologique du pays dans ces filières.

Dans un scénario « Portefeuille équilibré » les efforts consentis par l'Etat ou la collectivité doivent être plus importants : les coûts supplémentaires s'élèvent à 0,48 centimes d'Euro par kWh. Cependant, dans ce scénario, 30 % de la demande en électricité peuvent être satisfaite par des ER en 2015 et les technologies développées sont plus variées : aux trois filières du scénario « à moindres coûts » (énergie éolienne, biogaz et déchets biogènes) viennent s'ajouter le solaire thermique haute température (CSP) et la biomasse solide. Le solaire thermique pour la production de chaleur réalisera tout son potentiel (1,36 TWh en 2020) et la contribution des biocarburants ne sera pas négligeable (0,013 TWh en 2020). Les coûts externes évités sont augmentés de presque un tiers par rapport au scénario « à moindres coûts ».

Entre ces deux scénarios, plusieurs variantes pourraient être envisagées, selon le niveau de soutien apporté à la filière du solaire thermique pour la production d'électricité et le niveau de priorité donné à l'énergie éolienne.

C. Une option à l'avenir : le scénario « Stratégie solaire »

Le scénario « Stratégie solaire » engendrera des coûts importants. Toutefois, le gains seront aussi importants : A l'horizon 2020, 41,5 % de la demande en électricité pourront être satisfaits par les ER. A l'exception du grand hydro-électrique et de la géothermie, toutes les filières d'ER pour la production d'électricité seront développées. Le solaire thermique pour la production de chaleur réalisera tout son potentiel (1,36 TWh en 2020) et la contribution des biocarburants atteindrait son niveau maximum (0,020 TWh en 2020). Ainsi ce scénario contribue de manière significative à l'indépendance

énergétique du pays, et les effets sur l'environnement et surtout sur l'emploi seront beaucoup plus importants que dans les autres scénarios.

Section 2 Modalités des instruments

Pour ce qui est de la production d'électricité, en raison des arguments qui ont été présentés dans la Partie 4, nous préconisons un système de tarifs de rachat garantis plutôt qu'un système d'appel d'offres. Pour les secteurs de la chaleur et des transports, des subventions à l'investissement et des réductions fiscales sont à mettre en place.

Les modalités concrètes du système financier d'accompagnement dépendront bien sûr des choix stratégiques faits en termes de filières et de scénarios. A titre indicatif, le Tableau 5-3 résume les modalités des instruments retenus dans les différents scénarios.

Tableau 5-3 – Modalités des instruments financiers de soutien dans les scénarios

Comparaison des instruments financiers de soutien	Scénario "moindres coûts"		Scénario "portefeuille équilibré"		Scénario "stratégie solaire"	
ER pour la production d'électricité						
Tarifs de rachat garantis						
<u>Critères généraux</u>						
Durée de la subvention (en années)	15		15		15	
Prime (par rapport au prix du marché)	Non		Non		Non	
Valable pour :	Installations nouvelles		Installations nouvelles		Installations nouvelles	
Inflation corrigée	Oui		Oui		Oui	
<u>Tarifs de rachat par technologie et dégression annuelle</u>	Tarif 2007	Dégression annuelle	Tarif 2007	Dégression annuelle	Tarif 2007	Dégression annuelle
	[€/MWh]	[%/a]	[€/MWh]	[%/a]	[€/MWh]	[%/a]
Biogaz						
Biogaz agricole	65,00	-0,25%	95,00	-0,25%	133,75	-0,25%
Gaz des décharges	60,00	-0,25%	65,00	-0,25%	70,00	-0,75%
Gaz des stations d'épuration	65,00	-0,25%	75,00	-0,25%	82,50	-0,50%
Biomasse solide						
Plantes à utilisation énergétique	65,00	-0,25%	105,00	-0,25%	143,75	-0,25%
Résidus agricoles	65,00	-0,25%	95,00	-0,25%	133,75	-0,25%
Déchets biogènes	65,00	-0,25%	75,00	-0,25%	82,50	-1,00%
Géothermie pour la production électrique	65,00	-0,25%	85,00	-0,25%	85,00	-0,50%
Grande hydraulique	60,00	-0,25%	65,00	-0,25%	65,00	-0,25%
Petite hydraulique	65,00	-0,25%	85,00	-0,25%	70,00	-0,25%
Photovoltaïque	65,00	-0,25%	105,00	-0,50%	267,50	-2,75%
Solaire thermique pour la production électrique	65,00	-0,25%	145,00	-1,00%	155,00	-1,75%
Energie éolienne	57,50	-0,125%	57,50	-0,125%	57,50	-0,125%
ER pour la production de chaleur						
<i>Solaire thermique basse température</i>						
Subventions à l'investissement	[%]		[%]		[%]	
Part de la subvention dans les coûts d'investissement (en pourcents %)	2,5	Pas de dégression	2,5	Pas de dégression	2,5	Pas de dégression
Biocarburants						
<i>Biodiesel, Bioethanol</i>						
Subventions à l'investissement						
	[%]		[%]		[%]	
Part de la subvention dans les coûts d'investissement (en pourcents %)	5	Pas de dégression	10	Pas de dégression	20	Pas de dégression
Réductions d'impôt (pour les activités de production)	Subvention 2007	Dégression annuelle	Subvention 2007	Dégression annuelle	Subvention 2007	Dégression annuelle
	[€/MWh]	[%/a]	[€/MWh]	[%/a]	[€/MWh]	[%/a]
	5	-1%	10	-1%	20	-1%

Plusieurs précisions peuvent être apportées concernant le système de tarifs de rachat à mettre en place :

- Les tarifs de rachat pourraient être définis par rapport au tarif officiel de vente de l'électricité à la consommation (première tranche, de 0 à 100 kWh) de l'année de référence. Ce tarif est actuellement de 0,9010 Dh/kWh.
- L'année de référence pour le tarif est l'année de création de l'installation.
- Les critères généraux et les critères spécifiques définis pour les systèmes de tarifs de rachat dans la Partie 4 sont à respecter.

Section 3 Quatre principaux axes d'actions

Nous proposons quatre axes d'action principaux pour la future stratégie marocaine de développement des énergies renouvelables.

A. Lever les barrières à la participation des entreprises privées dans le développement des ER

Nous recommandons de ne pas s'appuyer exclusivement ou quasi exclusivement, comme c'est le cas aujourd'hui, sur l'ONE pour développer les ER au Maroc. Cette solution, expérimentée jusqu'à présent, n'a pas permis d'obtenir un véritable décollage économique et industriel des filières d'ER. Pour parvenir à ce décollage, il faut supprimer les barrières juridiques et économiques qui découragent les entreprises privées voire leur interdisent de participer au développement des ER.

Pour renforcer la participation des entreprises privées au développement des ER, plusieurs objectifs doivent être poursuivis :

- la suppression ou relèvement du seuil légal pour l'auto production d'électricité produite à partir d'ER ;
- l'ouverture du marché de la production d'électricité à partir d'ER à tout entrepreneur ;
- le raccordement au réseau électrique national des producteurs privés d'électricité.

Par ailleurs, des mesures fiscales et financières d'accompagnement doivent être mises en place ; ce point fait l'objet de l'axe 4 ci-après.

B. Renforcer l'encadrement des activités impliquant des ER

Nous recommandons de renforcer l'encadrement juridique des activités mettant en œuvre des ER afin de garantir que leur développement soit maîtrisé dans ses divers impacts, notamment environnementaux. C'est la condition sine qua non pour que le développement des ER soit durable et soutenu par la population marocaine.

Pour ce faire, il faudra renforcer les dispositifs juridiques permettant de planifier et de contrôler les activités mettant en œuvre des ER, qui sont :

- les règles et documents d'urbanisme ;
- les règlements et normes de construction ;
- la planification des activités et installations d'ER ;
- les règles relatives à l'étude d'impact sur l'environnement ;

- les règles relatives aux installations classées ou aux établissements insalubres, incommodes ou dangereux ;

et instaurer un contrôle administratif préalable du MEM sur les activités de production d'électricité à partir d'ER.

C. Renforcer le statut du CDER

Nous recommandons de renforcer le statut du CDER, qui depuis sa création en 1982, a été l'acteur principal de la promotion et du développement des ER au Maroc. Il y a un consensus parmi les acteurs pour considérer qu'il doit également à l'avenir jouer un rôle moteur dans la politique marocaine en faveur des ER, ce qui rend nécessaire une révision de son statut actuel qui a montré ses limites.

Les modifications à apporter au statut du CDER consistent en

- la redéfinition et l'élargissement des attributions ;
- la redéfinition et l'élargissement des modes de gestion ;
- la revalorisation substantielle des moyens matériels.

D. Assurer un financement pérenne et incitatif des ER

Le Gouvernement marocain s'est fixé des objectifs ambitieux en termes de pénétration des énergies renouvelables d'ici 2012¹¹⁹. Quelque soient les options retenues pour renforcer les ER, leur développement ne pourra se faire sans un financement à la hauteur des ambitions affichées. Pour assurer un financement pérenne et incitatif au développement des ER, nous préconisons d'introduire de tarifs de rachat garantis pour l'électricité produite à partir d'ER et de remettre à plat le système fiscal et financier actuel.

1. Les tarifs de rachat garantis pour la production d'électricité à partir d'ER

Pour ce qui est de la production d'électricité, en raison des arguments qui ont été présentés dans la Partie 4, nous préconisons un système de tarifs de rachat garantis plutôt qu'un système d'appel d'offres. Les principales modalités de ce système ont été présentées ci-avant au Section 2.

Selon les scénarios envisagés, les tarifs de rachat garantis engendrent un coût de transfert annuel moyen de 8,3 millions d'Euros/an soit 0,02 centimes d'Euros/kWh (scénario « moindres coûts »), 132 millions d'Euros/an soit 0,48 centimes d'Euros/kWh (scénario « portefeuille équilibré ») et 451 millions d'Euros/an (scénario « stratégie solaire ») dans la période 2007/2020.

Ces coûts pourraient être financés par différentes sources :

- l'augmentation des tarifs de l'électricité ;
- la contribution de l'Etat par l'intermédiaire du budget de l'ONE ;

¹¹⁹ Couvrir 10 % de la demande d'énergie primaire et 20 % de la demande d'électricité par les énergies renouvelables

- la contribution d'un fonds dédié à la promotion des ER.

L'augmentation des tarifs de l'électricité est une application du principe pollueur payeur et elle est généralement systématiquement associée aux systèmes de tarifs de rachat, à l'efficacité desquelles elle contribue de façon certaine. Etant donné le niveau actuel, déjà relativement élevé, des prix de l'électricité au Maroc, la marge de manœuvre est cependant assez étroite. Elle devrait toutefois pouvoir atteindre 0,1 à 0,2 Eurocent/kWh, ce qui serait déjà un apport considérable, représentant entre un quart et la moitié des coûts de transfert nécessaires dans le scénario « à portefeuille équilibré » par exemple, et un multiple des coûts de transfert nécessaires dans le scénario « moindres coûts » (0,02 Eurocent/kWh).

La contribution de l'Etat par l'intermédiaire du budget de l'ONE, qui se verrait contrainte de payer aux producteurs des tarifs augmentés, pourrait s'appuyer sur la réduction des subventions aux produits pétroliers qui permettra de dégager des fonds dont une fraction pourrait être réaffectée à la promotion des ER.

Les bailleurs de fonds internationaux pourraient enfin également contribuer au financement des tarifs de rachat par l'intermédiaire d'un fonds spécial dédié aux ER.

2. Les subventions à l'investissement et les mesures fiscales pour le solaire thermique (production de chaleur) et les biocarburants

Pour les secteurs de la chaleur et des transports, des subventions à l'investissement et des réductions ou exonérations fiscales sont à mettre en place. Les modalités sont décrites ci-avant à la Section 2. Il en résultera un coût annuel spécifique de 0,6 Euros/MWh pour le solaire thermique basse température (soit 0,9 millions d'Euros en 2020) et de 18 à 28 Euros/MWh (soit 12,4 à 20,5 millions d'Euros en 2020) selon les scénarios pour les biocarburants. Ces mesures pourraient notamment être financées par une réaffectation d'une fraction des subventions actuellement accordées aux carburants fossiles.

3. La réaffectation d'une partie du montant consacré au PERG à l'extension du réseau

A l'heure actuelle, le Programme d'Electrification Rurale Globale (PERG) est financé en partie par une contribution de l'ONE à hauteur de 2,5 % de son chiffre d'affaire, qui s'élève environ à 0,2 centimes d'Euros/kWh. Etant donné que ce programme arrive prochainement (fin 2008) à échéance, on pourrait réaffecter une fraction de cette contribution à l'extension du réseau électrique, qui constitue une des principales barrières au développement des ER, notamment éolienne, au Maroc.

4. La suppression progressive des subventions aux combustibles pétroliers

La politique tarifaire et fiscale pratiquée pour les combustibles pétroliers est un obstacle au développement de filières d'ER alternatives aux combustibles pétroliers, notamment celle du solaire thermique basse température. Les subventions aux combustibles pétroliers, en particulier au butane, doivent être progressivement démantelées. Faute de

quoi les tarifs de rachat et les futures aides financières et fiscales consenties aux ER ne seront que faiblement efficaces.

Il convient d'évaluer précisément et pour chaque combustible l'impact socio-économique de ces subventions pour les ménages. Il faut ensuite concevoir des mesures d'accompagnement permettant si nécessaire de compenser provisoirement ces impacts. Là où la substitution des combustibles fossiles par les ER est possible, ces mesures devraient soutenir l'investissement dans les technologies appropriées. La suppression des subventions sera planifiée et progressive.

Chapitre 2 Plan d'actions

Les axes d'action décrits dans les paragraphes précédents sont repris à travers des mesures concrètes dans le plan d'actions figurant au Tableau 5-4 suivant.

Tableau 5-4 – Plan d’actions

Axes d’actions	Mesures	Réalisables d’ici à	Textes à modifier ou à adopter	Actions déjà planifiées ou initiées	Commentaires
AXE D’ACTION N° 1					
Axe 1 Lever les barrières à la participation des entreprises privées dans le développement des ER	Suppression ou relèvement du seuil légal pour l’auto production d’électricité produite à partir d’ER	6 mois	Dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l’Office National de l’Electricité (ONE)	Projet de loi relative à l’efficacité énergétique et aux ER, adopté en Conseil du Gouvernement le 17/05/ 2007. Projet de loi modifiant le dahir n°1-63-226 portant création de l’ONE.	L’adoption du projet de loi relative à l’efficacité énergétique et aux ER dans son état actuel permettrait de réaliser cette mesure.
	Suppression du monopole de l’ONE sur les moyens de production d’électricité mettant en œuvre des ER et ouverture du marché de la production d’électricité à partir d’ER à tous les entrepreneurs	6 mois	Dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l’Office National de l’Electricité (ONE)	Projet de loi relative à l’efficacité énergétique et aux ER, adopté en Conseil du Gouvernement le 17/05/ 2007.	L’adoption du projet de loi relative à l’efficacité énergétique et aux ER dans son état actuel permettrait de réaliser cette mesure.
	Autorisation du raccordement au réseau électrique national des producteurs privés d’électricité	12 mois	Dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l’Office National de l’Electricité (ONE)	Projet de loi relative à l’efficacité énergétique et aux ER, adopté en Conseil du Gouvernement le 17/05/ 2007. Projet de loi modifiant le dahir n°1-63-226 portant création de l’ONE.	L’adoption du projet de loi relative à l’efficacité énergétique et aux ER dans son état actuel permettrait de réaliser cette mesure. Le second projet n’autorise que le raccordement des auto producteurs. Il faudra envisager la création d’une Agence de régulation.
	Prolongement du prélèvement sur le chiffre d’affaires de l’ONE destiné à financer le PERG et affectation d’une fraction de celui-ci au financement de l’extension du réseau	A la fin du PERG (12 mois)		Etude technique sur le réseau réalisée pour le compte de l’ONE mais non rendue publique.	Les restrictions liées à la taille du réseau comptent parmi les principaux obstacles au développement massif de l’énergie éolienne.
	Création de cursus d’études et de formations professionnelles aux technologies des ER	3 ans			Il faut une stratégie et une volonté politique claires pour inciter les étudiants et les travailleurs.

Axes d'actions	Mesures	Réalisables d'ici à	Textes à modifier ou à adopter	Actions déjà planifiées ou initiées	Commentaires
	Organiser des campagnes de sensibilisation de la population en faveur de l'EE et des ER	12 mois			Cela pourrait prendre la forme d'une grande campagne nationale.
AXE D'ACTION N°2					
Axe 2 Renforcer l'encadrement des activités impliquant des ER	Renforcer les règles d'urbanisme	12 mois	Dahir n°1-92-31 du 17 juin 1992 portant promulgation de la loi n°12-90 relative à l'urbanisme et ses textes d'application	Consultation des acteurs et du public autour du projet de code de l'urbanisme. Projet transmis au SGG.	Étudier les obstacles dus au droit foncier
	Adopter les documents d'urbanisme (SDAU, plans d'aménagement)	4 ans			Dans les SDAU il faut envisager un scénario « énergétique ».
	Adopter des règlements généraux de construction et des normes de construction	12 mois	Adopter des décrets et des arrêtés ainsi que des normes techniques	Concertation interministérielle autour d'un projet de code de la construction	Il faut réactiver ces travaux.
	Mettre en place d'une planification des activités et installations d'ER	12 mois	Adopter une disposition légale prescrivant l'élaboration d'un schéma national de développement des ER comprenant des prescriptions et un zonage. Ce schéma doit s'imposer aux documents locaux d'urbanisme		Cette disposition légale pourrait être introduite dans le projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux ER.
	Élaborer un Master plan par régions et par filières	12 mois		Le CDER est en train d'élaborer des programmes intégrer à chaque filières	
	Elargir le champ d'application de l'étude d'impact sur l'environnement et renforcer cet instrument	12 mois	Modifier le dahir n°1-03-60 du 12 mai 2003 portant promulgation de la loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement, notamment son annexe. Adopter des textes d'application.	Projet de décret relatif à la composition et au fonctionnement du comité national et des comités régionaux des études d'impact sur l'environnement. Projet de décret relatif à l'enquête publique pour les projets soumis à étude d'impact.	L'étude d'impact doit intervenir au début du projet, dès la phase de planification.

Axes d'actions	Mesures	Réalisables d'ici à	Textes à modifier ou à adopter	Actions déjà planifiées ou initiées	Commentaires
Axe 2 Renforcer l'encadrement des activités impliquant des ER	Instaurer un contrôle administratif préalable du MEM sur les activités de production d'électricité à partir d'ER	12 mois	Adopter une disposition légale prescrivant, selon le cas, une autorisation ou une déclaration préalable. Adopter des textes d'application.	Projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux ER, adopté en Conseil du Gouvernement le 17/05/2007.	L'adoption du projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux ER dans son état actuel permettrait de réaliser cette mesure.
	Elargir le champ d'application et renforcer les règles relatives aux installations classées ou aux établissements insalubres, incommodes ou dangereux	12 mois	Compléter l'arrêté viziriel du 13 Octobre 1933 portant classement des établissements insalubres, incommodes ou dangereux. Réviser le dahir du 25 août 1914 portant réglementation des établissements insalubres, incommodes ou dangereux. Adopter des textes d'application.	Projet de décret relatif aux installations classées ?	
AXE D'ACTION N° 3					
Axe 3 Renforcer le statut du CDER	Redéfinir et élargir les attributions et les modes de gestion du CDER	12 mois	Modifier le dahir n°1-81-346 du 6 mai 1982 portant promulgation de la loi n°26-80 relative au Centre de Développement des Energies Renouvelables et ses textes d'application.	Projet de loi modifiant et complétant la loi n° 26-80 relative au Centre de Développement des Energies renouvelables, présenté en avril 2007 lors du Conseil d'Administration du CDER	Le projet de loi est en discussion au sein du MEM. Les points à discuter concernent les attributions, notamment opérationnelles de la future Agence et la tutelle. L'institution doit se doter d'une planification stratégique et d'un Business Plan.
	Renforcer l'ancrage local du CDER par la déconcentration d'agents du CDER au sein des IRATEE ou des Délégations Régionales du MEM.	18 mois	Modifier le dahir n°1-81-346 du 6 mai 1982 portant promulgation de la loi n°26-80 et ses textes d'application.		Pour devenir le référent Energies Renouvelables, le CDER ou la future Agence doit s'implanter localement sur l'ensemble du territoire.
	Revaloriser substantiellement ses moyens matériels et mettre à niveau ses moyens humains	12 mois	Loi de finances 2008 et suivantes		Le CDER ou la future Agence doit pouvoir s'appuyer sur des ressources pérennes et à la hauteur des ses missions.

Axes d'actions	Mesures	Réalisables d'ici à	Textes à modifier ou à adopter	Actions déjà planifiées ou initiées	Commentaires
AXE D'ACTION N°4					
Axe 4 Assurer un financement pérenne et incitatif des ER	Introduire une garantie d'achat par l'ONE de l'électricité issue d'ER susceptible d'être introduite sur le réseau	12 mois		Article 20 du projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux ER : obligation d'achat de l'électricité produite pour les projets sélectionnés par appel d'offres.	Il faudrait compléter la garantie d'achat prévue à l'article 20 du projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux ER par des tarifs de rachat garantis pour les auto producteurs.
	Fixer des tarifs réglementés pour le rachat par l'ONE de l'électricité produite à partir d'ER	12 mois	Disposition légale éventuellement à adopter. Textes réglementaires relatifs aux tarifs de l'électricité à modifier.	Projet de loi relative à l'efficacité énergétique et aux ER, adopté en Conseil du Gouvernement le 17/05/ 2007.	Le projet de loi relative à l'EE et aux ER ne prévoit de tarifs d'achat que pour les producteurs concessionnaires, pas pour les auto producteurs. Il faudrait élargir les tarifs d'achat garantis à tous les producteurs. L'idéal aurait été que les tarifs de rachat soient prescrits par la loi. Toutefois ils peuvent légalement être institués par un texte réglementaire. Pour les modalités des tarifs, voir Partie 5 Chapitre 1Section 2
	Mettre en place des subventions à l'investissement et des mesures fiscales pour le solaire thermique pour la production de chaleur et les biocarburants.	12 mois	Lois de finance 2008 et suivantes	Loi de finance 2007	Il faut mettre en place des aides financières (crédits d'impôts, dons) pour les entreprises et les ménages. Pour les modalités, voir Partie 5 Chapitre 1Section 2
	Elaborer un programme ou renforcer les programmes existants pour la substitution du solaire thermique basse température au gaz butane dans le secteur résidentiel et les services	12 mois		Programme Marocain de Promotion de la filière Solaire Thermique (PROMASOL) Programme de promotion des systèmes solaires collectifs de l'eau chaude sanitaire au niveau du secteur hôtelier marocain (ECOSOL)	

Axes d'actions	Mesures	Réalisables d'ici à	Textes à modifier ou à adopter	Actions déjà planifiées ou initiées	Commentaires
Axe 4 Assurer un financement pérenne et incitatif des ER	Réaffecter une fraction de la contribution financière de l'ONE au PERG au financement de l'extension du réseau.	Fin du PERG (fin 2008)			Les restrictions du réseau sont un des principaux obstacles au développement des ER, notamment éolienne.
	Evaluer précisément et pour chaque combustible fossile l'impact socio-économique des subventions actuellement accordées pour les ménages	6 mois		Evaluation réalisée par la Banque Mondiale dans le document « Evaluation des Impacts des Réformes Retenues dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie : Méthodes et Résultats » (30/11/2006)	
	Concevoir des mesures d'accompagnement financières et fiscales permettant si nécessaire de compenser provisoirement ces impacts. Ces mesures devraient soutenir l'investissement dans des technologies d'ER alternatives susceptibles de se substituer aux combustibles fossiles.	12 mois	Lois de finance 2008 et suivantes		
	Suppression planifiée et progressive des subventions et exonérations fiscales	6 ans	Textes réglementaires relatifs aux tarifs des produits pétroliers Lois de finance 2008 et suivantes		

Partie 6 Sources

Partie 1 :

- L 1 Banque Mondiale : Appui au Groupe Thématique sur l'Efficacité Energétique – Rapport Final Provisoire, Document N° 2 : Analyse prospective de la demande d'énergie, et des potentiels d'efficacité énergétique, Boulogne, 2006
- L 2 Bundesagentur für Außenwirtschaft : Datenbank Länder und Märkte, Marokko baut neu Kraftwerke, 30.10.2006
- L 3 CDER : La mise à niveau énergétique des hammams et fours de boulangeries, une solution durable pour la protection de l'environnement et la lutte contre la déforestation, Casablanca, 19.03.2007
- L 4 Enerdata : Maroc – Rapport sur l'Energie 2006, Gières, 2005
- L 5 Essa-Egh, M. : entretien, ONE, 19/1/2007
- L 6 Direction de la Statistique : Annuaire de la Statistique 2005, Rabat, 2005
- L 7 Direction de la Statistique : Morocco in figures 2002, Rabat, 2003
- L 8 Direction de la Statistique : Maroc en chiffre 2003, Rabat, 2004
- L 9 Direction de la Statistique : Maroc en chiffre 2004, Rabat, 2005
- L 10 Direction de la Statistique : Le Maroc en chiffres 2005, Rabat 2005
- L 11 Ministère de l'Energie et des Mines : Bilan de l'Action Gouvernementale et Perspectives à moyen terme – Secteur de l'Energie et des Mines (Octobre 2002 - juin 2007), Rabat, 14.02.2007
- L 12 Ministère de l'Energie et des Mines : Secteur de l'Energie et des Mines – Principales réalisations depuis l'année 1999, Rabat, 05/2006
- L 13 ONE: Infrastructure énergétiques et projets futurs, 3^{ième} rencontres Maroc Allemandes sur les énergies renouvelables, 2006
- L 14 ONE : Réunion interministérielle, Rabat, 07.09.2005
- L 15 Royaume du Maroc, Banque Mondiale : Evaluation des Impacts des Réformes Retenues dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie :Méthodes et Résultats (Rapport préliminaire), 2006
- L 16 Royaume du Maroc – Haut Commissariat au Plan : Prospective Maroc 2030 – « Prospective Energétique du Maroc : enjeux et défis », Rabat
- L 17 www.one.org.ma, 12.2.2007

Partie 2:

- ADB 2006: Gender, Poverty and Environmental Indicators on African Countries. African Development Bank (ADB). Statistics Division. Volume VII. Tunis: 2006.
- Amor, L. 2007: Le parc éolien de la cimenterie de Tétouan. Lafarge Maroc. Atelier sur le Mécanisme de Développement Propre MDP, Casablanca 12 Février 2007

Banque Mondiale 2006: Elaboration d'un cadre réglementaire pour le développement à grande échelle de l'énergie éolienne connectée au réseau au Maroc. Rapport de phase 3: Analyse du cadre légal et réglementaire, comparaison et leçons à tirer des expériences internationales et recommandations en vue de l'accroissement du potentiel éolien au Maroc. Banque Mondiale /ESMAP. Francheville: 2006.

BEE 2007: Homepage du Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE). Données obtenues sur <http://www.bee-ev.de> en Mars 2007.

Bennouna 2004: Bennouna, A.: Perspektiven der netzgebundenen Umwandlung regenerativer Energien in Marokko. Présentation dans le cadre d'un workshop organisé par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). Rabat: 2004.

BFAI 2006: Bundesagentur für Außenwirtschaft. Maroc muss in Kläranlagen investieren 28.03.2006, Données obtenues sur: http://www.bfai.de/DE/Content/___SharedDocs/Links-Einzeldokumente-Datenbanken/fachdokument.html?fIdent=MKT20060327104749&source=DBNL&sourceType=NL en Mars 2007.

BGR 2006: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). "Hot Dry Rock Projekt Soultz: Erste Phase der Erstellung einer wissenschaftlichen Pilotanlage Abschlussbericht". Données obtenues sur: http://www.bgr.bund.de/nr_330618/DE/Themen/Energie/Downloads/soultz___abschlussbericht,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/soultz_abschlussbericht.pdf

BMLFUW 2006, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. Entwurf - Verordnung, mit der die Verordnung über das Aktionsprogramm 2003 zum Schutz der Gewässer vor Verunreinigung durch Nitrat aus landwirtschaftlichen Quellen geändert wird. Données obtenues sur http://portal.wko.at/wk/dok_detail_file.wk?AngID=1&DocID=460603&StID=228861 en Avril 2007.

CDER 2006: Les ressources éoliennes du Maroc (Draft). Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). Rabat: 2006.

CDER 2003: 20 ans après: diagnostic et orientations. Rapport de synthèse. Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). Rabat: 2003.

CDER (sans année): Développement des micro-centrales hydro-électriques au Maroc. Note. Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER).

CDER 2007: Energies Renouvelables et Efficacité Énergétique dans le Secteur du Bâtiment. Présentation de Programmes Promasol et Code Efficacité Énergétique Bâtiment. Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). Rabat: 11 Juillet 2007

CGIAR CSI 2007: Consortium for Spatial Information. Digital Elevation Data. Données obtenues sur <http://srtm.csi.cgiar.org/> en Mars 2007.

CIEDE (sans année): Centre d'Information sur l'Energie Durable et l'Environnement: Changements d'exploitation des sols et gestion des forêts. Données obtenues sur: <http://www.ciede.org.ma/siedcc/siedcc/InfosTechniques/INVF10.html> en Avril 2007.

CRWR 1996: Homepage Center for Research in Water Resources (CRWR). University of Texas at Austin. Hydrologic Modeling using GIS. Données obtenues sur

<http://www.ce.utexas.edu/prof/maidment/GISHydro/africa/ex6af/ex6af.htm> en Avril 2007.

CWET 2006: Geographical information system for identifying wind potential sites. Joint Pilot Study. Wind Resource Assessment Unit. Centre for Wind Energy Technology (CWET), India. Chennai: 2006.

Czurda 2006: Czurda, K. Etude de faisabilité pour l'amélioration de l'exploitation de la décharge de Tanger. Maroc: Mai 2006.

Czisch 1999: Czisch, G. (1999). Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika. Projektpapier. Données obtenues sur http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Pot_Strom_Nordafrika.pdf en Mars 2007.

Czisch (sans année): Czisch, G. Expertise zur möglichen Bedeutung einer EU überschreitenden Nutzung von Wind- und Solarenergie. Daten erhalten von http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/hkf_expertise_final.pdf im April 2007.

Direction de la Statistique 2005: Royaume du Maroc – Haut Commissariat au Plan. Annuaire Statistique du Maroc 2005.

DLR 2000: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung (TAB) beim Deutschen Bundestag. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Stuttgart: 2000.

Domenig et al. 1998: Nicht gefährliche Abfälle in Österreich – Materialien zum Bundes-Abfallwirtschaftsplan 1998. Umweltbundesamt. Wien: 1998.

ENP (sans année): Europäisches Nachbarschafts- und Partnerschaftsinstrument (ENP). Maroc Nationales Richtprogramm 2007-2010. Données obtenues sur: http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/country/enpi_nip_morocco_de.pdf en Avril 2007.

ESHA 2007: Homepage European Small Hydropower Association (ESHA). Données obtenues sur <http://www.eshab.be/> en Avril 2007.

EU 2007: Europäische Kommission. Homepage Directorate-General for Energy and Transport. Innovation and technological development in energy. Données obtenues sur http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/csp_en.htm en Mars 2007.

FAO 2007: Landkarte von Maroc und Westsahara. Graphique obtenue sur <http://www.fao.org/ag/AGP/AGPC/doc/Counprof/Morocco/fig1map.jpg> en Avril 2007.

FIER 2002: Knies, G & Bennouna, A. Potentiel of Moroccan renewable energies for the defence against climate change. Forum International sur les Energies Renouvelables (FIER). Tétouan: 8.-19.5.2002.

FVS 2000: Solarthermie – Wärme und Kraft von der Sonne. Themen 2000. FVS DGS. Daten erhalten von http://www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/th2000__03.pdf im April 2007.

GLC 2007: Global Environment Monitoring Unit. Global Landcover Data. Données obtenues sur <http://www-gvm.jrc.it/glc2000/> en Mars 2007.

GTZ 2007: Maroc: Neues Abfallgesetz durch erfolgreiche GTZ-Beratung. Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). Données obtenues sur: <http://www.gtz.de/de/18453.htm> en Mars 2007.

HCP 2003: Haute Commissariat au Plan (HCP). Direction de la statistique. Le Maroc en Chiffres. Rabat: 2003.

Hoogwijk 2004: Hoogwijk, M. Over het mondiale en regionale potentieel van hernieuwbare energiebronnen. On the global and regional potentiel of renewable energy sources. Proefschrift. Universiteit Utrecht: 2004.

Inwent (sans année): Géographie du Maghreb. Données obtenues sur <http://www.inwent.org/v-ez/lis/tunesien/maghreb-veg.pdf> en Avril 2007.

ISESCO 2007: Homepage Islamic Educational, Scientific and Cultural Organisation (ISESCO). Données obtenues sur <http://www.isesco.org.ma/membres/description/morocco.htm> en Avril 2007.

ISA 2006: Home page Institut für Siedlungswasserwirtschaft der RWTH Aachen. Données obtenues sur: http://www.isa.rwth-aachen.de/index.php?option=com_content&task=view&id=382&Itemid=200 en Mars 2007.

Kaiser 2005: Kaiser, F. Gasausagebeute von Substraten, die im ökologischen Landbau üblich sind. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. Données obtenues sur: <http://www.ktbl.de/oekolandbau/tagung-biogazergzeugung/Kaiser.pdf> en Mars 2007.

Kaltschmitt 1993: Kaltschmitt, M & Wiese, A. (Hrsg). Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potentiele und Kosten. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg: 1993.

Kaltschmitt (sans année): Energetische Nutzung organischer Abfälle. Données obtenues sur <http://edoc.bbaw.de/oa/series/reAeaQ6eqvgDE/PDF/20XwCkvQy3TP2.pdf> en Avril 2007.

Kleemann et al. 1993: Kleemann, M. & Meliß, M. Regenerative Energiequellen. Springer Verlag. Berlin: 1993.

Konstantin 2007: Konstantin, P. Praxisbuch Energiewirtschaft. Springer Verlag. Berlin: 2007.

KTBL 2005: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. Großvieheinheiten (GV)-Schlüssel. Données obtenues sur <http://www.ktbl.de/recht/gv-schluesel.htm>

LAB (sans année): Landwirtschaftliche Biokraftstoffe e.V. Umrechnungsformeln Biokraftstoffe. Données obtenues sur <http://www.lab-biokraftstoffe.de/formelsammlung.html> en Juin 2007.

Le Houérou 1975: Evaluation and mapping of tropical African rangelands. Données obtenues sur <http://www.fao.org/wairdocs/ilri/x5543b/x5543b00.HTM>

Leible 2003: Leible, L. (2006). Energie aus Biogenen Reststoffen und Abfällen. Données obtenues sur <http://www.itas.fzk.de/tatup/031/leib03a.pdf> en Avril 2007.

LFL 2004: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. "Biogasausagebeuten verschiedener Substrate". Décembre 2004. Données obtenues sur www.lfl.bayern.de/ilb/technik/10225/index.php?sel_list=20%2Cb&strsearch=&pos=left en Juin 2007

LTI 2005: Lichttechniques Institut der Universität Karlsruhe (LTI). Vorlesung Solarenergie. Wintersemester 2005/2006. Données obtenues sur www.lti.uni-karlsruhe.de/rd_download/Solarenergie_20061219_Solarkollektoren.pdf en Mars 2007.

MED-CSP 2005: Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Final Report. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Stuttgart: 2005.

MEM 2003: Royaume du Maroc - Ministère de l'Energie et des Mines: "Le Centre de Développement des Energies Renouvelables - 20 ans après: Diagnostic et Orientations", 2. Juni 2003

MINENV 2007: Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Eau et de l'Environnement. Mécanisme de Développement propre. Données obtenues sur www.cdm-morocco.ma en Mai 2007

Ministère de l'Intérieur 2006: Ministère de l'Intérieur et Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Eau et de l'Environnement. Présentation: Programme National des Déchets Ménagers. Rabat: 2006.

NASA 2007: Home page Atmospheric Science Data Center. Radiation Budget. Données obtenues sur <http://eosweb.larc.nasa.gov/> en Mars 2007.

Neubarth J., Kaltschmitt M. 2000: Erneuerbare Energien in Österreich. Springer Verlag. Wien: 2000.

ONE 2005: Réunion Interministerielle: Présentation. Office National d'Électricité du Maroc (ONE). Rabat: 7. Septembre 2005.

ONE 2007: Homepage Office Nationale de l'Electricité du Maroc (ONE). Données obtenues sur <http://www.one.org.ma> en Avril 2007.

Prospectives 2006: Prospective Maroc 2030. Prospective Énergétique du Maroc: enjeux et défis. Haut Commissariat au Plan (HCP), Royaume du Maroc. Rabat: 2006.

Quaschnig 2003: Quaschnig, V. Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Simulation. 3. Auflage. Carl Hanser Verlag. München, Wien: 2003.

RICAMARE 2001: The RICAMARE Workshop on land use changes & cover and water resources in the Mediterranean region. Presentation and conclusions. Institut des Régions Arides - Medenine (Tunisie). 20-21 Avril 2001. Morocco Grazing lands. Données obtenues sur <http://mediasfrance.org/Reseau/Lettre/13bis/en/04.MAROC.PARCOURS.PDF> en Avril 2007.

Rimi 2000: Abdelkrim Rimi. First Assessment of Geothermal Ressources in Morocco. Kyushu – Tohoku, Japan: 2000.

Rimi 2001: Abdelkrim Rimi. Carte du gradient géothermique au Maroc. Institut Scientifique, Département de Physique du Globe. Rabat: 2001.

Rimi et al. 2005: Abdelkrim Rimi, Manel Fernandez, Ahmed Manar, Jun Matsushima, Yasukuni Okubo, Jean Luc Morel, Anne Winckel et Herman Zeyen: Geothermal Anomalies and Analysis of Gravity, Fracturing and Magnetic Features in Morocco. Avril 2005.

Sahara Wind 2007: Home page Sahara Wind Energy Development Company. Données obtenues sur <http://www.saharawind.com/> en Mars 2007.

Solarenergie 2007: Home page Solarenergie Infos. Données obtenues sur <http://www.solarenergie.com/content/view/59/66/> en Mars 2007.

Solarserver (sans année): Strom aus Solarwärme: Solarthermische Kraftwerke als Option für eine klimafreundliche Elektrizitätsversorgung. Paul Feddeck. BINE Informationsdienst. Daten erhalten von <http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlageapril2004.html> im April 2007.

Trieb 2004: Trieb, F.: SOKRATES-Projekt - Solarthermische Kraftwerkstechnologie für den Schutz des Erdklimas. AP 1.3: Das Szenariomodell ATHENE – Ausbau thermischer Solarkraftwerke für eine nachhaltige Energieversorgung. Zukunftsinvestitionsprogramm des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Projektbericht. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt Stuttgart. März 2004

Données obtenues sur http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/AP1_3_ATHENE.pdf en Juillet 2007

TERNA 2004: Energiepolitische Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien. 21 Länderanalysen. Teilstudie Maroc. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). Eschborn: 2004.

UBA 1995: Umweltbundesamt (UBA). Stand der Abwassertechnik in verschiedenen Branchen – Schlachthöfe und Fleischverarbeitungsbetriebe. Données obtenues sur <http://old.cleaner-production.de/wwwcpg/htmlneu/view.php?obj=25210> en Avril 2007.

UNSTAT 2007: Home page United Nations Statistics Division. Données obtenues sur http://www.unstats.un.org/unsd/demographic/products/socind/HumanSettlements_tb2006.xls en Mars 2007.

USAID 2003: United States Agency for International Development (USAID). Biological Diversity and Tropical Forestry Analysis. USAID/Morocco Strategic Plan FY 2004-2008. Données obtenues sur http://pdf.dec.org/pdf_docs/PNACU857.pdf en Avril 2007.

Varet 2006: Varet, J. Présentation: Maroc – Energies renouvelables. Horizon 2030. Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM). Casablanca: 9.Juni 2006.

VDI 2000: Quaschnig, V. Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Fortschrittsberichte VDI, Reihe 6, Nr. 437. Berlin: 2000.

Wuppertal Institut: Ökologische Chancen und Risiken großtechnisch angelegter solarthermischer Kraftwerke. Wuppertal Institut für Klima, Energie und Umwelt. Données obtenues sur <http://www.isusi.de/downloads/solarthermie.pdf> en Avril 2007.

Partie 3 :

Documents stratégiques :

Energie	Nouvelle Stratégie Énergétique ; Plan stratégique national pour le développement des énergies renouvelables ; Plan National de la Biomasse Énergie ;
Environnement	Plan d'Action National pour l'Environnement
ADT et développement rural	Charte Nationale de l'Aménagement du Territoire Développement Rural intégré 2020

Textes juridiques :

Planification urbaine	Règles et plans d'urbanisme	Dahir n°1-92-31 du 17 juin 1992 portant promulgation de la loi n°12-90 relative à l'urbanisme Décret n°2-92-832 du 14 octobre 1993 pris pour l'application de la loi n°12-90 relative à l'urbanisme Schémas directeurs d'aménagement urbain Plans d'aménagement
	Normes de construction	Règlements généraux de construction Règlements communaux de construction

Législation environnementale	Etude d'impact	Dahir n°1-03-60 du 12 mai 2003 portant promulgation de la loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement
	Etablissements classés	Dahir du 25 août 1914 portant réglementation des établissements insalubres, incommodes ou dangereux ; Arrêté viziriel du 13 Octobre 1933 portant classement des établissements insalubres, incommodes ou dangereux ; Dahir n°1-03-59 du 12 mai 2003 portant promulgation de la loi n°11-03 relative à la protection et à la mise en valeur de l'environnement.
	Eau	Dahir n°1-95-154 du 16 août 1995 portant promulgation de la loi n°10-95 sur l'eau Décret n° 2-04-553 du 13 hja 1425 (24 janvier 2005) relatif aux déversements, écoulements, rejets, dépôts directs ou indirects dans les eaux superficielles ou souterraines Décret n° 2-97-487 du 6 chaoual 1418 (4 février 1998) fixant la procédure d'octroi des autorisations et des concessions relatives au domaine public hydraulique

Institutions	MEM	Décret n°2-04-504 du 7 février 2005 fixant les attributions et l'organisation du Ministère de l'Energie et des Mines
	MATEE	Décret n° 2-02-841 du 29 novembre 2002 fixant les attributions et l'organisation du ministère de l'aménagement du territoire, de l'eau et de l'environnement Décret n° 2-99-922 du 13 janvier 2000 relatif à l'organisation et aux attributions du secrétariat d'Etat auprès du ministre de l'aménagement du territoire, de l'environnement, de l'urbanisme et de l'habitat chargé de l'environnement Décret n° 2-94-724 du 21 novembre 1994 fixant les attributions et l'organisation du ministère des travaux publics, de la formation professionnelle et de la formation des cadres
	MH	Décret n° 2-02-853 du 29 novembre 2002 portant délégation de pouvoirs au ministre délégué auprès du Premier ministre, chargé de l'habitat et de l'urbanisme Décret n° 2-94-830 du 20 janvier 1995 fixant l'organisation et les attributions du ministère de l'habitat
	CDER	Dahir n°1-81-346 du 6 mai 1982 portant promulgation de la loi n°26-80 relative au Centre de Développement des Energies Renouvelables ; Décret n°2-80-504 pris pour l'application de la loi n°26-80 relative au Centre de Développement des Energies Renouvelables ;
	ONE	Dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'Office National de l'Electricité (ONE), modifié et complété; Décret n°2-73-553 du 29 novembre 1973 approuvant le cahier des charges de l'ONE ;
	Collectivités locales	Dahir n°1-02-297 du 3 octobre 2002 portant promulgation de la loi n°78-00 portant charte communale ; Décret n°2-64-394 du 29 septembre 1964 relatif aux régies communales dotées de la personnalité civile et de l'autonomie financière ;

Projets de textes :

- Projet de loi n°..... relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables
- Projet de loi n°..... modifiant et complétant la loi n° 26-80 relative au Centre de Développement des Energies renouvelables.
- Projets de loi n°..... et n°..... modifiant le dahir n°1-63-226 portant création de l'ONE

- Projet de loi relative à la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité (en date du 11 juillet 2006)

Bibliographie:

A. Kiss / J.-P. Beurier, Droit international de l'environnement, Les Editions Pédone, 2ème édition, Paris 2000

A. Mounir Debbarh, L'énergie : développement énergétique au Maroc depuis 1955, perspectives 2025, contribution au Rapport sur « 50 ans de développement humain au Maroc et perspectives pour 2025 », Editions Maghrébines, Casablanca 2006

Banque Mondiale, Evaluation des Impacts des Réformes Retenues dans le Cadre du Prêt à la Politique de Développement du Secteur de l'Energie : Méthodes et Résultats (Royaume du Maroc), Rapport préliminaire du 30 novembre 2006,

Banque Mondiale/BURGEAP, Rapport Final Provisoire, Appui au Groupe Thématique sur l'Efficacité Energétique, Boulogne Billancourt octobre 2006

Banque Mondiale/ESMAP, Document introductif au projet de Loi Cadre pour l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables au Maroc + annexes, 05 décembre 2006

Banque Mondiale/ESMAP, Elaboration d'un cadre réglementaire pour le développement à grande échelle de l'énergie éolienne connectée au réseau au Maroc. Rapport de phase 3: Analyse du cadre légal et réglementaire, comparaison et leçons à tirer des expériences internationales et recommandations en vue de l'accroissement du potentiel éolien au Maroc, Francheville 22 novembre 2006.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Entwicklung der erneuerbaren Energien 2005 – Aktueller Sachstand, Berlin, 2006

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte – Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, Berlin, 2006

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Umweltpolitik – Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, Berlin, 2006

CDER, Le développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique au Maroc - Orientations stratégiques à l'horizon 2012, avril 2006

Direction de la Réglementation et du Contrôle, Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Eau et de l'Environnement, Liste des Conventions relatives à l'environnement signées et ratifiées par le Maroc, Rabat, décembre 2004, visible sur http://www.matee.gov.ma/cadre_juridique/conventions/conventions_accords.pdf

Direction de la Statistique, Annuaire de la Statistique 2005, Rabat, 2005

Direction du Partenariat, de la Communication et de la Coopération, Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Eau et de l'Environnement, Mécanisme pour un développement propre : Etat des lieux et perspectives, MDP Maroc, Rabat, février 2007

GTZ/DIESE, Experience and Results of Selected TERNA Country Projects, Short Evaluation Report – Country Project Morocco, TERNA Wind Energy Programme, septembre 2006

Haut Commissariat au Plan, Prospective Maroc 2030, Prospective énergétique du Maroc : enjeux et défis – Note sur le secteur de l'énergie au Maroc, Royaume du Maroc Inauguration Royale du parc éolien Essaouira d'Amogdoul (Communiqué), 16 avril 2007, <http://www.one.org.ma/> rubrique Actualités

Lahbabi, A, Etude des structures financières existantes au Maroc susceptibles de gérer les fonds d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, PPD Energie / Banque mondiale, version provisoire février 2007

Ministère de l'Energie et des Mines / CDER, Le Centre de Développement des Energies Renouvelables, 20 ans après : Diagnostic et Orientations, Rapport de synthèse, Royaume du Maroc, Rabat 2/06/2003

Ministère de l'Energie et des Mines, Bilan de l'action gouvernementale et perspectives à moyen terme - Secteur de l'Energie et des Mines (octobre 2002 – juin 2007), Rabat, 14 février 2007

ONE,

L'ONE lance un plan d'action pour la maîtrise de la demande d'énergie (Communiqué), 11 avril 2007, <http://www.one.org.ma/> rubrique Actualités

ONE, Opportunités d'investissement et perspectives pour l'entreprise marocaine (Présentation), Atelier MDP du 12/02/2007

ONE, Partenariat ONE/ANPME pour la mise en place d'un programme d'efficacité énergétique (Communiqué), 21 mars 2007, <http://www.one.org.ma/> rubrique Actualités

Recueil des activités soumises à autorisation préalable : Site du Ministère du Commerce et de l'Industrie, <http://www.mcinet.gov.ma/mciweb/mciweb/autorisations.jsp>