

BANQUE MONDIALE ESMAP

**Elaboration d'un cadre
réglementaire pour le
développement à grande
échelle de l'énergie
éolienne connectée au
réseau au Maroc**

Rapport final

27 mars 2007

En association avec



ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Energie

IED

2 chemin de la Chauderaie
69340 Francheville - France

Téléphone
33 (0) 4 72 59 13 20

Fax
33 (0) 4 72 59 13 39

Email : ied@ied-sa.fr

Innovation Energie Développement

Titre :	Elaboration d'un cadre réglementaire pour le développement à grande échelle de l'énergie éolienne connectée au réseau au Maroc
N° affaire :	06/008/Eolien Maroc
	Rapport final
Date	27 mars 2007
Rédigé par	Pierre SAVARY
Relu par	Denis RAMBAUD-MEASSON

Sommaire

1	EVALUATION DU GISEMENT EOLIEN AU MAROC	7
1.1	Le climat marocain et les principaux régimes de vent	7
1.2	Connaissance actuelle du gisement éolien au Maroc : bilan des données existantes	7
1.3	Limites des données de gisement existantes	12
1.4	Du potentiel théorique au potentiel réalisable : quels objectifs ?	13
1.5	Autres paramètres non énergétiques à considérer dans l'évaluation du potentiel éolien	15
1.6	Conclusion sur l'évaluation du potentiel	17
2	BILAN DU DEVELOPPEMENT DE PARC EOLIEN A CE JOUR ET EXPERTISE LOCALE SUR L'EOLIEN AU MAROC	19
2.1	Bilan des réalisations et démarches de parcs éoliens à ce jour	19
2.2	Acteurs et expertise dans le domaine de l'éolien au Maroc	21
2.3	Retour d'expérience sur les cinq appels d'offres lancés par l'ONE	21
2.3.1	<i>Parc de 3,5 MW à Koudia El Beida (1994)</i>	22
2.3.2	<i>Parcs d'Abdelkhalek Torres / Tétouan (50 MW) (1994)</i>	22
2.3.3	<i>Projet Atlantique Sud (1999)</i>	23
2.3.4	<i>Projet Eoliens de Tanger (140 à 200MW) et Tarfaya (60 à 160MW) (2002)</i>	23
2.3.5	<i>Projet Eolien de Essaouira (60 MW) (2004)</i>	24
3	ESTIMATION DES COUTS DE DEVELOPPEMENT ET DE LA RENTABILITE POUR LES INVESTISSEURS	25
3.1	Paramètres techniques	25
3.2	Paramètres financiers	25
3.3	Cas particulier des autoproducteurs	35
4	LES OBJECTIFS DU GOUVERNEMENT MAROCAIN	36
4.1	Eléments de politique énergétique	36
4.2	Scénarios de développement de l'éolien	37
5	EXAMEN DU REALISME ECONOMIQUE ET DE LA VIABILITE TECHNIQUE DES OBJECTIFS.	38
5.1	Généralités	38
5.2	Les capacités d'accueil des réseaux	38
5.3	Le maintien de la qualité du service local	39
5.4	L'insertion technique de la production éolienne dans le bouquet énergétique marocain	39
5.5	Le bouquet énergétique marocain	40
5.6	Démarche d'optimisation	41
5.7	Optimisation technico-économique du parc	41
5.8	Comparaison technico-économique des stratégies	42
5.9	Examen du prix d'achat de l'énergie éolienne acceptable pour le secteur électrique marocain	44
5.10	Rentabilité pour l'investisseur	45
5.11	La problématique du financement	46
6	AUDIT DE LA REGLEMENTATION EN VIGUEUR ET DES IMPLICATIONS DU PROJET DE LIBERALISATION DU SECTEUR ELECTRIQUE	47
6.1	Les obligations découlant de la législation gouvernant le secteur de l'électricité	47
6.1.1	<i>Cadre général - Organisation du marché de l'électricité</i>	47
6.1.2	<i>Production</i>	48

6.1.3	<i>Transport</i>	48
6.1.4	<i>Distribution</i>	48
6.1.5	<i>Tarifification</i>	49
6.2	Les axes de la réforme visant à libéraliser le secteur de l'électricité	49
6.2.1	<i>Le service public de l'électricité</i>	49
6.2.2	<i>La nouvelle organisation du marché</i>	50
6.2.3	<i>Les principes de la régulation</i>	53
6.3	Les obligations pesant sur les projets éoliens	54
6.3.1	<i>Les obligations issues du cadre actuel</i>	54
6.3.2	<i>Les changements induits par la réforme en cours</i>	55
6.3.3	<i>Les obligations découlant de la législation relative à l'urbanisme</i>	56
6.3.4	<i>Les obligations découlant de la législation relative à l'environnement</i>	57
6.3.5	<i>Les obligations découlant de la législation relative à l'aviation civile</i>	58
6.3.6	<i>Les servitudes de passage</i>	59
6.4	Le cadre actuel des PPP : la gestion déléguée	59
6.4.1	<i>La notion de gestion déléguée</i>	59
6.4.2	<i>Le critère formel</i>	60
6.4.3	<i>Le critère organique</i>	60
6.4.4	<i>Le critère matériel</i>	60
6.4.5	<i>Le régime de la gestion déléguée</i>	62
6.3.2.3	<i>La fin de la gestion déléguée</i>	64
7	COMPARAISON DES CADRES REGLEMENTAIRES INTERNATIONAUX	65
7.1	L'Espagne	65
7.1.1	<i>Un développement rapide des installations</i>	65
7.1.2	<i>L'approche législative et le système de financement</i>	66
7.1.3	<i>Le régime spécial de production d'énergie</i>	67
7.1.4	<i>Les acteurs du secteur éolien : Une intégration industrielle réussie</i>	67
7.2	Les Philippines	68
7.2.1	<i>Le secteur électrique philippin</i>	68
7.2.2	<i>Infrastructure électrique aux Philippines</i>	68
7.2.3	<i>Bilan du développement des énergies renouvelables à ce jour</i>	69
7.2.4	<i>Bouquet énergétique des Philippines</i>	70
7.2.5	<i>Identification du potentiel éolien aux Philippines</i>	70
7.2.6	<i>Illustration de l'évaluation du potentiel du niveau de contrainte</i>	70
7.2.7	<i>Stratégie de développement des Energies Renouvelables</i>	71
7.2.8	<i>Actions mises en œuvre à ce jour pour le développement de l'éolien</i>	72
7.2.9	<i>Bilan du premier appel à projets</i>	72
7.2.10	<i>Acteurs et procédures pour le développement de parcs éoliens aux Philippines</i>	73
7.2.11	<i>Conclusion et perspectives dans le pays</i>	74
7.3	L'Inde	74
7.3.1	<i>Les atouts de l'énergie éolienne</i>	74
7.3.2	<i>Le cadre législatif</i>	75
7.3.3	<i>Financement</i>	75
7.3.4	<i>Les acteurs de l'éolien en Inde</i>	76
7.4	Analyse comparative des systèmes d'incitation au développement de l'énergie éolienne	76
7.4.1	<i>Généralités</i>	76
7.4.2	<i>Retour d'expériences récentes: premières pistes</i>	77
7.4.3	<i>L'extension du modèle de régulation par les tarifs aux pays à revenu intermédiaire</i>	81
8	RECOMMANDATIONS POUR L'ETABLISSEMENT DU CADRE REGLEMENTAIRE ET INSTITUTIONNEL DE LA PRODUCTION ELECTRIQUE EOLIENNE CONNECTEE AU RESEAU	83
8.1	Généralités	83
8.2	Structure générale des législations en faveur de la production éolienne connectée au réseau	83
8.2.1	<i>Applicabilité au Maroc</i>	83
8.2.2	<i>Obstacles et opportunités techniques et commerciales</i>	84

8.3	Pistes de réforme du cadre institutionnel, législatif et réglementaire applicable au secteur de l'éolien au Maroc	85
8.3.1	<i>La loi – cadre</i>	86
8.3.2	<i>Le projet de dahir préparé par le Ministère de l'Energie</i>	88
8.3.3	<i>La modification de lois ou projets de loi</i>	88
8.3.4	<i>Les décrets complémentaires</i>	90
8.4	Phasage des actions à mener	91
8.4.1	<i>Schéma de dépendance</i>	91
8.4.2	<i>Chronogramme</i>	92

Liste des Annexes

1. Liste des stations météorologiques du Maroc
2. Tableau détaillé des campagnes de vent réalisées par le CDER
3. Carte des études de gisement éolien au Maroc réalisées par le CDER
4. Description du modèle de simulation du bilan énergétique marocain
5. Eléments de méthodologie pour la réalisation d'un atlas éolien et d'une évaluation du potentiel technico-économique au Maroc
6. Note sur l'étude de parcs éoliens au Maroc, élaborée dans le cadre de la coopération avec l'Imet (Italie) – CDER, avril 2006
7. Note de l'ADEME sur le critère du taux d'enrichissement du capital TEC
8. Les incitations au développement de l'énergie éolienne : éléments de comparaisons internationales

Table des figures (tableaux, cadres, figures)

Figure 1:	Synthèse des principales campagnes de mesures de vent réalisées par le CDER	10
Figure 2:	Carte des stations de mesure de vent (sites CDER)	11
Figure 3:	De l'importance des campagnes de mesures de vent	12
Figure 4:	Carte d'évaluation quantitative du gisement au Maroc (Source : CDER)	13
Figure 5:	Définition et méthodologies d'un "atlas éolien"	14
Figure 6:	Exemple d'atlas éolien pour le golfe de Suez (Source : RISOE)	14
Figure 7:	Principales contraintes pour le développement de parcs éoliens connectés au réseau	16
Figure 8:	Carte des stations de mesures au Maroc et éléments de contexte	17
Figure 9:	Synthèse des principaux parcs éoliens existants ou en projet au Maroc	19
Figure 10:	Détail des principaux parcs éoliens existants ou en projet au Maroc	20
Figure 11:	Parc éolien A. Torres, 50,4MW	23
Figure 12:	Parc Eolien Essaouira Cap Sim (en construction, Août 2006)	24
Figure 13:	TRI avec prix de vente 4 c\$US /kWh	27
Figure 14:	TEC avec prix de vente 4cUs /kWh	28
Figure 15:	TRI avec prix de vente 4,7 c\$US/kWh	29
Figure 16:	TEC avec prix de vente 4,7 c\$US/kWh	30
Figure 17:	TRI avec prix de vente 5,5 c\$US	31
Figure 18:	TEC avec prix de vente 5,5 c\$US/kWh	32
Figure 19:	TAUE satisfaisants en TRI	33
Figure 20:	TAUE satisfaisants en TEC	34
Figure 21:	Rentabilité autoproducteur (TRI)	35
Figure 22:	Rentabilité autoproducteur (TEC)	35
Figure 23:	Contribution disponible ou prévisible des énergies renouvelables à la production de l'électricité appelée en 2012	37
Figure 24:	Scénarios de développement de l'éolien	37
Figure 25:	Parc de production 2004	40
Figure 26:	Evolution du bilan énergétique de 2006 à 2012 dans la stratégie 2	44
Figure 27:	Evolution des exportations	44
Figure 28:	Valorisation du kWh éolien	45
Figure 29:	Impact sur les tarifs ONE (c\$/kWh) en fonction du tarif d'achat éolien	46
Figure 33:	Bouquet énergétique des Philippines	70
Figure 34:	Priorités énergétiques et objectifs aux Philippines	71
Figure 35:	Premier appel à projet de parc éolien aux Philippines	72
Figure 36:	Acteurs et procédures pour le développement de l'éolien aux Philippines	73
Figure 37:	Mécanismes d'incitation et de régulation envisageables	77
Figure 43:	Obligation d'études d'impact environnementale en fonction des projets	90
Figure 44:	Schéma de dépendance	92

1 EVALUATION DU GISEMENT EOLIEN AU MAROC

1.1 Le climat marocain et les principaux régimes de vent

Le climat marocain est à la fois méditerranéen et atlantique, avec une saison sèche et chaude doublée d'une saison froide et humide, la fin de la période chaude étant marquée par les pluies d'octobre. La présence de la mer atténue les écarts de température, tempère les saisons et accroît l'humidité de l'air (400 à 800 mm de pluies sur le littoral).

Dans l'intérieur, le climat varie en fonction de l'altitude. Les étés sont chauds et secs, surtout lorsque souffle le sirocco brûlant ou le chergui, vent d'été venant du Sahara. En cette dernière saison, les températures moyennes sont de 22° C à 24° C. Les hivers sont froids et pluvieux avec gel et neige fréquents. La température moyenne évolue alors de 12° C à 14° C et peut descendre exceptionnellement jusqu'à - 20° C. Le Maroc présaharien et saharien a un climat désertique sec.

Vents dominants au Maroc :

La situation géographique du Maroc offre près de 2 500 km de côtes ouvertes sur l'Atlantique, ce qui lui confère un gisement éolien exceptionnel.

Le Maroc est de ce fait soumis à plusieurs systèmes de vents dominants, comprenant les vents d'Ouest des latitudes moyennes, les alizés du nord-est et les vents calmes associés à la transition entre ces deux systèmes. L'anticyclone des Açores crée une forte circulation d'alizés, qui se renforce en été. Des dépressions balayent la région surtout en hiver. Par ailleurs la proximité de la mer et la présence de certains reliefs importants sont à l'origine de vents locaux (brise thermique, effet venturi, etc...). Les chaînes de l'Atlas et du Rif forment un arc important à travers le pays, souvent perpendiculaire aux vents dominants. Au nord le Moyen Atlas est séparé du Rif par l'étroit couloir de Taza, dont l'orientation est-ouest canalise et accélère les vents soufflant dans ces deux directions. Les vents d'ouest d'origine atlantique (Gharbi) prédominent du mois de novembre au moins de mars, en entraînant des précipitations. Les vents d'est d'origine méditerranéenne (Chergui) prédominent au printemps et en été.

Les régions les plus ventées sont, du nord au sud :

- la côte du détroit de Gibraltar
- la zone côtière El Jadida - cap Rhir
- la zone côtière méridionale entre Tarfaya et Dakhla
- ainsi que de façon générale la plupart des vallées intérieures d'orientation générale Ouest-Est

1.2 Connaissance actuelle du gisement éolien au Maroc : bilan des données existantes

La Direction de la Météorologie Nationale (DMN) est intégrée au Secrétariat d'Etat auprès du Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Eau et de l'Environnement. Elle gère actuellement 39 stations météorologiques indiquées en Annexe I, qui assurent la surveillance permanente des principaux paramètres climatologiques. Certaines de ces stations ont des vocations plus spécifiques (aéronautique, aérologie, maritime, hydrologie, etc...)

Cinq stations sont équipées de radar Doppler. L'extension du réseau d'observation météorologique est l'une des actions prioritaires de la DMN.

Les données aérologiques "normales" mensuelles et décadaires obtenues en effectuant la moyenne du paramètre considéré sur trente ans, sont disponibles pour les paramètres suivants:

- Force du vent moyenne mensuelle en m/s pour 6h, 12h et 18h
- Pointe de la période (la valeur maximale enregistrée sur la période considérée)

La vitesse instantanée en m/s à 6h, 12h et 18h et la direction du vent sont également disponibles aux échéances quotidiennes et horaires.

Ces données météorologiques, recueillies le plus souvent sur de nombreuses années, sont souvent indispensables pour pouvoir extrapoler à long terme les campagnes de mesures de vent spécifiques réalisées sur quelques mois dans le cadre de projets éoliens.

En revanche, ces données de vent issues des stations de relevés météorologiques ne sont pas adaptées pour une évaluation précise du gisement de vent dans l'évaluation d'un projet énergétique. Les protocoles de mesure, l'altitude et le type d'anémomètres (calibrage, précision) ne permettent pas une analyse suffisamment fine des variations journalières et des turbulences par exemple.

Afin d'améliorer la prévision de la production de turbines éoliennes, des protocoles de mesures de vent spécifiques ont été élaborés, associés à des équipements et outils d'analyse de plus en plus performants au regard des problématiques à traiter.

Le Centre de Développement des Energies renouvelables (CDER) a lancé les premières campagnes de mesure de gisement éolien au Maroc au cours des années 1980 dans le cadre de programmes de coopération internationaux. Le bilan des principales campagnes est indiqué ci-dessous :

- 1986 : premier atlas éolien publié par le CDER basé sur les données de 17 stations de la Direction de la Météorologie Nationale principalement localisées dans les aéroports. Or ceux-ci sont implantés le plus souvent dans des sites relativement moins ventés. Cet « atlas » est de plus très incomplet dans les zones ne disposant pas d'aéroports. Comme évoqué ci-dessous, les données recueillies ne sont pertinentes qu'à un niveau très préliminaire et pour travailler sur des corrélations de long terme. Ces campagnes doivent impérativement être complétées par des campagnes de mesures spécifiques.
- 1990 : le CDER lance un nouveau programme d'évaluation du gisement éolien dans le cadre du programme PSE (Programme Spécial Energie) de coopération avec la GTZ. La première phase de ce programme (1991 – 1994) est consacrée à l'évaluation du gisement éolien des zones côtières de Dakhla à Tanger et à Tétouan.
- mars 1995, le CDER publie un nouveau document intitulé "Le Gisement éolien au Maroc", comportant les données de 17 stations du CDER. La seconde phase (1995-2000) du PSE est alors réservée aux provinces du nord-est (Taza et Nador), d'Essaouira et du sud du Maroc (Laâyoune et Tarfaya). La troisième phase (2001-2010) est réservée aux côtes atlantiques sud, aux montagnes de l'Atlas et du Rif. Grâce à ce programme, le CDER aura installé plus de 50 stations de mesure dans toutes les régions du Maroc.
- 2006 : l'édition d'un nouvel atlas est annoncée, qui regroupe l'ensemble des campagnes réalisées à ce jour par le CDER hors contrats privés. Ce document présente pour chaque campagne de mesure un premier niveau de traitement pour une meilleure évaluation du potentiel dans le cadre de projets éoliens : rose des vents et courbe de distribution des vitesses, courbe de vitesse journalière, vitesse de vent moyenne et maximale, variation mensuelle, analyse des périodes de calme. Ces traitements ont été effectués sous le logiciel ALWIN. Au regard des éléments que nous avons pu consulter, ce document reste un inventaire difficilement utilisable au-delà d'études préliminaires. Comme indiqué un peu plus loin, les conditions de mesure et le traitement effectués restent en effet entachés d'incertitudes importantes.

La *figure ci-après* donne la liste des stations qui seront présentées dans ce document.

N°	STATIONS	Province	SITUATION	ALT. (en m)	Durée des mesures	Dates Mesures	Hteur Anémomètre (m)	Vitesse moy (m/s)	Vitesse max (m/s)
1	K. EL BAIDA 1	TETOUAN	16 Km de la ville de El Fnidek	400 m	18 mois	2/93-8/94	9	10,94	36,50
2	K. EL BAIDA 2	TETOUAN	15 Km de la ville de El Fnidek	400 m	16 mois		9	10,12	30,80
3	EL FNIDEK	TETOUAN	1,5 Km de la ville d'El Fnidek	190 m	8 mois	2/93-9/93	9	5,81	21,20
4	HAOUMA	TETOUAN	23 Km à l'Ouest de la ville d'El Fnidek	110 m	15 mois	2/93-4/94	9	9,42	34,40
5	FARDIWA	Ksar Sghir	10 Km à l'Ouest de Ksar Sghir	149 m	3 mois	12/92-2/93	9	9,10	30,70
6	SENDOUK1	Ksar Sghir	18 Km au Nord-Est de Tanger	150 m	18 mois	2/93-8/94	9	8,59	35,10
7	SENDOUK2	Ksar Sghir	18 Km au Nord-Est de Tanger	250 m	22 mois	9/93-6/95	9	9,31	39,70
8	SENDOUK3	Ksar Sghir	18 Km au Nord-Est de Tanger	20 m	11 mois	5/94-3/95	9	6,96	33,30
9	NOUI-NOUICH	Tanger	9 Km au Nord-Est de Tanger	267 m	3 mois	8-9-10/92	9	5,53	17,90
10	MRISAT	Tanger	10 Km au Nord-Est de Tanger	310 m	2 mois	12/92-1/93	9	6,80	19,80
11	ASILAH	Tanger	40 Km au sud de Tanger	51 m	3 mois	8-9-10/92	9	3,61	16,00
12	CHARF EL AKAB		16 Km au Sud Tanger	132 m	3 mois	8-9-10/92	9	4,36	16,50
13	MY.BOUSSALHAM	Kenitra	52 Km au Nord de Kenitra	133 m	2 ans	(91-92)	9	3,88	20,90
14	TAMAGROUT - ZAGORA	Ouarzazate	200 Km au Sud de Ouarzazate	800 m	18 mois	1/91-6/92	9	4,04	26,60
15	EL GAADA	Tiznit	20 km au Nord de Tiznit	150 m	16 mois	6/91 - 9/92	9	4,50	21,70
16	TAN-TAN	TAN-TAN	Port de Tan-Tan	au niveau de la mer	28 mois	10/92 -1/95	10	5,12	23,80
17	BOUZNIKA	BENSLIMANE	38 Km au Nord de Casa	au niveau de la mer	12 mois	7/92-6/93	9	3,83	17,60
18	RABAT	RABAT	Route de Zair	132 m	8 mois	2/94-9/94	9	3,85	22,30
19	TINIGUIR	DAKHLA	5 Km au Nord d'El Argoub	100 m	10 ans	10/93-4/02	9	7,95	50,50
20	My BOUZERKTOUNE		45 km au Nord d'Essaouira	au niveau de la mer	5 ans	12/96-12/01	10	6,29	22,40
21	COL DE TOUAHAR	Taza	17 km au Sud de Taza	510 m	8 ans	7/97-07/05 nouvelles mesures en cours	25	7,77	31,40
22	SALOUANE	Nador	20 km au Sud de Nador	150 m	2 ans	7/98-11/00	10	3,32	16,40
23	HAD HRARA	Safi	23 km au Nord de Safi	100 m	14 mois	2/95 - 5/96	10	6,27	28,30
24	TETOUAN	Torreta	3 km au Sud de TETOUAN	208 m	3 ans	3/96 - 6/99	10	6,65	31,30
25	SADANE		15 km au Nord-Est de Tanger	400 m	en cours	11/98-1/99 puis 7/99-01/01	10	7,96	33,80

N°	STATIONS	Province	SITUATION	ALT. (en m)	Durée des mesures	Dates Mesures	Hteur Anémomètre (m)	Vitesse moy (m/s)	Vitesse max (m/s)
26	CAP SIM40		15 km au Sud d'Essaouira	100 m	6 ans	7/98 - 11/04 nouvelles mesures en cours	40	9,40 à 40 m / 8,86 à 20m / 8,37 à 10m	32,9 à 40m / 31,4 à 20m / 29,1 à 10m
27	CAP SIM10		15 km au Sud d'Essaouira	100 m	1,5 ans	12/96-5/98	10	7,44	29,60
28	TARFAYA10		2 km au Sud de Tarfaya	100 m	2,5 ans	2/95-9/97	12	7,10	21,70
29	TARFAYA40		2 km au Sud de TARFAYA	28 m	3 ans	7/98-12/01	40	7,63 à 40 m / 6,99 à 20m / 6,19 à 10m	21,2 à 40m / 20,9 à 20m / 18,1 à 10m
30	LAAYOUNE40		17 km au Sud de LAAYOUNE	28 m	2 mois	7/98-9/98	40	10,6 à 40m / 9,33 à 20m / 8,5 à 10m	19,5 à 40m / 18,6 à 20m / 17,7 à 10m
31	TAGANT (TAFADNA)	ESSAOUIRA	60 km au Sud d'Essaouira	265 m	3 ans	6/00-5/03	10	5,55	27,50
32	AISSI - SIDI AHMED ESSAIH	ESSAOUIRA	40 km au Sud d'Essaouira	100 m	2 ans	12/00-4/03	10	5,84	25,40
33	LAMDINT - TALIOUINE	Taroudant	70 km au Sud-Est de Taliouine (Haut Atlas)	2000 m	12 mois	12/00-11/01	10	5,71	29,10
34	SAHB EL HARCHA - TAN-TAN PORT	Taliouine	12 km au Sud de Tan-Tan Port	au niveau de la mer	1,5 ans	12/02 - 07/04	10	5,21	16,00
35	SIDI GARN - TAN-TAN PORT	Taliouine	5 km au Nord de Tan-Tan Port	au niveau de la mer	1,5 ans - en cours	5/03 - 12/04 nouvelles mesures en cours	40	6,43 à 40 m / 5,6 à 20m / 4,7 à 10 m	14,5 à 40 m / 14,1 à 20m / 12,7 à 10m
36	CAP HDID ESSAOUIRA	Taliouine	45 km au Nord de la ville d'Essaouira	au niveau de la mer	en cours	05/03 nouvelles mesures en cours	10		
37	CAP CANTIN - SAFI	Taliouine	45 km au Nord de la ville de Safi	au niveau de la mer	en cours	5/03 -10/03 nouvelles mesures en cours	10	6,60	20,30
38	AKHFENNIR	Tarfaya	100 km au Nord de la ville de Tarfaya	au niveau de la mer	en cours	2/05 mesures en cours	10	5,17	18,00

Figure 1: Synthèse des principales campagnes de mesures de vent réalisées par le CDER

Un tableau plus détaillé est reporté en annexe II.

A ces données, il conviendrait d'ajouter celles recueillies au cours de quelques campagnes de mesures complémentaires réalisées par des développeurs privés ou par le CDER pour le compte de tiers (ONE, industriels intéressés, etc..) et pour lesquelles le CDER est lié par des contrats de confidentialité.

La carte ci-dessous indique la localisation des principales stations de mesures répertoriées dans l'inventaire à paraître en 2006. Certaines stations n'ont néanmoins pas pu être localisées faute de coordonnées géographiques disponibles. Un nombre important de mesures a été effectué sur la péninsule du détroit de Gibraltar, ce qui justifie un agrandissement de cette zone. Une édition de cette carte est disponible en ANNEXE III.

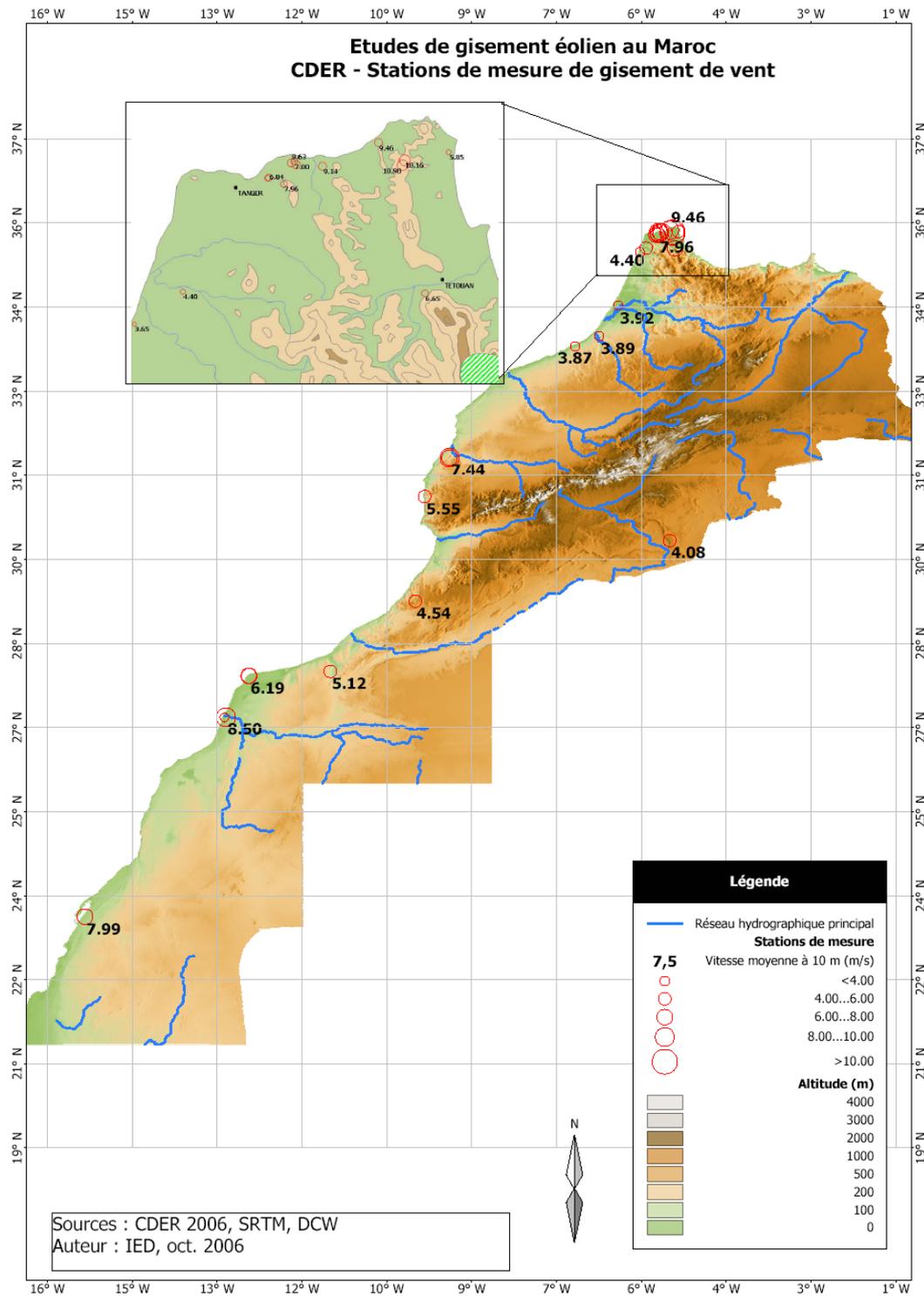


Figure 2: Carte des stations de mesure de vent (sites CDER)

1.3 Limites des données de gisement existantes

Figure 3: De l'importance des campagnes de mesures de vent

La précision des données de gisement de vent est primordiale pour la réalisation de parcs éoliens. En première approximation, l'énergie transportée par le vent varie comme le cube de la vitesse moyenne du vent (un peu moins dans la pratique). Ainsi, une erreur de 10 % sur la vitesse moyenne mesurée du vent peut provoquer une erreur de 33 % sur la puissance réelle disponible. En y ajoutant les incertitudes liées à l'extrapolation verticale et aux variations pluriannuelles, l'erreur de calcul de l'énergie produite peut être supérieure à 75%. Les investisseurs sont très exigeants sur la qualité des mesures et des analyses effectuées pour des raisons techniques (calibration des équipements, utilisation d'outils de mesures et de traitement reconnus, personnel certifié), et surtout économiques, l'énergie produite étant directement corrélée aux revenus éventuels d'un parc éolien. Ils recourent souvent à des audits avant toute décision d'investissement

La connaissance du gisement éolien dépend de la pertinence de l'emplacement des mâts de mesure et des différentes hauteurs auxquelles sont effectuées les mesures. L'une de ces mesures doit être corrélée avec des données historiques de stations météorologiques. A défaut de visites régulières sur site, difficiles pour certains sites marocains très éloignés, des moyens de contrôle à distance efficacement utilisés sont indispensables afin d'éviter toute perte de données. La précision des données mesurées est également liée aux spécifications techniques des équipements utilisés (girouette, anémomètre), à leur calibration indispensable, au soin apporté lors du montage des équipements sur le mât de mesure et au contrôle des signaux avant lancement (exemple : alignement de la girouette). Pour être représentatives, les données doivent être recueillies sur au moins 12 mois calendaires complets afin d'éviter tout biais saisonnier en veillant à respecter un taux de collecte de données supérieur à 90%, sans discontinuité importante.

Sur la quarantaine de campagnes de mesure de gisement répertoriées par le CDER, les données sont loin d'être toutes homogènes : les dates, durées et conditions de réalisations sont très variables. Les données issues des sites météorologiques sont en tout état de cause à n'utiliser qu'à un stade de pré-identification, tout comme les sites pour lesquels des campagnes de mesures n'ont été que partielles (moins de 12 mois calendaires complets). Dans ce dernier cas par exemple, les valeurs de vitesse moyenne indiquées ne prennent pas en compte les variations saisonnières, susceptibles d'engendrer des écarts importants en vitesse moyenne annuelle. Des mesures effectuées à 9 ou 10 mètres peuvent également conduire à de grandes incertitudes lors de l'extrapolation verticale à hauteur de moyeu souvent supérieure à 60 mètres pour les éoliennes connectées au réseau électrique.

Pour les autres campagnes de mesures, les données mises à disposition par le CDER n'ont pas permis de valider la qualité réelle des données existantes : description des sites d'implantation, protocole de mesure utilisé, taux de collecte des données, etc... Des imprécisions importantes ont été notées sur la localisation même des stations (coordonnées géographiques peu précises voir incohérentes ou non disponibles). Les traitements présentés restent relativement sommaires et ne permettent pas de qualifier correctement le potentiel éolien des sites : absence de descriptif détaillé des sites, de rose de rugosité (indispensable pour une éventuelle utilisation dans le cadre de l'élaboration d'un atlas régional de vent), de caractéristiques de Weibull, de densité de puissance, d'évaluation de la turbulence.

1.4 Du potentiel théorique au potentiel réalisable : quels objectifs ?

En gardant à l'esprit les réserves présentées dans le paragraphe précédent, les données existantes sur le vent confirment l'importance du gisement éolien au Maroc. Des vitesses moyennes supérieures à 6.5 m/s à 10 mètres de hauteur laissent présager des facteurs de charge supérieurs à 3 500 h/an dans de nombreuses zones du Maroc.

En tout état de cause, il est important de noter que le Maroc ne dispose pas à ce jour d'un véritable atlas éolien. Les documents édités par le CDER constituent seulement un inventaire de sites éolien. La "carte de vent" de vent réalisée par le CDER et présentée ci-dessous ne constitue véritablement pas un atlas éolien. Purement qualitative, cette carte s'appuie sur une extrapolation du gisement à dire d'expert sur la base des données de stations disponibles (cf. carte précédente).

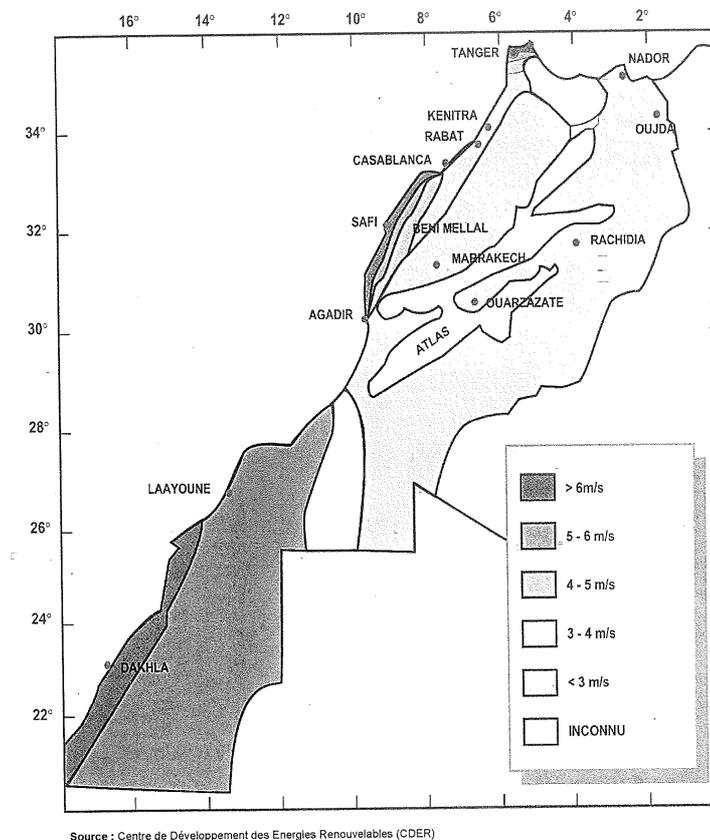
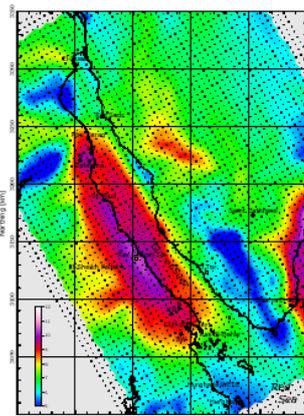


Figure 4: Carte d'évaluation quantitative du gisement au Maroc (Source : CDER)

Figure 5: Définition et méthodologies d'un "atlas éolien"

La terminologie "d'atlas éolien" fait habituellement référence à un document permettant d'estimer, en tout point donné d'un territoire le gisement de vent (exprimé en vitesse moyenne ou mieux en densité de puissance à une hauteur donnée avec les paramètres de Weibull). Le maillage du territoire est variable, le plus souvent par quadrillage de quelques kilomètres à quelques dizaines de kilomètres. On distingue principalement deux approches pour l'élaboration d'un atlas :

1. La première méthode utilisée pour réaliser ce type d'atlas est celle développée par l'institut de recherche danois RISOE, et améliorée dans le cadre d'un important programme de recherche financé par la Commission Européenne au cours des années 1980. Ces travaux ont abouti à l'atlas éolien européen et à la mise au point du logiciel WasP (Wind Atlas Analysis and Application program), aujourd'hui utilisé par la plupart des développeurs de parcs éoliens. Cette approche s'appuie sur *l'utilisation des observations de terrain* (cf. données enregistrées par les stations météorologiques), de la prise en compte du relief ("orographie") et des catégories de terrain et obstacles ("rugosité" : bâti, couverture végétale, plan d'eau...) sur les territoires étudiés. Ces données sont traitées dans les modèles aérologiques et climatiques pour déterminer les climatologies éoliennes régionales qui figurent sur un atlas éolien. Le modèle s'appuie sur la résolution simplifiée des équations de la mécanique des fluides, et reste valable pour des reliefs de pente inférieure à 20%.
2. Les nouvelles méthodes de résolution dites "numériques" ou "mésos-échelle" sont actuellement développées. Elles complètent des modèles différentiels de la mécanique des écoulements, avec la prise en compte éventuelle des effets thermiques (brise thermique). Si certaines d'entre elles nécessitent toujours l'utilisation importante de mesures de données au sol, d'autres dites de "downscaling" s'appuient uniquement sur des bases de données météorologiques internationales. Ces méthodes, dont les modèles ne cessent de s'améliorer, s'appuient sur des données satellites : données, modèle numérique de terrain et imagerie satellite de couverture de terrain. Elles permettent d'établir un atlas de vent même dans les zones où des observations au sol ne sont pas disponibles.



Ces atlas - documents cartographiques et base de données - permettent d'évaluer en tout point du maillage retenu les principaux paramètres de potentiel éolien. La figure 6 *ci-contre* présente un extrait cartographique de gisement éolien réalisé par l'Institut de recherche danois RISOE dans le cadre de l'atlas éolien du golfe de Suez.

En planification, ce type d'outil peut s'avérer particulièrement intéressant pour identifier les zones de gisement éolien principales. Leur usage ne se substitue pas encore à la réalisation de campagne de mesures pour valider le potentiel (et notamment les effets très locaux mal pris en compte par les atlas régionaux) et passer en phase de réalisation. Nous proposons en Annexe V des éléments d'une méthodologie pour permettre la réalisation d'un atlas éolien au Maroc, associée à une approche de planification plus globale.

Figure 6: Exemple d'atlas éolien pour le golfe de Suez (Source : RISOE)

En s'appuyant sur quelques hypothèses complémentaires, un atlas éolien doit permettre de préciser le potentiel éolien théorique, exprimé éventuellement en MW (cf. Retour d'expérience

du développement éolien aux Philippines). Compte tenu du gisement d'ores et déjà identifié et des larges espaces disponibles, le potentiel éolien marocain se chiffrera sans aucun doute à plusieurs centaines de GW. Ainsi le CDER aurait estimé que 90% du territoire marocain disposait d'une vitesse moyenne de vent supérieure à 5 m/s. Sur cette base le potentiel brut s'établirait à environ 140 GW, avec les hypothèses complémentaires suivantes :

- 3% du territoire venté est propice au développement de parcs éoliens au regard des autres contraintes
- la densité de puissance s'élève à 8 MW/km², ce qui est une hypothèse raisonnable dans le cas de vents très directionnels qui caractérisent une bonne partie du Maroc et qui sont propices à des densités de puissance élevées,

En l'absence d'atlas éolien, cette estimation reste néanmoins très grossière. Le paragraphe qui suit montre l'importance de prendre en compte outre les conditions de vent favorables, les contraintes techniques et environnementales.

Le potentiel théorique n'est qu'une première étape dans l'établissement d'un potentiel technico-économique réaliste utilisable à des fins de planification.

En premier lieu, deux contraintes électriques majeures sont en effet à prendre en compte :

- évaluation des contraintes de raccordement et d'acheminement électrique : cette approche prend en compte les contraintes techniques de raccordement (capacité de transformation et de transit.). Une étude de ce type semble avoir été réalisée pour l'ONE par la société espagnole RED ELECTRICA.
- évaluation du potentiel de "placement" : ce travail doit permettre de voir dans quelle mesure la production éolienne peut s'insérer de façon technico-économique dans le bouquet électrique du Maroc (contraintes d'ajustement et de gestion de l'intermittence, adéquation offre/demande, obligations contractuelles avec les producteurs indépendants).

1.5 Autres paramètres non énergétiques à considérer dans l'évaluation du potentiel éolien

Si la validation des aspects énergétiques du développement éolien est prioritaire (gisement et capacité de raccordement et de placement de la production), le développement de parcs éoliens doit également faire face à de nombreuses autres contraintes potentielles, d'ordre technique, mais également environnemental, humain, et socio-économique.

Un tel système a été mis en place en France avec la loi de programme n°2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (L.P.O.P.E.). Cette loi a ainsi introduit le principe de création de zones de développement de l'éolien (Z.D.E.) permettant aux installations éoliennes qui y sont situées de bénéficier de l'obligation d'achat. Les Z.D.E. sont arrêtées par le préfet sur proposition des communes concernées ou d'un E.P.C.I. à fiscalité propre, sous réserve de l'accord des communes figurant dans le périmètre proposé de la Z.D.E. Ce dispositif doit inciter les collectivités à participer à cette forme de production décentralisée d'énergie tout en prenant en compte la protection des paysages, des monuments historiques et des sites remarquables et protégés.

La *figure ci-après* indique les principales contraintes à prendre en compte au stade d'une planification territoriale.

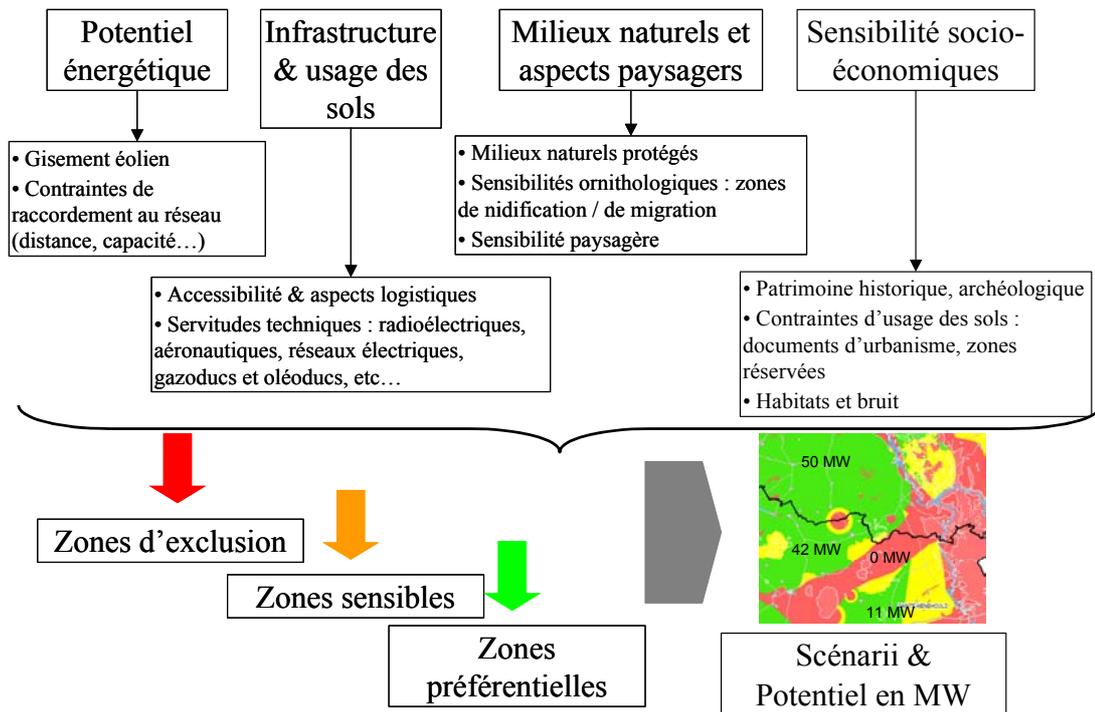


Figure 7: Principales contraintes pour le développement de parcs éoliens connectés au réseau

Bien que l'existence d'un gisement soit une condition nécessaire pour la réalisation d'un projet éolien, elle n'est pas suffisante : encore faut-il que l'environnement se prête à une telle installation.

Les outils cartographiques sont des outils précieux dans le travail d'analyse spatiale et multicritère de l'environnement. A ce jour, seuls certains éléments préliminaires susceptibles d'être intégrés dans une analyse de potentiel éolien ont pu être collectés sur le nord Maroc, :

- emplacement prévu des parcs naturels prioritaires (source : digitalisation carte ONF)
- réseau routier partiel (source : DCW - Digital Chart of the World, 1993)
- réseau électrique partiel (source : DCW, 1993)
- réseau hydrologique (source : DCW, 1993)
- principales villes (source : DCW, 1993)

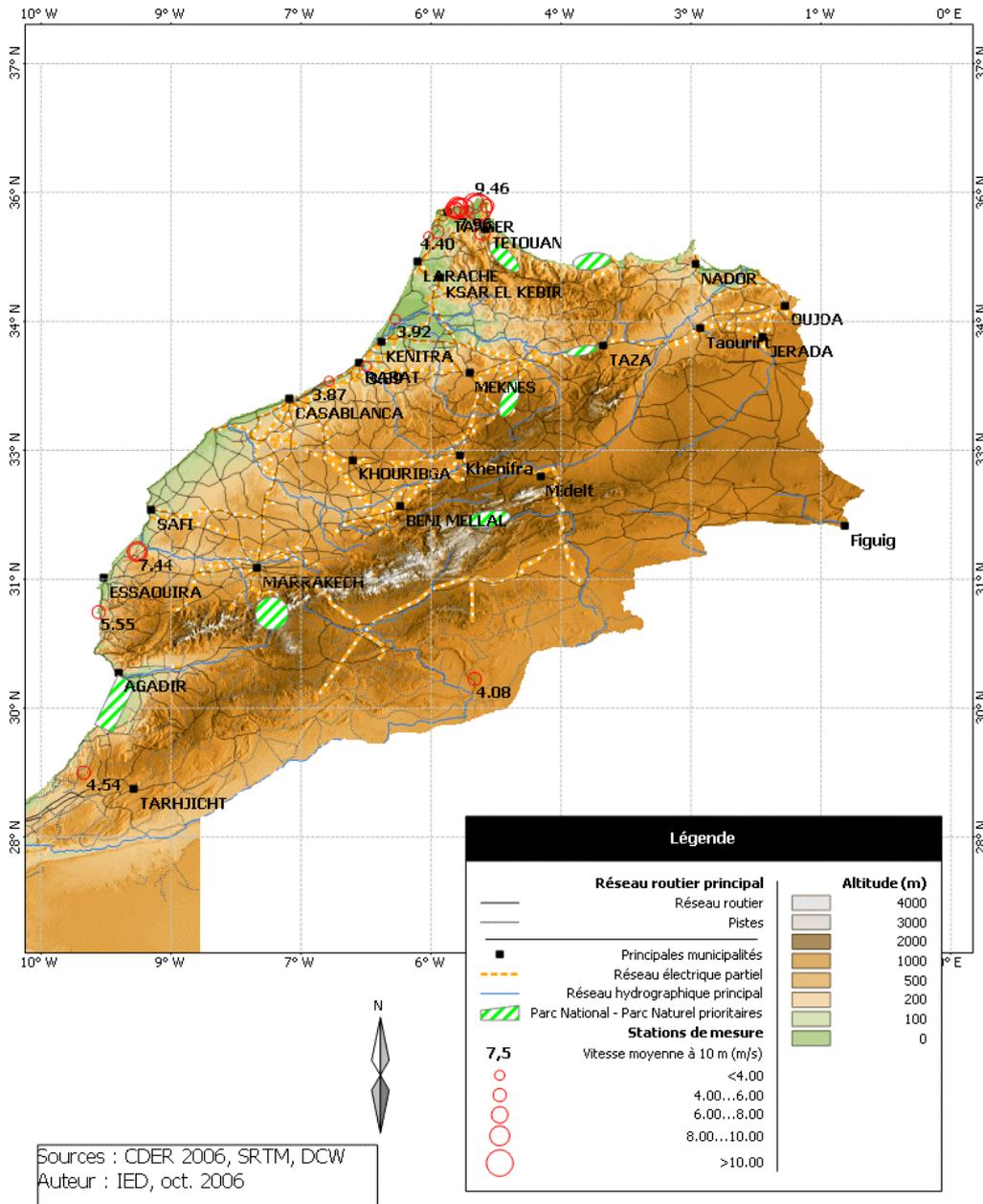


Figure 8: Carte des stations de mesures au Maroc et éléments de contexte

1.6 Conclusion sur l'évaluation du potentiel

En l'absence d'atlas éolien véritable assorti de la définition de zones de développement éolien possible, il est difficile de définir un objectif quantifié de développement techniquement réalisable du potentiel éolien. On peut cependant estimer sans risque que celui-ci sera de l'ordre de plusieurs milliers de MW. En première approche, la prise en compte des opportunités de placement de la production d'origine éolienne dans le bouquet électrique actuel permettra de fixer une limite réaliste au développement à moyen terme. Cette approche est menée au chapitre 5 de la présente étude.

Notons qu'une étude réalisée par la coopération italienne sur huit sites a d'ores et déjà identifié un potentiel technico-économique de 1 462 MW. Le CDER ne diffuse que les seules conclusions générales de cette étude qui figurent en ANNEXE VI sous la forme d'une note récapitulative. Cette note ne permet pas de connaître les hypothèses retenues pour l'évaluation du potentiel et notamment la prise en compte des contraintes techniques (capacité de raccordement au réseau, servitudes techniques notamment) ou environnementales. Par ailleurs, nous avons également souhaité faire clarifier les résultats en terme de coûts de production indiqués et dont la formulation soulève des interrogations (cf. "Le coût global d'investissement correspondant est estimé à 186 millions d'Euro avec un coût de production avoisinant 3,31 à 6,65 centimes d'Euro suivant les sites au cours de la première année de production", sans que la notion de coût de production au cours de la première année ne soit définie avec précision). Figure en ANNEXE VI le questionnaire envoyé au CDER pour clarifier ce point, les éléments de réponse obtenus et les simulations de contrôle effectuées.

A ce stade, on retiendra que le potentiel technico-économique devrait sans problème majeur permettre le développement d'une capacité de parcs éoliens raccordés au réseau d'environ 1 000 à 2 000 MW. Au-delà, des études plus fines de gisement, de raccordement, de placement électrique et de coûts seront indispensables.

2 BILAN DU DEVELOPPEMENT DE PARC EOLIEN A CE JOUR ET EXPERTISE LOCALE SUR L'EOLIEN AU MAROC

2.1 Bilan des réalisations et démarches de parcs éoliens à ce jour

Le tableau ci-dessous synthétise les principaux parcs installés ou en cours de développement. A ce jour, le Maroc compte 74 MW de puissance installée. Sur la base des projets identifiés dans le tableau qui suit, la puissance totale installée à l'horizon 2009 atteindrait 385 MW environ.

Année	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Développement privé						10,0						
Dvpt public (ONE, CDER, ONEP...)	50,4	3,5						200,0	120,0			
Total installé annuel	50	4	0	0	0	0	0	200	120	0	0	0
Total Cumulé privé	0	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10
Total Cumulé public	50	54	54	54	54	54	54	254	374	374	374	374
Total Cumulé	50	54	54	54	54	64	64	264	384	384	384	384

Figure 9: Synthèse des principaux parcs éoliens existants ou en projet au Maroc

Le tableau de la page suivante présente les principales caractéristiques des différents parcs éoliens ayant permis d'aboutir au tableau qui précède.

Date mise en service	Désignation	Localisation	Développeur	Schéma gestion	Gisement vent	Puissance installée (MW)	CF (h/an)	Coût EUR/kW	Financement	MDP
août 2000	Parc éolien Abdelkhalek Torres - Koudia Al Baida	Tétouan, commune rurale de Tlat Taghramt, 17km de Fnidek	ONE	Appel d'offre concession. PPA sur 20 ans (19 ans ?)	A 9m : Vmoy = 10,94 m/s Vmax = 36,5 m/s	50,4	2001 : 3829 2005 : 3671	968	CED + Paribas: 30% (20 MUSD) Prêt : 70% (BEI : 22 MUSD, Proparco : 15 MUSD, CA Indo-Suez : 2 MUSD)	Impact env. : 200 kt CO2 évité
mars 2001	Parc éolien Abdelkhalek Torrès	Tétouan	ONE - CDER			3,5	3 714	1 239	KfW : prêt 8,5 MDM	
sept. 2005 (ou mai 2005 ?)	Parc éolien privé de Lafarge	Tétouan, site d'Al Mashar sur la commune de Samsa	LAFARGE	Autoproduction sur site		10,2	3 922			Réduction d'émissions env. 28,51 kt CO2/an
avril 2007 ?	Parc éolien d'Essaouira	Cap Sim à 15 km au sud d'Essaouira	ONE	Appel d'offre fourniture	Vm = 8,9 m/s @ 50m	60,0	3 500	1 062	KfW : 50 MEUR ONE	Validé par AND/EOD/EB Fioul économisé : 48 kt/an CER : 156 kt/an CO2
fin 2007 ?	Parc éolien de Tanger (Beni-Mejmel, Allak et El Haoud)	Tanger	ONE - CDER	Appel d'offre fourniture		140,0	3 643	924	Banque Européenne d'Investissement + KfW + AFD + fonds propres ONE	Fioul économisé : 120 kt/an CER : 470 kt/an CO2
2008	Parc éolien de Taza	Taza	ONE	Appel d'offre fourniture		60,0				
	Parc éolien de Bab Laâricha & Boujrid	Taza	CDER ?		campagne démarrée (convention avec ONE ?)	100,0				
	Projet site Jbel Meska	Taza	CDER ?		Campagne mesure prévue (convention avec ONE ?)					
2008	Parc éolien de Tarfaya	Tarfaya	ONE	Appel d'offre fourniture		60,0				

Figure 10: Détail des principaux parcs éoliens existants ou en projet au Maroc

2.2 Acteurs et expertise dans le domaine de l'éolien au Maroc

Les principaux acteurs de l'éolien au Maroc restent le CDER, qui a bénéficié de nombreux programmes de coopération pour acquérir une certaine expérience dans l'évaluation des gisements éoliens, et l'ONE, qui a lancé plusieurs appels d'offres de parcs éoliens.

Parmi les autres acteurs publics, l'ONEP développe un projet éolien combiné à une usine de désalinisation d'eau de mer depuis plusieurs années et pour lequel de nombreuses questions restent en suspens.

Au niveau universitaire, quelques travaux et thèses ont été effectués sur la thématique de l'éolien, mais nous n'avons pas identifié de pôle de recherche ou de département universitaire très actif sur cette thématique.

Le secteur privé se positionne, à commencer par le groupe Lafarge qui a l'expérience du premier parc éolien privé au Maroc. La Compagnie du Vent est aujourd'hui installée au Maroc par le biais d'une filiale ; Forces Motrices Eoliennes est le seul bureau d'études spécialisé directement implanté. Néanmoins des comités de travail ou des responsables ont été mis en place auprès de différents groupes industriels pour préparer de nouveaux projets éoliens dans le cadre de « l'autoproduction ». Des sociétés étrangères ont également entrepris des travaux de prospection.

Expertises spécifiques :

Comme indiqué précédemment, les études de gisement ont principalement été menées par le CDER. Les données mises à disposition ne permettent pas aujourd'hui de valider le niveau d'expertise acquis, qui semble rester dépendant des programmes de coopération. L'offre internationale et notamment européenne est néanmoins facilement mobilisable.

Le bureau d'études ADS Maroc, en association avec le bureau d'études français Abiès, a réalisé l'étude d'impact environnemental du parc éolien de Tétouan pour le compte de Lafarge. En l'absence de pratique établie, ce rapport s'appuie très largement sur la méthodologie développée dans le cadre des études d'impact de parcs éoliens en France.

Dans le cadre d'une étude de faisabilité (technique et étude d'impact), l'implication des services de l'Etat ainsi que de l'ONE est indispensable. En cas de développement à grande échelle de l'éolien, la mise en place d'un pôle éolien, ou d'un comité de travail ad hoc sera nécessaire afin de développer la connaissance de ces nouveaux projets et valider les méthodologies et données nécessaires.

2.3 Retour d'expérience sur les cinq appels d'offres lancés par l'ONE

Entre 1994 et 2006, l'Office National de l'Electricité a lancé cinq appels d'offres concernant des parcs éoliens. Trois d'entre eux ont été concrétisés, parfois avec du retard sur le calendrier initial, un appel d'offres a été annulé et un autre déclaré infructueux.

Le premier projet, d'une puissance de 3,5 MW a été réalisé dans le cadre d'un financement très avantageux de la KfW afin que l'ONE se familiarise avec la technologie. En raison de retards administratifs, il n'est entré en fonctionnement qu'après celui de A. Torrès en 2000. Avec le financement concessionnel obtenu, et grâce au gisement éolien exceptionnel du site, il produit un kWh très bon marché.

Le second projet, mené dès 1994, concerne le parc A. Torrès. Innovation technologique pour l'ONE, il a de plus été réalisé dans le cadre d'une approche BOT très nouvelle pour le contexte marocain de l'époque. Pour l'ONE, ce projet a surtout montré le coût élevé de la technologie éolienne en 1996, le contrat ayant été finalisé avec un prix du kWh de l'ordre de 70 centimes

de Dirham. De plus, le projet a connu un retard de quatre années sur le calendrier initial. Toutefois, la centrale semble actuellement donner satisfaction à ses exploitants et à l'ONE.

Le troisième projet, mené en 1999, devait permettre une meilleure connaissance des différents sites de la côte atlantique Sud. L'ONE avait prévu d'installer une éolienne par site pour mieux connaître le gisement éolien et la productivité des éoliennes dans des endroits désertiques. Ce projet, s'il avait été mené à terme, aurait pu être très bénéfique aujourd'hui pour évaluer le gisement au sud du pays.

Le quatrième projet, mené en 2002 concernait deux parcs éoliens totalisant 200 à 360 MW. Il devait permettre la relance de cette filière dans une formule BOT. Il a été déclaré infructueux alors que le prix offert par les derniers groupements en lice semblait être suffisamment attractif. L'annulation de ce projet a eu un impact très fort sur les développeurs de projets éoliens qui ont commencé à douter de la volonté réelle de l'ONE de développer cette filière. A posteriori, une explication au recul de l'ONE pourrait se trouver dans le bouquet énergétique du secteur électrique marocain. Celui-ci permettait difficilement en 2002 d'absorber la production éolienne alors que la production thermique de Jorf Lasfar et de Tahaddart, souscrite en « take or pay » devait couvrir l'essentiel des besoins marocains jusqu'en 2006. Des perspectives de développement ultérieur de cycles combinés au gaz laissait penser que le recours à l'énergie éolienne ne pouvait jouer qu'un rôle marginal dans l'immédiat. De plus, les difficultés d'exploitation redoutées initialement par tous les monopoles électriques ne jouaient pas en faveur d'un développement volontariste de l'éolien par l'ONE.

Le cinquième projet, mené en 2004, a réorienté l'ONE vers les financements concessionnels (toujours avec KfW), qui donne un KWh éolien plus intéressant. Il est actuellement en cours de construction à Essaouira.

Ces différents projets sont détaillés ci-après.

2.3.1 Parc de 3,5 MW à Koudia El Beida (1994)

Situé sur le même site que le parc A. Torres, le projet, d'une puissance de 3,5 MW, visait plutôt l'appropriation technologique par l'ONE et le CDER, dans le cadre d'un financement de la KfW. L'investissement s'élevait dans ce cas à un montant de 8,5 millions de DM.

Dû à des retards administratifs, il n'est rentré en fonctionnement qu'après celui de A. Torrès en 2000. Avec le financement concessionnel obtenu, et grâce au gisement éolien du site, il donne un KWh très bon marché. C'est sûrement l'un des parcs les plus rentables au monde.

2.3.2 Parcs d'Abdelkhalek Torres / Tétouan (50 MW) (1994)

A la suite de diverses études de gisement éolien marocain menées par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), l'ONE, a décidé d'utiliser le potentiel éolien disponible au nord du pays dans la région de Tétouan pour la production d'électricité. Dans le cas du site exceptionnel de Koudia El Baida, l'ONE a lancé un appel d'offres (réf. SP 35303) pour la réalisation d'un parc éolien de 50 MW selon la formule BTOT (Build Transfer Operate and Transfer) pour la construction et l'exploitation du parc éolien de 30 à 50 MW de Tetouan en production concessionnaire.

En 1994, un avis d'appel à candidatures international a été lancé par l'ONE sous le n°35303 en vue de la présélection d'entreprises spécialisées en production d'électricité à partir de l'énergie éolienne pour le projet de construction d'un parc éolien dans la région de Tétouan. Plusieurs groupements spécialisés ont répondu à cet avis et une commission s'est réunie à l'ONE en août pour retenir les groupements qui pourront répondre à ce présent Appel d'Offres. La date prévisionnelle pour la mise en service industrielle du parc éolien était octobre 1996.

Les caractéristiques techniques du parc éolien, sa situation, les données du site ainsi que les derniers résultats des mesures éoliennes sur le site, ont été décrites dans l'Appel d'Offres. Les soumissionnaires devaient spécifier les paramètres suivants:

- la puissance totale du parc;

- le prix TTC du KWh; et
- le taux annuel d'indexation du prix du KWh.

En outre, il était prévu que le consortium retenu serait responsable de l'exploitation du parc éolien jusqu'à l'expiration du contrat de fourniture de l'énergie électrique à l'ONE et aurait la possibilité de négocier une extension de ce contrat, sous réserve d'un accord mutuel entre les deux parties. Si un accord n'était pas conclu pour l'extension du contrat, le parc éolien deviendrait propriété de l'ONE sans paiement d'aucune soulte.



Figure 11: Parc éolien A. Torres, 50,4MW

Une fois désigné le consortium chargé de construire et d'exploiter le parc éolien a été invité à signer avec l'ONE le Contrat de Fourniture de l'Energie Electrique (PPA) produite par le parc éolien, pour une période de 20 ans. Le parc A. Torres de 50,5 MW a été mis en service en août 2000. C'est un groupement européen qui a été retenu après la consultation internationale. L'investissement relatif à ce projet s'est élevé à 60 millions de Dollars US. L'ordre de prix du KWh serait de 70 centimes de Dirham. Le consortium choisi a le statut de producteur concessionnaire d'énergie électrique au Maroc.

2.3.3 Projet Atlantique Sud (1999)

En Septembre 1999, l'ONE a lancé un appel d'offre (réf. SP40010) concernant l'étude, la réalisation, la construction et l'installation d'un parc éolien le long de la côte Atlantique Sud pour une puissance totale de 2.8 à 3.4 MW.

L'objectif étant d'installer une éolienne dans les sites suivants : Essaouira, Tan Tan, Tarfaya, Laâyoune et Dakhla.

Plusieurs groupements ont répondu à cet appel d'offres qui, après la remise des offres, a été annulé sans aucune explication.

2.3.4 Projet Eoliens de Tanger (140 à 200MW) et Tarfaya (60 à 160MW) (2002)

En 2002, l'ONE a lancé un appel d'offre (réf. SP40024) concernant le développement, le financement, la construction et l'exploitation des parcs éoliens de Tanger (140 à 200MW) et Tarfaya (60 à 160MW) : Investissement total estimé : de 160 à 400 millions €.

En Mai 2002, l'ouverture publique des offres a été faite. Alors que le prix d'électricité offert par un des groupements en compétition se situait dans une fourchette très basse pour l'énergie éolienne en 2002 (40 à 45 centimes de Dirham par kWh, net des certificats verts), l'ONE a déclaré sans aucune explication en mars 2003, que son appel d'offres était considéré « infructueux ».

2.3.5 Projet Eolien de Essaouira (60 MW) (2004)

Implanté sur le site de Cap Sim à 15 km au sud de la ville d'Essaouira, le parc éolien en cours de construction sera d'une puissance installée de 60 MW. La formule choisie n'est pas un BOT dans ce cas, l'ONE ayant bénéficié d'un financement KfW pour le projet. Après achèvement des études de site et d'impact environnemental, un appel d'offres international pour la réalisation du parc éolien a été lancé par l'ONE en novembre 2004.



Figure 12: Parc Eolien Essaouira Cap Sim (en construction, Août 2006)

Les travaux sont actuellement en cours, pour une mise en service du parc au premier semestre 2007. Le coût global de cet investissement estimé à 650 millions de dirhams est financé par la banque allemande KfW et par l'ONE.

3 ESTIMATION DES COÛTS DE DEVELOPPEMENT ET DE LA RENTABILITE POUR LES INVESTISSEURS

Pour étudier la rentabilité d'un projet éolien du point de vue de l'investisseur public ou privé, un modèle simplifié sous EXCEL a été développé sur les bases suivantes.

3.1 Paramètres techniques

Les principaux paramètres techniques utilisés sont :

- Puissance installée type par site pour le Maroc : 50 MW
- Coût par kW installé : 1 400 \$US sur la base d'éoliennes de 1 MW unitaire
- Coût de conduite et de maintenance annuel : 3 750 \$US par MW installé
- Temps annuel d'utilisation équivalent à puissance nominale (TAUE): entre 2500 et 4500 h par an
- Valorisation de la tonne de CO² évitée : 10 \$US
- Pour une telle installation le coût moyen de raccordement (ligne et poste) est estimée à 120 000 \$US par km sur la base d'un raccordement en 60 kV sur le poste le plus proche.

3.2 Paramètres financiers

Les principaux paramètres financiers utilisés sont :

- Taux de financement en capitaux propres : 30%
- Taux de financement par l'emprunt : 70%
- Taux d'intérêt sur le marché : 6%
- Durée de l'emprunt : 15 ans
- Délai de grâce : 0
- Durée de vie de l'investissement : 20 ans

Le prix de vente du kWh est l'une des inconnues de cette étude. Son impact a été étudié pour des valeurs variant de 4 c\$US à 6,5 c\$US.

L'investisseur prend comme critère de rentabilité le coût moyen pondéré du capital (WACC) qui varie selon le taux d'intérêt effectif de la dette.

Par commodité, le coût du capital est souvent calculé comme la moyenne pondérée du coût des capitaux propres et du coût de l'endettement net, selon la formule :

$$k = \frac{V_{CP}}{V_{CP} + V_D} \times k_{CP} + \frac{V_D}{V_{CP} + V_D} \times (1 - IS) \times k_D$$

(où VCP est la valeur des capitaux propres, VD la valeur de la dette, kCP le taux exigé par les actionnaires, IS le taux d'imposition, et kD le taux d'intérêt auquel la société peut s'endetter aujourd'hui).

Avec le taux d'intérêt du marché pour l'investissement industriel au Maroc, le WACC souhaité s'établit à 6,72 % pour k_{CP} = 14%, IS = 40% et les paramètres financiers ci-dessus.

Les tableaux ci-dessous récapitulent les taux de rentabilité internes obtenus pour des prix de vente de l'éolien de 4 c\$US, 4,7 c\$US et 5,5 c\$US en fonction des durées d'utilisation et de la distance de raccordement au réseau de transport. Les investisseurs devraient normalement considérer favorablement les projets dont les TRI sont supérieurs au WACC souhaité. L'expérience montre qu'ils prennent une marge d'incertitude qui les conduit à exiger un TRI supérieur à 8%.

Un autre critère de rentabilité a également été examiné : le taux d'enrichissement en capital (TEC) égal au quotient de la valeur actualisée nette avec un taux d'actualisation égal au WACC par l'investissement total. Ce critère est utilisé par les investisseurs dans le cas où leurs capacités techniques ou financières ne leur permettent pas de réaliser tous les projets possibles rentables au sens du TRI. Les projets sont alors classés par ordre de TEC décroissant et une limite basse est déterminée. L'annexe VII donne davantage d'informations sur la pertinence de ce critère.

En situation de lancement d'un projet, un TEC supérieur à 20% intéresse normalement les investisseurs privés en phase de conquête de marché. Un TEC supérieur à 30% correspond à la phase de croisière. Le marché de l'éolien au Maroc pour les investisseurs internationaux est plutôt à ranger dans la seconde catégorie dans la mesure où il s'insère dans un marché mondial caractérisé par l'abondance de la demande.

Les couples (TAUE, distance de raccordement) satisfaisants ($TRI > 8\%$ ou $TEC > 0,3$) sont en bleu dans les tableaux ci-dessous. Les investisseurs hésiteront sur la rentabilité des couples en rouge ($6,72\% < TRI < 8\%$ ou $0,2 < TEC < 0,3$).

On observe que le prix de vente de 4 c\$US n'est pleinement valable en TRI que dans le cas de très bons sites éoliens (plus de 4000h). Avec le TEC, il faut de plus que le site soit très proche du réseau.

Avec 4,7 c\$US, les bons sites (plus de 3500h) sont satisfaisants en TRI. Situation que le TEC réserve aux très bons sites (plus de 4000h) sites.

Avec 5,5 c\$US, ce sont respectivement les sites atteignant 3000 et 3500h qui sont satisfaisants pour le TRI et le TEC respectivement.

Bien entendu, les prix de vente annoncés correspondent au cas où l'investisseur est en mesure de valoriser la réduction des émissions de CO² au prix de 10 \$/tonne de CO² évité. Dans le cas contraire un prix de vente de 6 c\$US est nécessaire pour valoriser convenablement en TRI et en TEC des sites de TAUE 3000 et 3500 h respectivement.

Ces raisonnements économiques ne prennent toutefois pas en compte le contexte particulier du développement de l'énergie éolienne en Europe. En effet certains pays européens (dont la France, l'Espagne et l'Allemagne) ont été conduits dans le cadre de leur politique d'incitation au développement d'énergies renouvelables à garantir aux investisseurs dans l'énergie éolienne des prix d'achat garantis de l'ordre de 8c€ pour des sites en général moins favorables que ceux du Maroc. Il n'en reste pas moins que cet état de fait introduit une distorsion de concurrence qui risque de renchérir les coûts d'achat de l'énergie éolienne par l'ONE, à moins que celui-ci ne se pose lui-même en investisseur. Cette situation est actuellement aggravée par le manque de disponibilité d'éoliennes sur le marché et par l'existence de nombreux projets européens.

Figure 13: TRI avec prix de vente 4 c\$US /kWh

distance km	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	
TAUE h																						
2500	2,22%	2,13%	2,03%	1,93%	1,83%	1,74%	1,65%	1,55%	1,46%	1,37%	1,28%	1,19%	1,11%	1,02%	0,93%	0,85%	0,77%	0,68%	0,60%	0,52%	0,44%	
2600	2,70%	2,60%	2,50%	2,40%	2,30%	2,21%	2,11%	2,02%	1,92%	1,83%	1,74%	1,65%	1,56%	1,47%	1,39%	1,30%	1,22%	1,13%	1,05%	0,97%	0,88%	
2700	3,17%	3,07%	2,96%	2,86%	2,76%	2,67%	2,57%	2,47%	2,38%	2,28%	2,19%	2,10%	2,01%	1,92%	1,83%	1,74%	1,66%	1,57%	1,49%	1,40%	1,32%	
2800	3,63%	3,52%	3,42%	3,32%	3,22%	3,12%	3,02%	2,92%	2,82%	2,73%	2,63%	2,54%	2,45%	2,36%	2,27%	2,18%	2,09%	2,00%	1,92%	1,83%	1,75%	
2900	4,08%	3,97%	3,87%	3,76%	3,66%	3,56%	3,46%	3,36%	3,26%	3,16%	3,06%	2,97%	2,88%	2,78%	2,69%	2,60%	2,51%	2,42%	2,34%	2,25%	2,16%	
3000	4,52%	4,41%	4,30%	4,20%	4,09%	3,99%	3,89%	3,79%	3,69%	3,59%	3,49%	3,39%	3,30%	3,20%	3,11%	3,02%	2,93%	2,84%	2,75%	2,66%	2,57%	
3100	4,96%	4,85%	4,74%	4,63%	4,52%	4,42%	4,31%	4,21%	4,11%	4,01%	3,91%	3,81%	3,71%	3,62%	3,52%	3,43%	3,33%	3,24%	3,15%	3,06%	2,97%	
3200	5,39%	5,27%	5,16%	5,05%	4,94%	4,83%	4,73%	4,62%	4,52%	4,42%	4,32%	4,22%	4,12%	4,02%	3,93%	3,83%	3,74%	3,64%	3,55%	3,46%	3,37%	
3300	5,81%	5,69%	5,58%	5,47%	5,36%	5,25%	5,14%	5,03%	4,93%	4,82%	4,72%	4,62%	4,52%	4,42%	4,32%	4,23%	4,13%	4,04%	3,94%	3,85%	3,76%	
3400	6,22%	6,11%	5,99%	5,88%	5,77%	5,65%	5,54%	5,44%	5,33%	5,22%	5,12%	5,02%	4,91%	4,81%	4,71%	4,62%	4,52%	4,42%	4,33%	4,23%	4,14%	
3500	6,63%	6,52%	6,40%	6,28%	6,17%	6,06%	5,94%	5,83%	5,73%	5,62%	5,51%	5,41%	5,30%	5,20%	5,10%	5,00%	4,90%	4,80%	4,71%	4,61%	4,52%	
3600	7,04%	6,92%	6,80%	6,68%	6,57%	6,45%	6,34%	6,23%	6,12%	6,01%	5,90%	5,79%	5,69%	5,58%	5,48%	5,38%	5,28%	5,18%	5,08%	4,99%	4,89%	
3700	7,44%	7,32%	7,20%	7,08%	6,96%	6,84%	6,73%	6,61%	6,50%	6,39%	6,28%	6,17%	6,07%	5,96%	5,86%	5,76%	5,65%	5,55%	5,45%	5,36%	5,26%	
3800	7,84%	7,71%	7,59%	7,47%	7,35%	7,23%	7,11%	7,00%	6,88%	6,77%	6,66%	6,55%	6,44%	6,34%	6,23%	6,13%	6,02%	5,92%	5,82%	5,72%	5,62%	
3900	8,23%	8,10%	7,98%	7,86%	7,73%	7,61%	7,49%	7,38%	7,26%	7,15%	7,03%	6,92%	6,81%	6,70%	6,60%	6,49%	6,39%	6,28%	6,18%	6,08%	5,98%	
4000	8,62%	8,49%	8,36%	8,24%	8,11%	7,99%	7,87%	7,75%	7,63%	7,52%	7,40%	7,29%	7,18%	7,07%	6,96%	6,85%	6,75%	6,64%	6,54%	6,43%	6,33%	
4100	9,01%	8,87%	8,75%	8,62%	8,49%	8,37%	8,24%	8,12%	8,00%	7,89%	7,77%	7,66%	7,54%	7,43%	7,32%	7,21%	7,10%	7,00%	6,89%	6,79%	6,68%	
4200	9,39%	9,25%	9,12%	8,99%	8,87%	8,74%	8,61%	8,49%	8,37%	8,25%	8,13%	8,02%	7,90%	7,79%	7,68%	7,56%	7,45%	7,35%	7,24%	7,13%	7,03%	
4300	9,77%	9,63%	9,50%	9,37%	9,24%	9,11%	8,98%	8,86%	8,73%	8,61%	8,49%	8,37%	8,26%	8,14%	8,03%	7,91%	7,80%	7,69%	7,59%	7,48%	7,37%	
4400	10,14%	10,00%	9,87%	9,73%	9,60%	9,47%	9,34%	9,22%	9,09%	8,97%	8,85%	8,73%	8,61%	8,49%	8,38%	8,26%	8,15%	8,04%	7,93%	7,82%	7,71%	
4500	10,51%	10,37%	10,24%	10,10%	9,97%	9,83%	9,70%	9,58%	9,45%	9,32%	9,20%	9,08%	8,96%	8,84%	8,72%	8,61%	8,49%	8,38%	8,27%	8,16%	8,05%	

Figure 14: TEC avec prix de vente 4cUs /kWh

distance km	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
TAUE h																					
2500	-33,47%	-34,15%	-34,81%	-35,46%	-36,10%	-36,73%	-37,35%	-37,96%	-38,56%	-39,16%	-39,74%	-40,31%	-40,87%	-41,43%	-41,97%	-42,51%	-43,04%	-43,57%	-44,08%	-44,59%	-45,09%
2600	-30,19%	-30,90%	-31,59%	-32,26%	-32,93%	-33,59%	-34,24%	-34,87%	-35,50%	-36,11%	-36,72%	-37,31%	-37,90%	-38,48%	-39,05%	-39,61%	-40,16%	-40,70%	-41,24%	-41,77%	-42,29%
2700	-26,91%	-27,64%	-28,36%	-29,07%	-29,76%	-30,45%	-31,12%	-31,78%	-32,43%	-33,07%	-33,70%	-34,32%	-34,93%	-35,53%	-36,12%	-36,70%	-37,28%	-37,84%	-38,40%	-38,95%	-39,49%
2800	-23,64%	-24,39%	-25,14%	-25,87%	-26,59%	-27,30%	-28,00%	-28,68%	-29,36%	-30,02%	-30,68%	-31,32%	-31,95%	-32,58%	-33,19%	-33,80%	-34,39%	-34,98%	-35,56%	-36,13%	-36,69%
2900	-20,36%	-21,14%	-21,92%	-22,68%	-23,42%	-24,16%	-24,88%	-25,59%	-26,29%	-26,98%	-27,66%	-28,32%	-28,98%	-29,63%	-30,26%	-30,89%	-31,51%	-32,12%	-32,72%	-33,31%	-33,89%
3000	-17,08%	-17,89%	-18,69%	-19,48%	-20,25%	-21,01%	-21,76%	-22,50%	-23,22%	-23,94%	-24,64%	-25,33%	-26,01%	-26,68%	-27,34%	-27,99%	-28,63%	-29,26%	-29,88%	-30,49%	-31,09%
3100	-13,80%	-14,64%	-15,47%	-16,28%	-17,08%	-17,87%	-18,64%	-19,40%	-20,15%	-20,89%	-21,62%	-22,33%	-23,04%	-23,73%	-24,41%	-25,08%	-25,74%	-26,39%	-27,04%	-27,67%	-28,29%
3200	-10,52%	-11,39%	-12,24%	-13,09%	-13,91%	-14,72%	-15,52%	-16,31%	-17,09%	-17,85%	-18,60%	-19,34%	-20,06%	-20,78%	-21,48%	-22,18%	-22,86%	-23,53%	-24,20%	-24,85%	-25,49%
3300	-7,24%	-8,14%	-9,02%	-9,89%	-10,74%	-11,58%	-12,41%	-13,22%	-14,02%	-14,80%	-15,58%	-16,34%	-17,09%	-17,83%	-18,55%	-19,27%	-19,98%	-20,67%	-21,36%	-22,03%	-22,69%
3400	-3,96%	-4,89%	-5,80%	-6,69%	-7,57%	-8,44%	-9,29%	-10,13%	-10,95%	-11,76%	-12,56%	-13,34%	-14,12%	-14,88%	-15,63%	-16,37%	-17,09%	-17,81%	-18,51%	-19,21%	-19,89%
3500	-0,68%	-1,64%	-2,57%	-3,50%	-4,40%	-5,29%	-6,17%	-7,03%	-7,88%	-8,72%	-9,54%	-10,35%	-11,14%	-11,93%	-12,70%	-13,46%	-14,21%	-14,95%	-15,67%	-16,39%	-17,10%
3600	2,60%	1,61%	0,65%	-0,30%	-1,23%	-2,15%	-3,05%	-3,94%	-4,81%	-5,67%	-6,52%	-7,35%	-8,17%	-8,98%	-9,77%	-10,56%	-11,33%	-12,09%	-12,83%	-13,57%	-14,30%
3700	5,87%	4,87%	3,87%	2,90%	1,94%	1,00%	0,07%	-0,85%	-1,74%	-2,63%	-3,50%	-4,35%	-5,20%	-6,03%	-6,84%	-7,65%	-8,44%	-9,22%	-9,99%	-10,75%	-11,50%
3800	9,15%	8,12%	7,10%	6,09%	5,11%	4,14%	3,19%	2,25%	1,32%	0,42%	-0,48%	-1,36%	-2,22%	-3,08%	-3,92%	-4,74%	-5,56%	-6,36%	-7,15%	-7,93%	-8,70%
3900	12,43%	11,37%	10,32%	9,29%	8,28%	7,28%	6,30%	5,34%	4,39%	3,46%	2,54%	1,64%	0,75%	-0,13%	-0,99%	-1,84%	-2,68%	-3,50%	-4,31%	-5,11%	-5,90%
4000	15,71%	14,62%	13,54%	12,49%	11,45%	10,43%	9,42%	8,43%	7,46%	6,50%	5,56%	4,63%	3,72%	2,82%	1,94%	1,07%	0,21%	-0,64%	-1,47%	-2,29%	-3,10%
4100	18,99%	17,87%	16,77%	15,68%	14,62%	13,57%	12,54%	11,53%	10,53%	9,55%	8,58%	7,63%	6,69%	5,77%	4,87%	3,97%	3,09%	2,22%	1,37%	0,53%	-0,30%
4200	22,27%	21,12%	19,99%	18,88%	17,79%	16,72%	15,66%	14,62%	13,60%	12,59%	11,60%	10,63%	9,67%	8,72%	7,79%	6,88%	5,97%	5,09%	4,21%	3,35%	2,50%
4300	25,55%	24,37%	23,21%	22,08%	20,96%	19,86%	18,78%	17,71%	16,67%	15,64%	14,62%	13,62%	12,64%	11,67%	10,72%	9,78%	8,86%	7,95%	7,05%	6,17%	5,30%
4400	28,83%	27,62%	26,44%	25,27%	24,13%	23,00%	21,90%	20,81%	19,74%	18,68%	17,64%	16,62%	15,61%	14,62%	13,65%	12,69%	11,74%	10,81%	9,89%	8,99%	8,09%
4500	32,10%	30,87%	29,66%	28,47%	27,30%	26,15%	25,02%	23,90%	22,80%	21,72%	20,66%	19,62%	18,59%	17,57%	16,58%	15,59%	14,62%	13,67%	12,73%	11,81%	10,89%

Figure 15: TRI avec prix de vente 4,7 c\$US/kWh

distance km	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
TAUE h																					
2500	3,95%	3,84%	3,74%	3,63%	3,53%	3,43%	3,33%	3,23%	3,13%	3,04%	2,94%	2,85%	2,75%	2,66%	2,57%	2,48%	2,39%	2,30%	2,22%	2,13%	2,04%
2600	4,46%	4,35%	4,24%	4,14%	4,03%	3,93%	3,83%	3,73%	3,63%	3,53%	3,43%	3,33%	3,24%	3,15%	3,05%	2,96%	2,87%	2,78%	2,69%	2,60%	2,52%
2700	4,96%	4,85%	4,74%	4,63%	4,52%	4,42%	4,31%	4,21%	4,11%	4,01%	3,91%	3,81%	3,72%	3,62%	3,52%	3,43%	3,34%	3,25%	3,16%	3,07%	2,98%
2800	5,45%	5,34%	5,23%	5,12%	5,01%	4,90%	4,79%	4,69%	4,58%	4,48%	4,38%	4,28%	4,18%	4,08%	3,99%	3,89%	3,80%	3,71%	3,61%	3,52%	3,43%
2900	5,94%	5,82%	5,71%	5,59%	5,48%	5,37%	5,26%	5,16%	5,05%	4,95%	4,84%	4,74%	4,64%	4,54%	4,44%	4,35%	4,25%	4,16%	4,06%	3,97%	3,88%
3000	6,41%	6,29%	6,18%	6,06%	5,95%	5,84%	5,73%	5,62%	5,51%	5,40%	5,30%	5,19%	5,09%	4,99%	4,89%	4,79%	4,69%	4,60%	4,50%	4,41%	4,31%
3100	6,88%	6,76%	6,64%	6,52%	6,41%	6,30%	6,18%	6,07%	5,96%	5,85%	5,75%	5,64%	5,54%	5,43%	5,33%	5,23%	5,13%	5,03%	4,94%	4,84%	4,74%
3200	7,34%	7,22%	7,10%	6,98%	6,86%	6,75%	6,63%	6,52%	6,41%	6,30%	6,19%	6,08%	5,97%	5,87%	5,77%	5,66%	5,56%	5,46%	5,36%	5,26%	5,17%
3300	7,80%	7,67%	7,55%	7,43%	7,31%	7,19%	7,08%	6,96%	6,85%	6,73%	6,62%	6,51%	6,41%	6,30%	6,19%	6,09%	5,99%	5,88%	5,78%	5,68%	5,58%
3400	8,25%	8,12%	8,00%	7,87%	7,75%	7,63%	7,51%	7,40%	7,28%	7,17%	7,05%	6,94%	6,83%	6,72%	6,61%	6,51%	6,40%	6,30%	6,20%	6,10%	6,00%
3500	8,70%	8,57%	8,44%	8,31%	8,19%	8,07%	7,95%	7,83%	7,71%	7,59%	7,48%	7,36%	7,25%	7,14%	7,03%	6,92%	6,82%	6,71%	6,61%	6,50%	6,40%
3600	9,14%	9,01%	8,88%	8,75%	8,62%	8,50%	8,37%	8,25%	8,13%	8,01%	7,90%	7,78%	7,67%	7,55%	7,44%	7,33%	7,22%	7,12%	7,01%	6,91%	6,80%
3700	9,57%	9,44%	9,31%	9,18%	9,05%	8,92%	8,80%	8,67%	8,55%	8,43%	8,31%	8,19%	8,08%	7,96%	7,85%	7,74%	7,63%	7,52%	7,41%	7,30%	7,20%
3800	10,01%	9,87%	9,74%	9,60%	9,47%	9,34%	9,21%	9,09%	8,96%	8,84%	8,72%	8,60%	8,48%	8,37%	8,25%	8,14%	8,03%	7,92%	7,81%	7,70%	7,59%
3900	10,44%	10,30%	10,16%	10,02%	9,89%	9,76%	9,63%	9,50%	9,38%	9,25%	9,13%	9,01%	8,89%	8,77%	8,65%	8,53%	8,42%	8,31%	8,20%	8,09%	7,98%
4000	10,86%	10,72%	10,58%	10,44%	10,31%	10,17%	10,04%	9,91%	9,78%	9,65%	9,53%	9,41%	9,28%	9,16%	9,05%	8,93%	8,81%	8,70%	8,58%	8,47%	8,36%
4100	11,28%	11,14%	11,00%	10,86%	10,72%	10,58%	10,45%	10,32%	10,18%	10,06%	9,93%	9,80%	9,68%	9,56%	9,44%	9,32%	9,20%	9,08%	8,97%	8,85%	8,74%
4200	11,70%	11,55%	11,41%	11,27%	11,13%	10,99%	10,85%	10,72%	10,58%	10,45%	10,32%	10,20%	10,07%	9,95%	9,82%	9,70%	9,58%	9,46%	9,35%	9,23%	9,12%
4300	12,12%	11,97%	11,82%	11,68%	11,53%	11,39%	11,25%	11,12%	10,98%	10,85%	10,72%	10,59%	10,46%	10,33%	10,21%	10,08%	9,96%	9,84%	9,72%	9,61%	9,49%
4400	12,53%	12,38%	12,23%	12,08%	11,93%	11,79%	11,65%	11,51%	11,37%	11,24%	11,11%	10,97%	10,84%	10,72%	10,59%	10,46%	10,34%	10,22%	10,10%	9,98%	9,86%
4500	12,94%	12,78%	12,63%	12,48%	12,33%	12,19%	12,05%	11,90%	11,77%	11,63%	11,49%	11,36%	11,23%	11,10%	10,97%	10,84%	10,71%	10,59%	10,47%	10,35%	10,23%

Figure 16: TEC avec prix de vente 4,7 c\$US/kWh

distance km	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	
TAUE h																						
2500	-21,30%	-22,08%	-22,84%	-23,59%	-24,33%	-25,06%	-25,78%	-26,48%	-27,17%	-27,86%	-28,53%	-29,19%	-29,84%	-30,48%	-31,11%	-31,73%	-32,34%	-32,94%	-33,53%	-34,12%	-34,70%	
2600	-17,53%	-18,34%	-19,14%	-19,92%	-20,69%	-21,45%	-22,20%	-22,93%	-23,65%	-24,36%	-25,06%	-25,75%	-26,42%	-27,09%	-27,74%	-28,39%	-29,03%	-29,65%	-30,27%	-30,88%	-31,48%	
2700	-13,77%	-14,61%	-15,44%	-16,25%	-17,05%	-17,84%	-18,61%	-19,38%	-20,13%	-20,86%	-21,59%	-22,30%	-23,01%	-23,70%	-24,38%	-25,05%	-25,72%	-26,37%	-27,01%	-27,64%	-28,27%	
2800	-10,00%	-10,88%	-11,74%	-12,58%	-13,41%	-14,23%	-15,03%	-15,82%	-16,60%	-17,37%	-18,12%	-18,86%	-19,59%	-20,31%	-21,02%	-21,72%	-22,40%	-23,08%	-23,75%	-24,40%	-25,05%	
2900	-6,24%	-7,14%	-8,03%	-8,91%	-9,77%	-10,62%	-11,45%	-12,27%	-13,08%	-13,87%	-14,65%	-15,42%	-16,18%	-16,92%	-17,66%	-18,38%	-19,09%	-19,79%	-20,49%	-21,17%	-21,84%	
3000	-2,47%	-3,41%	-4,33%	-5,24%	-6,13%	-7,01%	-7,87%	-8,72%	-9,55%	-10,38%	-11,18%	-11,98%	-12,76%	-13,54%	-14,30%	-15,04%	-15,78%	-16,51%	-17,22%	-17,93%	-18,62%	
3100	1,29%	0,32%	-0,63%	-1,57%	-2,49%	-3,40%	-4,29%	-5,17%	-6,03%	-6,88%	-7,72%	-8,54%	-9,35%	-10,15%	-10,93%	-11,71%	-12,47%	-13,22%	-13,96%	-14,69%	-15,41%	
3200	5,06%	4,06%	3,07%	2,10%	1,15%	0,22%	-0,71%	-1,61%	-2,51%	-3,38%	-4,25%	-5,10%	-5,94%	-6,76%	-7,57%	-8,37%	-9,16%	-9,93%	-10,70%	-11,45%	-12,19%	
3300	8,83%	7,79%	6,78%	5,78%	4,79%	3,83%	2,88%	1,94%	1,02%	0,11%	-0,78%	-1,66%	-2,52%	-3,37%	-4,21%	-5,03%	-5,85%	-6,65%	-7,44%	-8,21%	-8,98%	
3400	12,59%	11,53%	10,48%	9,45%	8,43%	7,44%	6,46%	5,49%	4,54%	3,61%	2,69%	1,78%	0,89%	0,02%	-0,85%	-1,70%	-2,54%	-3,36%	-4,17%	-4,97%	-5,76%	
3500	16,36%	15,26%	14,18%	13,12%	12,07%	11,05%	10,04%	9,04%	8,07%	7,10%	6,16%	5,23%	4,31%	3,40%	2,52%	1,64%	0,78%	-0,07%	-0,91%	-1,74%	-2,55%	
3600	20,12%	18,99%	17,88%	16,79%	15,72%	14,66%	13,62%	12,60%	11,59%	10,60%	9,63%	8,67%	7,72%	6,79%	5,88%	4,98%	4,09%	3,21%	2,35%	1,50%	0,67%	
3700	23,89%	22,73%	21,58%	20,46%	19,36%	18,27%	17,20%	16,15%	15,12%	14,10%	13,09%	12,11%	11,14%	10,18%	9,24%	8,31%	7,40%	6,50%	5,61%	4,74%	3,88%	
3800	27,65%	26,46%	25,29%	24,13%	23,00%	21,88%	20,78%	19,70%	18,64%	17,59%	16,56%	15,55%	14,55%	13,57%	12,60%	11,65%	10,71%	9,79%	8,88%	7,98%	7,10%	
3900	31,42%	30,19%	28,99%	27,80%	26,64%	25,49%	24,36%	23,25%	22,16%	21,09%	20,03%	18,99%	17,97%	16,96%	15,96%	14,99%	14,02%	13,07%	12,14%	11,22%	10,31%	
4000	35,19%	33,93%	32,69%	31,47%	30,28%	29,10%	27,95%	26,81%	25,69%	24,58%	23,50%	22,43%	21,38%	20,35%	19,33%	18,32%	17,33%	16,36%	15,40%	14,46%	13,52%	
4100	38,95%	37,66%	36,39%	35,15%	33,92%	32,71%	31,53%	30,36%	29,21%	28,08%	26,97%	25,87%	24,80%	23,73%	22,69%	21,66%	20,65%	19,65%	18,66%	17,69%	16,74%	
4200	42,72%	41,40%	40,10%	38,82%	37,56%	36,32%	35,11%	33,91%	32,74%	31,58%	30,44%	29,31%	28,21%	27,12%	26,05%	25,00%	23,96%	22,93%	21,93%	20,93%	19,95%	
4300	46,48%	45,13%	43,80%	42,49%	41,20%	39,94%	38,69%	37,46%	36,26%	35,07%	33,91%	32,76%	31,62%	30,51%	29,41%	28,33%	27,27%	26,22%	25,19%	24,17%	23,17%	
4400	50,25%	48,86%	47,50%	46,16%	44,84%	43,55%	42,27%	41,02%	39,78%	38,57%	37,37%	36,20%	35,04%	33,90%	32,78%	31,67%	30,58%	29,51%	28,45%	27,41%	26,38%	
4500	54,01%	52,60%	51,20%	49,83%	48,48%	47,16%	45,85%	44,57%	43,31%	42,06%	40,84%	39,64%	38,45%	37,29%	36,14%	35,01%	33,89%	32,79%	31,71%	30,65%	29,60%	

Figure 17: TRI avec prix de vente 5,5 c\$US

distance km	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
TAUE h																					
2500	5,79%	5,67%	5,56%	5,45%	5,34%	5,23%	5,12%	5,01%	4,91%	4,81%	4,70%	4,60%	4,50%	4,40%	4,31%	4,21%	4,11%	4,02%	3,93%	3,83%	3,74%
2600	6,34%	6,22%	6,10%	5,99%	5,88%	5,76%	5,65%	5,55%	5,44%	5,33%	5,23%	5,12%	5,02%	4,92%	4,82%	4,72%	4,62%	4,53%	4,43%	4,34%	4,25%
2700	6,88%	6,76%	6,64%	6,52%	6,40%	6,29%	6,18%	6,07%	5,96%	5,85%	5,74%	5,64%	5,53%	5,43%	5,33%	5,23%	5,13%	5,03%	4,93%	4,83%	4,74%
2800	7,41%	7,28%	7,16%	7,04%	6,92%	6,81%	6,69%	6,58%	6,47%	6,36%	6,25%	6,14%	6,03%	5,93%	5,82%	5,72%	5,62%	5,52%	5,42%	5,32%	5,22%
2900	7,93%	7,80%	7,68%	7,56%	7,44%	7,32%	7,20%	7,08%	6,97%	6,86%	6,75%	6,64%	6,53%	6,42%	6,31%	6,21%	6,11%	6,00%	5,90%	5,80%	5,70%
3000	8,44%	8,32%	8,19%	8,07%	7,94%	7,82%	7,70%	7,58%	7,47%	7,35%	7,24%	7,12%	7,01%	6,90%	6,80%	6,69%	6,58%	6,48%	6,38%	6,27%	6,17%
3100	8,95%	8,82%	8,69%	8,57%	8,44%	8,32%	8,19%	8,07%	7,95%	7,84%	7,72%	7,61%	7,49%	7,38%	7,27%	7,16%	7,05%	6,95%	6,84%	6,74%	6,64%
3200	9,46%	9,32%	9,19%	9,06%	8,93%	8,81%	8,68%	8,56%	8,44%	8,32%	8,20%	8,08%	7,97%	7,85%	7,74%	7,63%	7,52%	7,41%	7,30%	7,20%	7,09%
3300	9,95%	9,82%	9,68%	9,55%	9,42%	9,29%	9,16%	9,04%	8,91%	8,79%	8,67%	8,55%	8,43%	8,32%	8,20%	8,09%	7,98%	7,87%	7,76%	7,65%	7,54%
3400	10,45%	10,31%	10,17%	10,03%	9,90%	9,77%	9,64%	9,51%	9,38%	9,26%	9,14%	9,02%	8,90%	8,78%	8,66%	8,54%	8,43%	8,32%	8,21%	8,10%	7,99%
3500	10,93%	10,79%	10,65%	10,51%	10,38%	10,24%	10,11%	9,98%	9,85%	9,72%	9,60%	9,47%	9,35%	9,23%	9,11%	8,99%	8,88%	8,76%	8,65%	8,54%	8,43%
3600	11,42%	11,27%	11,13%	10,99%	10,85%	10,71%	10,58%	10,44%	10,31%	10,18%	10,06%	9,93%	9,80%	9,68%	9,56%	9,44%	9,32%	9,20%	9,09%	8,98%	8,86%
3700	11,89%	11,75%	11,60%	11,46%	11,32%	11,18%	11,04%	10,90%	10,77%	10,64%	10,51%	10,38%	10,25%	10,13%	10,00%	9,88%	9,76%	9,64%	9,52%	9,41%	9,29%
3800	12,37%	12,22%	12,07%	11,92%	11,78%	11,64%	11,50%	11,36%	11,22%	11,09%	10,96%	10,83%	10,70%	10,57%	10,44%	10,32%	10,20%	10,07%	9,95%	9,84%	9,72%
3900	12,84%	12,69%	12,54%	12,39%	12,24%	12,10%	11,95%	11,81%	11,67%	11,54%	11,40%	11,27%	11,14%	11,01%	10,88%	10,75%	10,63%	10,50%	10,38%	10,26%	10,14%
4000	13,31%	13,15%	13,00%	12,85%	12,70%	12,55%	12,40%	12,26%	12,12%	11,98%	11,84%	11,71%	11,57%	11,44%	11,31%	11,18%	11,05%	10,93%	10,80%	10,68%	10,56%
4100	13,77%	13,61%	13,46%	13,30%	13,15%	13,00%	12,85%	12,71%	12,56%	12,42%	12,28%	12,14%	12,01%	11,87%	11,74%	11,61%	11,48%	11,35%	11,22%	11,10%	10,98%
4200	14,24%	14,07%	13,91%	13,76%	13,60%	13,45%	13,30%	13,15%	13,00%	12,86%	12,71%	12,57%	12,44%	12,30%	12,16%	12,03%	11,90%	11,77%	11,64%	11,51%	11,39%
4300	14,69%	14,53%	14,37%	14,21%	14,05%	13,89%	13,74%	13,59%	13,44%	13,29%	13,15%	13,00%	12,86%	12,72%	12,59%	12,45%	12,32%	12,18%	12,05%	11,92%	11,80%
4400	15,15%	14,98%	14,82%	14,65%	14,49%	14,33%	14,18%	14,02%	13,87%	13,72%	13,58%	13,43%	13,29%	13,14%	13,00%	12,87%	12,73%	12,60%	12,46%	12,33%	12,20%
4500	15,60%	15,43%	15,27%	15,10%	14,94%	14,77%	14,62%	14,46%	14,30%	14,15%	14,00%	13,85%	13,71%	13,56%	13,42%	13,28%	13,14%	13,01%	12,87%	12,74%	12,61%

Figure 18: TEC avec prix de vente 5,5 c\$US/kWh

distance km TAUE h	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
2500	-7,39%	-8,28%	-9,17%	-10,03%	-10,88%	-11,72%	-12,55%	-13,36%	-14,16%	-14,94%	-15,71%	-16,47%	-17,22%	-17,96%	-18,69%	-19,40%	-20,11%	-20,80%	-21,48%	-22,16%	-22,82%
2600	-3,07%	-4,00%	-4,92%	-5,82%	-6,71%	-7,58%	-8,44%	-9,28%	-10,11%	-10,93%	-11,73%	-12,52%	-13,30%	-14,07%	-14,83%	-15,57%	-16,30%	-17,03%	-17,74%	-18,44%	-19,13%
2700	1,26%	0,29%	-0,67%	-1,60%	-2,53%	-3,43%	-4,32%	-5,20%	-6,07%	-6,92%	-7,75%	-8,57%	-9,38%	-10,18%	-10,97%	-11,74%	-12,50%	-13,25%	-13,99%	-14,72%	-15,44%
2800	5,58%	4,57%	3,58%	2,61%	1,65%	0,71%	-0,21%	-1,12%	-2,02%	-2,90%	-3,77%	-4,62%	-5,47%	-6,29%	-7,11%	-7,91%	-8,70%	-9,48%	-10,25%	-11,01%	-11,75%
2900	9,90%	8,86%	7,83%	6,82%	5,83%	4,86%	3,90%	2,95%	2,02%	1,11%	0,21%	-0,68%	-1,55%	-2,41%	-3,25%	-4,08%	-4,90%	-5,71%	-6,51%	-7,29%	-8,06%
3000	14,22%	13,14%	12,08%	11,04%	10,01%	9,00%	8,01%	7,03%	6,07%	5,12%	4,19%	3,27%	2,37%	1,48%	0,61%	-0,25%	-1,10%	-1,94%	-2,76%	-3,57%	-4,37%
3100	18,54%	17,43%	16,33%	15,25%	14,19%	13,14%	12,12%	11,11%	10,11%	9,14%	8,17%	7,22%	6,29%	5,37%	4,47%	3,58%	2,70%	1,84%	0,98%	0,14%	-0,68%
3200	22,87%	21,71%	20,58%	19,46%	18,37%	17,29%	16,23%	15,19%	14,16%	13,15%	12,15%	11,17%	10,21%	9,26%	8,33%	7,41%	6,50%	5,61%	4,73%	3,86%	3,01%
3300	27,19%	26,00%	24,83%	23,68%	22,55%	21,43%	20,34%	19,26%	18,20%	17,16%	16,13%	15,12%	14,13%	13,15%	12,19%	11,24%	10,30%	9,38%	8,47%	7,58%	6,70%
3400	31,51%	30,28%	29,08%	27,89%	26,73%	25,58%	24,45%	23,34%	22,25%	21,17%	20,11%	19,07%	18,05%	17,04%	16,05%	15,07%	14,10%	13,15%	12,22%	11,30%	10,39%
3500	35,83%	34,57%	33,33%	32,11%	30,90%	29,72%	28,56%	27,42%	26,29%	25,19%	24,10%	23,02%	21,97%	20,93%	19,90%	18,90%	17,90%	16,92%	15,96%	15,01%	14,08%
3600	40,15%	38,85%	37,58%	36,32%	35,08%	33,87%	32,67%	31,50%	30,34%	29,20%	28,08%	26,97%	25,89%	24,82%	23,76%	22,73%	21,70%	20,70%	19,71%	18,73%	17,77%
3700	44,48%	43,14%	41,83%	40,53%	39,26%	38,01%	36,78%	35,57%	34,38%	33,21%	32,06%	30,92%	29,81%	28,71%	27,62%	26,56%	25,50%	24,47%	23,45%	22,45%	21,46%
3800	48,80%	47,43%	46,07%	44,75%	43,44%	42,16%	40,89%	39,65%	38,43%	37,22%	36,04%	34,87%	33,72%	32,59%	31,48%	30,39%	29,31%	28,24%	27,19%	26,16%	25,15%
3900	53,12%	51,71%	50,32%	48,96%	47,62%	46,30%	45,00%	43,73%	42,47%	41,24%	40,02%	38,82%	37,64%	36,48%	35,34%	34,21%	33,11%	32,01%	30,94%	29,88%	28,84%
4000	57,44%	56,00%	54,57%	53,17%	51,80%	50,45%	49,11%	47,81%	46,52%	45,25%	44,00%	42,77%	41,56%	40,37%	39,20%	38,04%	36,91%	35,79%	34,68%	33,60%	32,52%
4100	61,77%	60,28%	58,82%	57,39%	55,98%	54,59%	53,23%	51,88%	50,56%	49,26%	47,98%	46,72%	45,48%	44,26%	43,06%	41,87%	40,71%	39,56%	38,43%	37,31%	36,21%
4200	66,09%	64,57%	63,07%	61,60%	60,16%	58,73%	57,34%	55,96%	54,61%	53,27%	51,96%	50,67%	49,40%	48,15%	46,92%	45,70%	44,51%	43,33%	42,17%	41,03%	39,90%
4300	70,41%	68,85%	67,32%	65,82%	64,34%	62,88%	61,45%	60,04%	58,65%	57,29%	55,94%	54,62%	53,32%	52,04%	50,78%	49,53%	48,31%	47,10%	45,92%	44,75%	43,59%
4400	74,73%	73,14%	71,57%	70,03%	68,51%	67,02%	65,56%	64,12%	62,70%	61,30%	59,92%	58,57%	57,24%	55,93%	54,64%	53,36%	52,11%	50,88%	49,66%	48,46%	47,28%
4500	79,05%	77,42%	75,82%	74,24%	72,69%	71,17%	69,67%	68,19%	66,74%	65,31%	63,91%	62,52%	61,16%	59,82%	58,49%	57,19%	55,91%	54,65%	53,41%	52,18%	50,97%

Dans le même esprit les tableaux synthétiques suivants donnent pour une puissance installée de 50 MW, les couples satisfaisants distance au réseau x temps équivalent de fonctionnement à puissance nominale d'abord en TRI, puis en TEC.

Figure 19: TAUE satisfaisants en TRI

distance km	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
c\$US/kWh																					
4	3900	3900	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4300	4300	4300	4400	4400	4400	4500	4500	4500
4,1	3800	3800	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4300	4300	4300	4300	4400	4400	4400
4,2	3700	3800	3800	3800	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4300	4300	4300	4400
4,3	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3800	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4300
4,4	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3900	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4200	4200
4,5	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3800	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4000	4100	4100
4,6	3500	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3900	3900	3900	3900	4000	4000	4000
4,7	3400	3400	3500	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3800	3900	3900	3900	4000
4,8	3300	3400	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3900	3900
4,9	3300	3300	3300	3400	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3700	3800	3800	3800
5	3200	3200	3300	3300	3300	3400	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3800
5,1	3200	3200	3200	3200	3300	3300	3300	3300	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700
5,2	3100	3100	3200	3200	3200	3200	3300	3300	3300	3300	3400	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3500	3600	3600	3600
5,3	3100	3100	3100	3100	3200	3200	3200	3200	3300	3300	3300	3300	3400	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3500	3600
5,4	3000	3000	3100	3100	3100	3100	3200	3200	3200	3200	3300	3300	3300	3300	3400	3400	3400	3400	3500	3500	3500
5,5	3000	3000	3000	3000	3100	3100	3100	3100	3200	3200	3200	3200	3300	3300	3300	3300	3400	3400	3400	3400	3500
5,6	2900	2900	3000	3000	3000	3000	3100	3100	3100	3100	3200	3200	3200	3200	3300	3300	3300	3300	3400	3400	3400
5,7	2900	2900	2900	2900	3000	3000	3000	3000	3100	3100	3100	3100	3200	3200	3200	3200	3300	3300	3300	3300	3300
5,8	2800	2900	2900	2900	2900	2900	3000	3000	3000	3000	3100	3100	3100	3100	3200	3200	3200	3200	3200	3300	3300
5,9	2800	2800	2800	2900	2900	2900	2900	2900	3000	3000	3000	3000	3100	3100	3100	3100	3200	3200	3200	3200	3200
6	2700	2800	2800	2800	2800	2900	2900	2900	2900	3000	3000	3000	3000	3000	3100	3100	3100	3100	3200	3200	3200

Figure 20: TAUE satisfaisants en TEC

Distance km	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
c\$US/kWh																					
4	4500	4500	N/A																		
4,1	4400	4400	4500	4500	4500	N/A															
4,2	4300	4300	4400	4400	4400	4500	4500	N/A													
4,3	4200	4300	4300	4300	4400	4400	4400	4500	4500	4500	N/A										
4,4	4100	4200	4200	4200	4300	4300	4300	4400	4400	4400	4500	4500	N/A								
4,5	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4300	4300	4300	4400	4400	4400	4500	4500	4500	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
4,6	4000	4000	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4200	4300	4300	4300	4400	4400	4400	4500	4500	4500	N/A	N/A	N/A
4,7	3900	3900	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4300	4300	4300	4400	4400	4400	4500	4500	4500	N/A
4,8	3800	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4300	4300	4300	4400	4400	4400	4400	4500
4,9	3800	3800	3800	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4200	4300	4300	4300	4400	4400
5	3700	3700	3800	3800	3800	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4300	4300	4300
5,1	3600	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3900	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4200	4200	4200	4300
5,2	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3900	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4100	4100	4100	4200	4200
5,3	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3800	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4100	4100	4100
5,4	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3800	3900	3900	3900	4000	4000	4000	4000
5,5	3400	3400	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3800	3900	3900	3900	4000	4000
5,6	3400	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3800	3900	3900	3900
5,7	3300	3300	3400	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3700	3800	3800	3800	3900
5,8	3300	3300	3300	3300	3400	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3700	3800	3800
5,9	3200	3200	3300	3300	3300	3300	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700	3700	3700
6	3200	3200	3200	3200	3300	3300	3300	3300	3400	3400	3400	3500	3500	3500	3500	3600	3600	3600	3600	3700	3700

3.3 Cas particulier des autoproducteurs

Les cimentiers et sidérurgistes marocains notamment sont intéressés par l'autoproduction pour réduire leurs coûts énergétiques. Dans le cas du cimentier Lafarge, l'ONE a admis de racheter les excédents de production pour la moitié du prix de vente dans la même tranche horaire.

Le tableau ci-après présente les taux de rentabilité pour un client THT moyenne utilisation, pour différents niveaux de puissance éolienne installée et d'autoconsommation de la puissance éolienne produite et pour un site à 20 km du réseau.

Figure 21: Rentabilité autoproducteur (TRI)

Taux d'autoproduction	50,00%	55,00%	60,00%	65,00%	70,00%	75,00%	80,00%	85,00%	90,00%	95,00%	100%
puissance kW											
10000	2,83%	3,23%	3,61%	4,00%	4,37%	4,74%	5,11%	5,47%	5,83%	6,18%	6,53%
20000	4,19%	4,60%	4,99%	5,38%	5,77%	6,15%	6,53%	6,90%	7,27%	7,64%	8,00%
30000	4,68%	5,08%	5,49%	5,88%	6,27%	6,66%	7,04%	7,41%	7,79%	8,16%	8,52%
40000	4,93%	5,34%	5,74%	6,14%	6,53%	6,92%	7,30%	7,68%	8,05%	8,43%	8,79%
50000	5,08%	5,49%	5,89%	6,29%	6,68%	7,07%	7,46%	7,84%	8,22%	8,59%	8,96%

Figure 22: Rentabilité autoproducteur (TEC)

Taux d'autoproduction	50,00%	55,00%	60,00%	65,00%	70,00%	75,00%	80,00%	85,00%	90,00%	95,00%	100%
puissance kW											
10000	-28,98%	-26,23%	-23,48%	-20,73%	-17,98%	-15,24%	-12,49%	-9,74%	-6,99%	-4,24%	-1,50%
20000	-19,30%	-16,34%	-13,37%	-10,41%	-7,44%	-4,48%	-1,51%	1,45%	4,42%	7,38%	10,35%
30000	-15,73%	-12,68%	-9,64%	-6,59%	-3,55%	-0,50%	2,54%	5,59%	8,63%	11,68%	14,72%
40000	-13,87%	-10,78%	-7,70%	-4,61%	-1,52%	1,56%	4,65%	7,74%	10,83%	13,91%	17,00%
50000	-12,73%	-9,62%	-6,50%	-3,39%	-0,28%	2,83%	5,95%	9,06%	12,17%	15,28%	18,40%

Le tableau montre que la rentabilité limite au sens du WACC (6,72%) est atteinte d'autant plus facilement que le projet est important et que l'autoconsommation est forte.

Au sens du TEC elle n'est jamais atteinte même avec une autoconsommation totale.

Les résultats montrent également que la valorisation des émissions de CO² est indispensable pour atteindre une rentabilité suffisante.

De meilleurs taux de profitabilité doivent cependant être accessibles dans le cas d'une optimisation plus fine au cas par cas incluant des changements de régime tarifaire.

4 LES OBJECTIFS DU GOUVERNEMENT MAROCAIN

4.1 Eléments de politique énergétique

Le gouvernement marocain a annoncé sa volonté d'obtenir que 10% des besoins énergétiques non traditionnels proviennent de sources renouvelables en 2012. Cet objectif proclamé implique que 20% de l'électricité consommée dans le Royaume à cette date proviennent de telles sources.

Le potentiel de mise en œuvre des énergies renouvelables au Maroc est substantiel. Il concerne principalement l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

- Le gisement éolien détient à court terme le potentiel d'énergie renouvelable le plus important tant en volume qu'en faisabilité. Le Maroc est sans doute doté de plusieurs milliers de MW, soit plusieurs dizaines de TWh exploitables, sur ses côtes méditerranéenne et atlantique et dans les massifs montagneux. Le recensement en est encore trop incomplet pour annoncer des valeurs plus précises. Le CDER finalise actuellement un document qui regroupe et analyse les mesures effectuées jusqu'à ce jour, mais qui ne constituera pas un atlas exhaustif et ordonné par ordre de mérite de la ressource disponible. Un chiffre de 6000 MW a été évoqué mais il ne repose pas sur un examen fiable du potentiel, lequel devrait se révéler finalement supérieur à cette valeur.
- Seulement 264,2 MW éoliens sont exploités ou programmés à ce jour pour un productible total de 958 GWh. L'ONE exploite 54 MW pour un productible de 200 GWh sur deux sites à proximité de Tétouan. Le cimentier Lafarge a également équipé un parc de 10,2 MW (38,1 GWh) dans un site contigu à son usine de Tétouan. A court terme, l'ONE construit 60 MW au Cap Sim pour un productible annuel espéré de 210 GWh. 140 MW, avec un productible de 510 GWh sont également programmés pour 2008 à Tanger. En outre le site de Taza, dans l'intérieur est intensivement prospecté et intéresse l'ONE et des investisseurs. Il offrirait un potentiel de 100 MW installés pour 290 GWh. Plusieurs industriels, cimentiers et sidérurgistes s'intéressent activement à l'autoproduction éolienne et attendent l'élargissement et la clarification du cadre réglementaire pour prendre des initiatives qui pourraient porter sur un total de 300 MW (900 GWh) d'ici 2012.
- Le développement de l'énergie hydroélectrique gravitaire de grande puissance est pratiquement terminé avec 26 usines totalisant une puissance installée de 1265 MW et un productible annuel irrégulier représentant entre 1 et 2 TWh par an. Un aménagement supplémentaire est cependant programmé par l'ONE à El-Tananift (38,1 MW, 274,1 GWh) en 2007. Par contre des opportunités de réalisation supplémentaires de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) existent en sus de la station existante d'Afourer (463 MW). Il ne s'agit pas de production nette mais de stockage temporaire d'énergie sous forme gravitaire permettant de valoriser d'autres énergies dont la disponibilité ou le prix est intrinsèquement aléatoire (éolien, solaire, importation) ou d'emmagasiner un surplus d'énergie consécutif à l'application de contrats « take or pay ». Ce processus engendre cependant une perte nette d'énergie d'environ 30%.
- En matière d'énergie solaire, le projet phare est celui de Aïn Beni Mathar où l'ONE et ses partenaires construisent une centrale thermo-solaire de 228 MW dans laquelle la part énergétique du solaire se monte à 3,5 % soit 56 GWh mis en service en 2007. Outre l'utilisation de kits solaires en milieu rural, un projet de développement à grande échelle du solaire connecté au réseau est envisagé. Les perspectives à court terme de cette filière devraient rester limitées et leur impact sur le bilan énergétique global demeurer marginal.

A partir des éléments précédents, le tableau suivant récapitule la contribution disponible ou prévisible des énergies renouvelables à la production de l'électricité appelée en 2012. Il démontre que la réalisation des projets actuellement considérés comme probables ne permettrait pas d'atteindre l'objectif de 20%. Il manque 2 664 GWh, dont la seule source potentielle est l'énergie éolienne connectée au réseau.

Figure 23: Contribution disponible ou prévisible des énergies renouvelables à la production de l'électricité appelée en 2012

	demande	hydro	éolien	solaire	Renouvelable/ Demande
Energie (GWh)	30000	1582	1698,1**	56	11,1%
Puissance (MW)	5000	398*	504	22,4	18,5%

*en valeur utile à la pointe pour une puissance installée de 1 265 MW

**sur la base de tous les projets probables rappelés ci-dessus

4.2 Scénarios de développement de l'éolien

Trois scénarios peuvent être examinés dans le but d'atteindre l'objectif recherché

- Scénario 1 : le développement de l'éolien est gelé aux sites existants ou en cours de réalisation (Cap Sim, Tanger et Lafarge).
- Scénario 2 : tous les projets envisagés actuellement, dont Taza sont réalisés par l'ONE ou les auto producteurs.
- Scénario 3 : outre les sites des scénarios précédents des sites supplémentaires sont équipés de sorte que l'objectif proclamé de 20% de l'électricité marocaine est produit en 2012 à partir d'énergie renouvelable (hydraulique, éolien, solaire)

Figure 24: Scénarios de développement de l'éolien

Situation	Situation actuelle	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Electricité produite à partir d'énergies renouvelables (GWh/an)	1 544	2 596	3 336	6 000
puissance éolienne installée (MW)	64,2	264,2	514	1350
dont éolien (GWh/an)	238	958	1 698	4 362
Dont autre (GWh/an)	1 308	1 638	1 638	1 638

Le tableau montre qu'environ 1 100 MW sont nécessaires au-delà du programme existant ou engagé pour atteindre l'objectif de 20 % de part renouvelable de la production électrique en 2012 soit 800 MW de plus que le potentiel des sites notoirement considérés.

5 EXAMEN DU REALISME ECONOMIQUE ET DE LA VIABILITE TECHNIQUE DES OBJECTIFS.

5.1 Généralités

Les conditions de l'accueil de l'énergie éolienne sur le réseau marocain et sa valorisation dépendent de conditions techniques et économiques qu'il convient d'examiner successivement :

- Les capacités d'accueil des réseaux de transport et de distribution au voisinage du site de production
- Le maintien de la qualité du service local en dépit des fluctuations de la production éolienne
- L'insertion technique de la production éolienne dans le bouquet énergétique marocain
- Les conséquences technico-économiques de l'introduction massive d'énergie éolienne dans le bilan énergétique du secteur électrique marocain.

L'étude fine de ces différentes perspectives aurait exigé la fourniture de données précises à caractère technique et économique. Malheureusement l'ONE n'a pas fourni les documents demandés par le Consultant (Cf. la demande écrite qui lui a été transmise en annexe VIII).et, comme indiqué au chapitre 1, les éléments communiqués par le CDER ont été trop imprécis pour permettre une représentation exhaustive de la production éolienne dans l'espace et le temps.

En conséquence, les éléments qui suivent sont étayés par des données fragmentaires, quelquefois anciennes recueillies auprès de la Banque Mondiale, sur le site Internet de l'ONE ou résultant d'études analogues de simulation de bouquet énergétique exécutées par le Consultant. Elles permettent cependant une analyse de l'économie et de la viabilité des objectifs, étape indispensable avant d'engager la réflexion sur le meilleur schéma pour atteindre les objectifs.

5.2 Les capacités d'accueil des réseaux

Peu d'éléments sont connus du Consultant sur ce thème. Une étude exhaustive a semble-t-il été réalisée par RED ELECTRICA à la demande de l'ONE pour le réseau de transport marocain. Elle n'a été communiquée ni au Consultant ni au Ministère de l'Energie et des Mines malgré des demandes répétées.

Cependant, l'accueil de la production éolienne sur les réseaux de transport pour des puissances unitaires de 10 à 100 MW ne devrait pas être insurmontable dans les zones côtières denses du Nord et de l'Ouest du Royaume. La capacité d'accueil varie aussi selon le type de machines mises en place. Plus économiques, les génératrices asynchrones ne produisent pas d'énergie réactive. Le bilan réactif doit donc être assuré par d'autres sources ce qui peut réduire la capacité d'accueil en un point. Les machines synchrones, développées par quelques constructeurs pour les éoliennes contribuent à l'équilibre réactif du réseau et sont de ce fait plus facile à intégrer. La problématique du Sud est différente si le potentiel éolien permet d'envisager une production massive destinée largement à l'exportation de plusieurs milliers de MW. Des lignes à courant continu dédiées devraient alors être envisagées. Par contre la production éolienne de quelques centaines de MW dans le sud, spécialement si elle est à base de machines synchrones, pourrait contribuer à améliorer le plan de tension dans le sud, voire à réduire les besoins d'investissement sur le réseau de transport.

L'accueil de la petite production éolienne, inférieure à 10 MW sur les réseaux de distribution MT doit être examiné au coup par coup. Jusqu'à 2 MW en 20 KV, le raccordement sur le départ MT le plus proche devrait en général être possible sous réserve d'une section suffisante des lignes de transport et de la possibilité de maintenir un plan de tension correct en toutes circonstances. Dans les autres cas, le raccordement direct au poste source le plus proche doit être préconisé.

5.3 Le maintien de la qualité du service local

Comme indiqué ci-dessus, l'insertion de production éolienne sur les réseaux de distribution peut poser des problèmes de variations de tension liées aux fluctuations caractéristiques de cette énergie. Les améliorations apportées aux éoliennes permettent d'en réduire l'impact sur le réseau. Par ailleurs le nombre de machines, en augmentant le foisonnement des puissances instantanées produites est un facteur favorable.

Moins connu est le risque, commun à toutes les situations de production en réseau, de voir se constituer de façon accidentelle ou à l'occasion de manœuvres sur le réseau, des situations d'îlotage impliquant quelques groupes synchrones et asynchrones et une consommation qu'ils sont susceptibles de satisfaire en énergie active et réactive. Ces configurations anormales sont en général instables et provoquent des phénomènes de pompage ou d'amorçage asynchrone qui sont destructeurs pour les matériels et la clientèle. La possibilité de telles situations doit être repérée à l'avance et faire l'objet de dispositifs de protection adaptés.

5.4 L'insertion technique de la production éolienne dans le bouquet énergétique marocain

Le caractère spécifique de la production éolienne conduit à respecter certaines précautions dans sa mise en œuvre massive dans le contexte marocain. Comme évoqué ultérieurement la puissance éolienne installée envisagée pour le Maroc peut atteindre jusqu'à 1500 MW en 2012, soit environ 30% de la demande de pointe, 40 % de la demande en heures pleines et 68 % de la demande en heures creuses. Une règle pragmatique utilisée par les grands opérateurs européens ou américains limitait jusqu'ici à 20% la part de l'éolien dans la production à un instant donné pour réduire l'impact sur la fréquence et la tension de la variabilité intrinsèque de la production éolienne. Dans le cas du Maroc, la qualité des sites éoliens en terme de régularité de la ressource ainsi que les progrès accomplis dans le réglage des éoliennes incite à fixer cette limite pragmatique à 25%.

La puissance garantie par la production éolienne est nulle dans le contexte du démarrage d'un programme éolien. En effet le nombre de sites équipés reste faible et le foisonnement entre leurs productions soumises à des régimes de vent différents reste limité. En conséquence, durant cette phase initiale, il est prudent de considérer que l'introduction de l'éolien n'aura pas d'influence sur les besoins en puissance garantie fournie par les aménagements thermiques.

La capacité d'interconnexion avec l'Espagne portée de 400 à 1500 MW, inclut normalement une marge de réserve primaire à hauteur de la puissance nominale du principal groupe marocain soit Tahaddart (384 MW). Cette réserve devrait également permettre de faire face aux aléas du productible éolien sans constitution de réserve primaire ou secondaire supplémentaire au Maroc pendant la période 2006-2012. Les moyens thermiques à démarrage rapide (turbines à combustion) devraient assurer la réserve tertiaire si aucune réserve n'est disponible sur les groupes tournants. Cependant la sécurisation technique et l'optimisation économique des échanges avec l'Espagne et l'Algérie sont des questions critiques pour l'insertion optimale et la valorisation de l'éolien au Maroc.

L'introduction massive de l'éolien exige également que le dispatching de l'ONE soit en mesure de prévoir la production éolienne et de conduire le parc en tenant compte de ses fluctuations inévitables. Cela nécessite l'acquisition d'un savoir-faire, l'équipement des centrales éoliennes de dispositifs de transmissions de données en temps réel, voire de téléajustage, ainsi que la réalisation de prévisions de production par les opérateurs, assorties éventuellement de pénalités en cas d'erreurs manifestes ou de carence.

5.5 Le bouquet énergétique marocain

Le placement de la production éolienne dans le bilan énergétique marocain s'inscrit dans le contexte d'une demande en forte expansion (8%). La courbe de charge, de structure stable sur l'année, s'ordonne autour de trois paliers : Pointe (5h, P), heures pleines (7h, 0,75 P), heures creuses (12h, 0,44 P).

Le parc de production actuel et futur comprend :

- des centrales dont le placement est prioritaire par nature : l'énergie hydraulique d'éclusée et l'énergie éolienne
- des centrales thermiques conduites par des opérateurs privés dont le placement est régi par des contrats de type « take or pay ». Faute d'avoir eu accès aux contrats en question, le Consultant suppose que ces contrats ne sont pas léonins c'est-à-dire que le combustible n'est payé par l'ONE que s'il est consommé.
- Des centrales dont le placement est régi par l'ordre de mérite. Elles regroupent les centrales thermiques appartenant à l'ONE et les centrales hydrauliques avec retenue.

En outre le dispatching dispose de deux éléments de bouclage : la centrale de pompage / turbinage d'Afourer et l'importation / exportation avec l'Espagne et marginalement l'Algérie.

Figure 25: Parc de production 2004

Centrale	Puissance installée	Combustible	Production 2004	Observation
Jorf Lasfar	2x330+2x350 MW	charbon vapeur	9936 GWh	take or pay
Mohammedia	4x150 MW	charbon/fioul	2059 GWh fioul 2621 GWh charbon	ONE
Kenitra	4x75 MW	fioul		ONE
Jerada	3x55 MW	charbon/petcoke		ONE
Tahaddart	CC 1x384 MW	GN		take or pay
TAC 20/33MW	615 MW	fioul	126 GWh	ONE
26 hydros	1273 MW	hydro	1591GWh	
STEP Afourer	463 MW	hydro		Pompage
Abdelkhalek	54 MW	éolien	186 GWh	

Pour suivre l'évolution rapide de la demande, l'ONE avait prévu un programme ambitieux de développement de cycles combinés au gaz naturel et de conversion des centrales fioul et des turbines à combustion au gaz naturel. Cette stratégie s'avère finalement impraticable pour l'instant faute de disponibilité de gaz naturel sur le gazoduc Algérie –Espagne transitant par le Maroc. L'ONE est contraint de revenir à la stratégie charbon-vapeur ou d'envisager la création de terminaux méthaniers. Cependant ce type de projets ne devrait pas apparaître sur le réseau avant 2011 en raison des délais de construction. L'ONE prévoit cependant de doubler la capacité du CCGT gaz naturel / solaire d'Aïn Beni Mathar dès 2008.

Les CCGT sont techniquement peu modulables sans fortes pertes de rendement. De plus la centrale de Tahaddart consomme le gaz dû par l'Espagne au Maroc à titre de péage de transport sur le gazoduc Algérie-Espagne, ce qui exige son fonctionnement avec un facteur de charge annuel de 70%. Comme pour les centrales charbon vapeur les développeurs indépendants devraient exiger des contrats de type « take or pay ».

Tel qu'envisagé par l'ONE dans la période 2006-2012 l'essentiel du parc de production marocain est peu flexible puisque composé très majoritairement de centrales hydroélectriques à placement obligatoire et d'IPP avec contrat « take or pay ». L'élément de souplesse le plus significatif sur le plan technique est représenté par les interconnexions. Il convient cependant de noter que les études d'optimisation du parc effectuées jusqu'en 2005 par l'ONE et connues du Consultant ne prennent pas en compte un développement intensif du parc éolien et l'optimisation globale du parc dans ce contexte.

5.6 Démarche d'optimisation

La démarche suivante a été menée pour répondre à la question du réalisme technique et économique de l'objectif éolien proclamé au paragraphe 4.1 :

- Optimisation technico-économique du parc thermique entre 2006 et 2012 dans différents cas de développement de la production éolienne.
- Comparaison des valeurs actualisées des différents cas de développement de l'éolien incluant le développement du parc thermique associé actualisé.
- Pour la solution retenue, examen des prix d'achats acceptables pour l'éolien pour un parc thermique donné.
- Examen de la compatibilité des prix de vente avec les exigences attendues des investisseurs.

5.7 Optimisation technico-économique du parc

Malgré le manque de données détaillées précédemment signalé, une modélisation simplifiée du bilan énergétique marocain a pu être construite. Bien entendu, la connaissance détaillée des parcs de production, des principes réels de dispatching et des sites éoliens envisagés permettrait de raffiner cette approche.

Les principes de simulation et les hypothèses retenues figurent en annexe IV.

Les stratégies de développement suivantes du parc éolien ont été considérées :

- Stratégie 0 : pas de développement au-delà du parc existant en 2006 (64 MW).
- Stratégie 1 : développement du parc à raison de 150 MW par an jusqu'en 2012
- Stratégie 2 : développement du parc à raison de 270 MW par an jusqu'en 2012, ce qui correspond à l'objectif proclamé.
- Stratégie 3 : développement du parc à raison de 300 MW par an jusqu'en 2012

Pour chacune de ces stratégies, le parc thermique a été optimisé en tenant compte des travaux déjà lancés (Ain Beni Mathar 200 MW, interconnexions renforcées), des contraintes techniques et de la nécessité de ne pas accepter le délestage comme un moyen normal d'équilibrage offre demande.

Dans ces conditions les parcs suivants correspondent à l'optimum économique sur la période 2006 – 2012 pour chaque stratégie de développement de l'éolien :

- Stratégie 0

MW	charbon	éolien	CCGT
2006			
2007		0	
2008		0	450
2009		0	
2010		0	
2011	660	0	
2012	348		

- Stratégie 1

MW	charbon	éolien	CCGT
2006			
2007		150	
2008		150	200
2009		150	
2010		150	
2011	330	150	250
2012	330		

- Stratégie 2

MW	charbon	éolien	CCGT
2006			
2007		270	
2008		270	200
2009		270	
2010		270	
2011	330	270	
2012	330		250

- Stratégie 3

MW	charbon	éolien	CCGT
2006			
2007		300	
2008		300	200
2009		300	
2010		300	
2011	330	300	
2012			250

L'examen de ces tableaux montre qu'un des effets de l'introduction massive de l'énergie éolienne est de permettre de différer la construction de nouveaux moyens de production thermique sous réserve de disposer de moyens d'ajustement réguliers (l'interconnexion avec l'Espagne) ou exceptionnels (turbines à combustibles, centrales anciennes), comme c'est le cas du Maroc.

5.8 Comparaison technico-économique des stratégies

Basée sur le calcul des valeurs actualisées (8%) des coûts des stratégies entre 2007 et 2012, la comparaison donne les résultats suivants :

- Stratégie 0

M\$US	annuité	maintenance	coûts variables	
2007	0	0	722,0	722,0
2008	18	18	701,4	737,4
2009	18	18	803,9	839,9
2010	18	18	731,0	767,0
2011	54,5	91,0	821,5	967,0
2012	73,8	129,5	911,1	1114,4

VAN = 4 201,1 M\$US

- Stratégie 1

M\$US	Annuité	maintenance	coûts variables	total
2007	10,5	6,3	688,1	704,9
2008	29	20,6	700,7	750,3
2009	39,5	26,9	771,6	838,0
2010	50	33,2	715,3	798,5
2011	88,8	86,0	762,6	937,4
2012	107,0	122,5	869,0	1098,5

VAN = 4 185,6 M\$US

- Stratégie 2

M\$US	annuité	maintenance	coûts variables	total
2007	18,9	11,34	663,2	693,4
2008	45,8	30,68	658,8	735,3
2009	64,7	42,02	716,7	823,4
2010	83,6	53,36	655,5	792,5
2011	120,8	101,2	736,6	958,5
2012	149,0	147,7	802,7	1099,4

VAN = 4 162,1 M\$US

- Stratégie 3

M\$US	annuité	maintenance	coûts variables	
2007	21	12,6	665,3	698,9
2008	50	25,2	669,7	744,9
2009	71	37,8	717,0	825,8
2010	92	50,4	665,0	807,4
2011	131,3	99,5	747,2	977,9
2012	141,3	109,5	783,1	1033,8

VAN = 4 159,45 M\$US

Les valeurs actualisées des quatre stratégies sont très proches mais elles montrent une tendance stable en faveur de l'installation d'un maximum de production éolienne. Encore faudrait-il tenir compte de la valeur résiduelle plus importante de la stratégie 2 qui présente 1350 MW installés en éolien, 660 MW récents en charbon vapeur et 450 MW récents en CCGT alors que la stratégie 0 n'offre que 1 048 MW en charbon-vapeur et 450 en CCGT.

De plus la tendance à l'augmentation du coût des combustibles ne pourrait qu'accentuer la tendance.

En conclusion, la comparaison des stratégies conforte le choix d'objectif effectué par le gouvernement marocain.

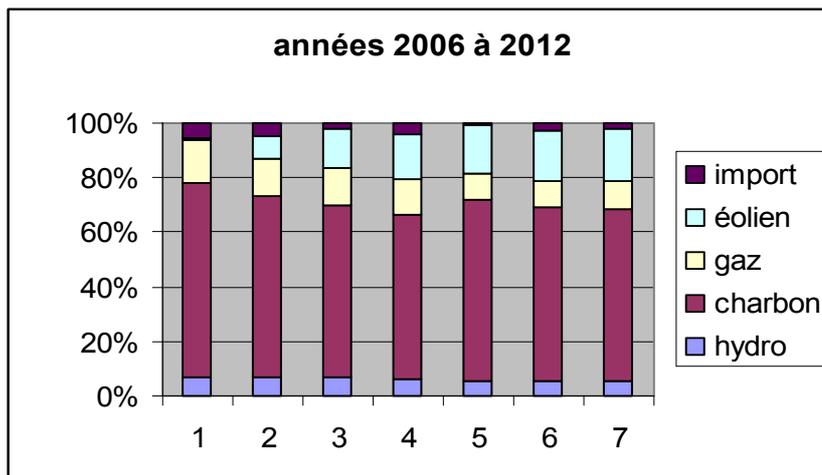
Bien entendu, ce résultat est à prendre sous les réserves déjà exprimées à propos des données disponibles. Une étude plus fouillée et beaucoup plus ambitieuse ne pourrait être entreprise qu'avec la coopération effective des principaux acteurs et durerait plusieurs mois.

5.9 Examen du prix d'achat de l'énergie éolienne acceptable pour le secteur électrique marocain

En adoptant l'évolution du parc de production éolien correspondant à la stratégie 2, la valorisation de la production éolienne dans le bouquet énergétique marocain peut être obtenue en comparant les coûts variables dans une exploitation de ce parc avec et sans éolien au cours des années 2006 à 2012. Les gains obtenus du fait de la production éolienne sont alors rapportés au volume de cette production pour obtenir un prix moyen par kWh acceptable pour l'opérateur et les consommateurs.

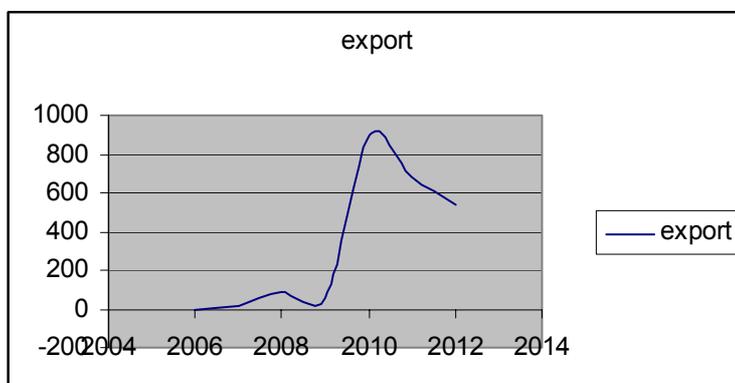
Dans tout ce qui suit le parc de production éolien est supposé posséder une TAUE moyenne de 3500 h.

Figure 26: Evolution du bilan énergétique de 2006 à 2012 dans la stratégie 2



Dans le même temps les exportations évoluent de la façon suivante :

Figure 27: Evolution des exportations



Le tableau suivant donne la valorisation du kWh éolien en c\$US pour 10 tirages aléatoires de la production éolienne chaque année de 2007 à 2012 suivant le processus décrit précédemment

Figure 28: Valorisation du kWh éolien

2007	5,94	6,08	5,94	6,12	5,82	5,80	5,95	5,90	6,03	6,08
2008	5,52	5,59	5,56	5,54	5,63	5,79	5,52	5,61	5,44	5,70
2009	5,74	5,74	5,89	5,90	5,60	5,76	5,75	5,86	5,77	5,83
2010	4,65	4,66	4,69	4,64	4,70	4,74	4,64	4,76	4,72	4,65
2011	5,68	5,76	5,62	5,59	5,66	5,72	5,62	5,64	5,68	5,68
2012	5,48	5,60	5,47	5,64	5,53	5,50	5,45	5,43	5,46	5,43

On obtient les valeurs moyennes suivantes :

Année	c\$US/kWh
2007	5,96
2008	5,59
2009	5,78
2010	4,68
2011	5,67
2012	5,50

A l'exception de l'année 2010 marquée par une forte hausse des exportations peu valorisées en heures creuses, la valorisation moyenne du kWh éolien est d'au moins 5,5 c\$US/kWh.

Compte tenu de l'imprécision des données utilisées et de l'absence de coopération de l'opérateur, ces résultats doivent être considérés avec prudence. Toutefois, les hypothèses de calcul utilisées sont plutôt défavorables à l'éolien, donc prudentes :

- Le taux de progression de la demande est plutôt pessimiste ce qui accentue la part de l'exportation mal rémunérée en heures creuses et réduit l'utilisation de moyens thermiques onéreux auxquels l'éolien se substitue.
- Les coûts d'investissement correspondent à une période de tension sur le marché des machines éoliennes ce qui provoque des coûts conjoncturels élevés.
- Aucune dérive des coûts des combustibles par rapport à l'inflation n'a été prise en compte contrairement à la tendance admise.
- Le modèle éolien est purement aléatoire, ce qui surestime la production en heures creuses, alors qu'en réalité les mesures de vent montrent que le productible est plus fort en heures pleines et pointe.

5.10 Rentabilité pour l'investisseur

En rapprochant la valeur acceptable d'achat du kWh éolien des exigences des investisseurs figurant sur les tableaux 8 et 8bis., on constate qu'au sens du TEC, le plus exigeant, les sites éoliens situés à moins de 20 km du réseau et un TAUE de 3500h au moins devraient être intéressants dans les conditions de prix proposées.

Au sens du TRI, l'intérêt des investisseurs devrait se manifester dès 3000h pour des sites proches du réseau et pour des sites éloignés avec des TAUE de l'ordre de 3500h.

Il est malheureusement à craindre que les investisseurs soient plus enclins à suivre le TEC que le TRI, dans un contexte de forte demande éolienne qui voit des tarifs plus élevés octroyés en Europe et aux Etats-Unis.

Si des sites non intrinsèquement rentables devaient être réalisés, des dispositifs incitatifs devraient être mis en place pour l'acheteur et/ou le vendeur.

De plus les opérateurs éoliens évoluent dans une perspective mondiale et peuvent être tentés d'exiger au Maroc une rémunération au moins égale à celle qu'ils obtiennent de façon réglementaire dans d'autres pays, en particulier en Europe du fait de la proximité géographique : en France (8,2c€ les dix premières années puis 2,8 c€ soit environ 7 c€ ou 8,4 c\$US en valeur actualisée au WACC), en Espagne (7,08 c€) ou en Allemagne (8,7 c€ pendant cinq ans puis au moins 5,5 c€ soit 6,8 c€ ou 8,2 c\$US actualisés au WACC) par exemple.

Le Maroc pourrait se prévaloir de conditions économiques plus favorables notamment en matière de coûts de main d'œuvre pour obtenir des prix de vente du kWh moins élevés qu'en Europe. Toutefois la composante main d'œuvre joue peu dans la constitution du prix de revient du kWh éolien. Les investisseurs peuvent aussi estimer que le contexte général est plus incertain pour demander une rémunération plus élevée.

Dans la mesure où l'ONE, où des investisseurs marocains, uniquement préoccupés de la réalité économique marocaine seraient les principaux acteurs financiers du développement éolien, les distorsions précédentes pourraient être largement évitées et le calcul économique strict retrouverait sa validité.

5.11 La problématique du financement

Si le prix d'achat du kWh éolien consenti par l'ONE est inférieur à la valorisation moyenne du kWh dans le bouquet électrique marocain, aucune incitation financière n'est nécessaire et les tarifs de l'électricité peuvent même baisser. Cette situation devrait correspondre à la rationalité économique pure.

Si le prix d'achat du kWh éolien consenti par l'ONE est supérieur à la valorisation moyenne du kWh, les tarifs de l'ONE devraient augmenter en proportion de l'écart entre ces deux valeurs et la proportion d'énergie éolienne suivant le tableau suivant :

Figure 29: Impact sur les tarifs ONE (c\$/kWh) en fonction du tarif d'achat éolien

Prix d'achat du kWh éolien (c\$US)	5,5	6	6,5	7	7,5	8
2007	0,0000	0,0030	0,0441	0,0852	0,1264	0,1675
2008	0,0000	0,0585	0,1298	0,2011	0,2724	0,3437
2009	0,0000	0,0357	0,1181	0,2006	0,2830	0,3654
2010	0,1477	0,2383	0,3289	0,4195	0,5101	0,6007
2011	0,0000	0,0618	0,1543	0,2468	0,3393	0,4319
2012	0,0003	0,0969	0,1936	0,2902	0,3869	0,4835

Ces surcoûts sont probablement supportables dans la mesure où les évolutions tarifaires seront également affectées par d'autres facteurs exogènes comme le coût des combustibles fossiles pour lesquels l'énergie éolienne a un effet modérateur :

- Si le coût des combustibles reste modéré, le niveau général des tarifs restera lui aussi modéré facilitant l'acceptabilité d'un surcoût de l'éolien.
- Si le coût des combustibles augmente, la valorisation de l'éolien augmentera, rendant les tarifs consentis économiquement rationnels.

Des financements externes concessionnels peuvent aussi permettre la réduction des prix de vente du kWh éolien à rentabilité constante pour l'investisseur et réduire ou éviter la hausse des tarifs de l'ONE. L'ouverture du marché des kWh verts en Europe est une autre perspective permettant de réduire l'impact éventuel du développement de l'éolien sur le consommateur marocain.

6 AUDIT DE LA REGLEMENTATION EN VIGUEUR ET DES IMPLICATIONS DU PROJET DE LIBERALISATION DU SECTEUR ELECTRIQUE

Les projets utilisant des énergies renouvelables, et plus particulièrement les projets éoliens, doivent respecter un ensemble de législations ne formant pas un cadre homogène.

Ainsi, certaines obligations découlent de la législation relative au secteur de l'électricité et d'autres proviennent de législations aussi diverses que celles relatives à l'urbanisme, à l'environnement ou encore à l'aviation civile.

6.1 Les obligations découlant de la législation gouvernant le secteur de l'électricité

Le recensement des obligations issues de la législation relative au secteur de l'électricité et pesant sur les projets éoliens (6.1.3) nécessite une étude approfondie du cadre général de l'organisation du marché de l'électricité au Maroc (6.1.1), ainsi qu'une analyse de la réforme en cours de préparation visant à libéraliser ce secteur (6.1.2).

6.1.1 Cadre général - Organisation du marché de l'électricité

Les principaux textes participant à la définition du cadre général du secteur de l'électricité sont :

- Dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'Office National de l'Electricité (ONE) ;
- Décret n°2-64-394 du 29 septembre 1964 relatif aux régies communales dotées de la personnalité civile et de l'autonomie financière ;
- Décret n°2-73-553 du 29 novembre 1973 approuvant le cahier des charges de l'ONE ;
- Dahir portant loi n°1-73-201 du 19 septembre 1977 modifiant le dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 ;
- Décret-loi n°2-94-503 du 23 septembre 1994 modifiant le dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 ;
- Dahir n°1-02-01 du 29 janvier 2002 portant promulgation de la loi n°28-01 modifiant et complétant le dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 ;
- Dahir n°1-02-297 du 3 octobre 2002 portant promulgation de la loi n°78-00 portant charte communale ;
- Décret n°2-04-504 du 7 février 2005 fixant les attributions et l'organisation du Ministère de l'Energie et des Mines.

6.1.2 Production

L'ONE, Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière et créé par le dahir n°1-63-226 du 5 août 1963, est chargé, depuis sa création du service public de la production de l'énergie électrique sur le territoire du Maroc.

Aux termes du 2° de l'article 2 du dahir du 5 août 1963, l'ONE possède « l'exclusivité de l'aménagement des moyens de production d'énergie électrique d'une puissance supérieure à 10 MW ».

Cependant, sur le fondement de l'article 6 du même texte, tel que modifié par le Décret-loi n°2-94-503 du 23 septembre 1994, l'ONE est habilité « à *passer, après appel à la concurrence, des conventions avec des personnes morales de droit privé, pour la production par ces derniers de l'énergie électrique d'une puissance supérieure à 10 MW* ».

La production d'électricité sur le territoire du Maroc est donc également le fait de personnes privées concessionnaires tel notamment que :

- Jorf Lasfar Energy Company (JLEC) ;
- Compagnie Eolienne du Detroit (CED) ;
- Energie Electrique de Tahaddart S.A. (EET).

L'activité de production de ces personnes privées concessionnaires est cependant très encadrée puisque l'article 6 précité précise que leur production doit être « *exclusivement à la satisfaction des besoins de l'office* ».

A coté de ces personnes privées concessionnaires des « auto producteurs » peuvent également produire de l'électricité. Ce terme désigne en effet les producteurs produisant de l'énergie électrique destinée à leur usage exclusif, d'une puissance égale ou inférieure à 10 MW. Ces « auto producteurs » ne peuvent pas le cas échéant livrer leurs excédents à l'ONE puisque l'électricité qu'ils produisent est réservée à leur usage exclusif.

Dans le cas du cimentier LAFARGE, autorisé à vendre de tels excédents à l'ONE, il semble que l'ONE soit allé au-delà des termes du dahir du 5 août 1963.

6.1.3 Transport

C'est également l'ONE qui, aux termes de l'article 2 du dahir du 5 août 1963 est chargé du service public du transport de l'énergie électrique. C'est à lui qu'appartient l'exclusivité de la gestion du réseau de transport.

6.1.4 Distribution

La distribution d'électricité entre également dans les compétences reconnues à l'ONE par l'article 2 du dahir du 5 août 1963.

Cependant, aux côtés de l'ONE d'autres entités sont chargées de la distribution de l'énergie électrique, et en particulier, les régies de distribution. Ces régies communales ou intercommunales, placées sous la tutelle du Ministère de l'Intérieur peuvent assurer,

notamment pour les grands centres urbains, et conformément à l'article 3 du dahir du 5 août 1963 la distribution de l'électricité, en lieu et place de l'ONE.

Dans certains cas, la distribution réalisée par ces régies a été concédée à des personnes privées par le biais de contrats de gestion déléguée signés avec certaines communautés urbaines.

Aujourd'hui on peut citer les conventions de délégation suivante :

- LYDEC : Distribution de l'électricité dans la région de Casablanca ;
- REDAL : Distribution de l'électricité dans la région de Rabat - Salé ;
- AMENDIS : Distribution de l'électricité dans la région de Tanger - Tetouan.

6.1.5 Tarification

Le prix de l'électricité distribuée par l'ONE et par les régies de distribution est fixé par décret du Premier Ministre.

Le prix de l'énergie électrique distribuée par les distributeurs concessionnaires est quant à lui fixé de manière contractuelle.

6.2 Les axes de la réforme visant à libéraliser le secteur de l'électricité

Le secteur de l'électricité au Maroc est sur le point de connaître un véritable bouleversement grâce à une réforme de grande ampleur visant selon les termes du projet de loi à moderniser et à libéraliser ce secteur. Un projet de loi a été préparé par un Consultant et soumis aux différents départements ministériels pour examen et observations.

Selon la version du 28 octobre 2005 de ce texte, Cette réforme vise principalement à :

- Assurer la compétitivité des prix pour les clients industriels dans le contexte de l'ouverture de l'économie marocaine ;
- inciter les activités en régime de monopole à l'efficacité et garantir la répercussion des gains induits par une réduction des prix pour les clients ;
- établir un équilibre économique durable du secteur ;
- attirer les investissements privés pour participer au développement du secteur.

6.2.1 Le service public de l'électricité

Déjà qualifiées d'activités de service public par l'article 2 du dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'Office National de l'Electricité (ONE), les activités du secteur électrique (production, transport, distribution) voient leur caractère de service public renforcé par le projet de réforme. Ainsi, le préambule du projet de loi relatif à la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité précise que « *la présente loi vise à garantir le service public* ».

Aux termes du préambule, le service public de l'électricité doit permettre d'assurer :

- le droit à l'électricité pour tous ;

- l'achèvement du programme d'électrification rurale ;
- l'application de tarifs spéciaux pour les ménages à faible revenu ; et
- le respect de la péréquation tarifaire.

Le projet de loi ne précise cependant pas le contenu exact de ces missions, ni les moyens de les mettre en œuvre (le projet de loi ne précise pas quelles sont les charges qui en découlent, sur qui pèsent ces charges ni de quelles manières celles-ci seront compensées).

Bien que non expressément définie comme telle, la sécurité d'approvisionnement doit également être considérée comme l'une des missions de service public du secteur de l'électricité. Dans le cadre de cette mission, le projet de loi a instauré, par son article 22, l'obligation pour l'Etat de mettre au point une programmation pluriannuelle des investissements (PPI). Il s'agit ici pour l'Etat de déterminer « *les objectifs de développement des capacités de production d'électricité par source d'énergie, par technique de production et par zone géographique* ». C'est sur la base de ce programme qu'il sera jugé si les capacités de production sont suffisantes pour répondre aux objectifs fixés. Dans le cas contraire, un appel d'offres pourra être lancé, par l'Etat. Dans le cas où cette procédure serait infructueuse, l'Etat pourra enjoindre au producteur réglementé de construire une nouvelle installation de production d'électricité.

6.2.2 La nouvelle organisation du marché

a) Production

La réforme entreprise par le projet de loi relatif à la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité prévoit que le secteur de l'électricité sera désormais constitué par la juxtaposition de deux marchés distincts : un marché libre et un marché réglementé.

Le marché libre : le marché libre est un marché libéralisé basé d'une part sur le libre choix du fournisseur d'électricité par les clients éligibles ayant choisi de s'approvisionner sur ce marché, et d'autre part sur la liberté d'établissement des producteurs.

Ainsi, aux termes de l'article 5 du projet de loi : « dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (...) toute personne physique ou morale peut exploiter une installation de production d'électricité sous réserve d'obtenir une autorisation d'exploiter ». Cette autorisation doit être délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

Selon l'article 8 du projet de loi, les installations de production d'électricité dont la puissance est inférieure ou égale à 2 MW pourront cependant être autorisées « *sur simple déclaration* ».

Ces nouveaux producteurs ne pourront cependant approvisionner que les clients éligibles déclarés c'est-à-dire, aux termes de l'article 10 du projet de loi, les clients raccordés au réseau de transport d'électricité et « *ayant adressé une déclaration à l'acheteur unique ou à l'organisme de distribution dont il dépend* ».

Les relations entre producteurs et clients éligibles sont des relations contractuelles, et les prix sont fixés librement entre les parties.

Le marché réglementé : le marché réglementé est un marché sur lequel l'ONE SA conserve, en qualité d'acheteur unique, un monopole pour la fourniture de l'électricité. Ce marché concerne les clients non éligibles et les clients éligibles non déclarés, c'est-à-dire qui n'ont pas manifesté leur intention de se raccorder au réseau de transport, ni adressé de déclaration.

Sur ce marché, l'ONE SA produirait elle-même de l'électricité, et pourrait également en acquérir auprès des producteurs concessionnaires ainsi que dans le cadre d'importations d'électricité et d'échanges avec le marché libre.

Les activités d'acheteur unique et de producteur exercées par l'ONE SA devront être assurées en son sein par des entités distinctes et indépendantes sur le plan de la gestion.

L'article 24 du projet de loi précise qu' « à compter de l'entrée en vigueur de la présente loi, le producteur réglementé ne construit ni n'exploite de nouvelles installations de production d'électricité au sein du parc de production réglementé, sauf si la sécurité d'approvisionnement du marché réglementé l'impose. » Les installations éoliennes ne peuvent être considérées comme assurant une fonction de sécurité d'approvisionnement stricto sensu compte tenu du caractère aléatoire de leur production.

Aux termes de l'article 18 du projet de loi, les tarifs de fourniture d'électricité sur le marché réglementé « sont fixés par voie réglementaire sur proposition de l'Agence nationale de régulation de l'électricité, qu'elle formule après avoir consulté la commission interministérielle des prix ».

Il résulte donc des termes du projet de loi actuel que le développement du potentiel éolien est confié au marché libre par le biais des producteurs agissant sur le marché libre dont la filiale ad hoc de l'ONE. L'éolien ne pouvant constituer une source de production assurant la sécurité d'approvisionnement du marché réglementé, cette production ne pourra pas faire l'objet de la clause de sauvegarde permettant à l'opérateur du marché réglementé de procéder lui-même à cet investissement.

Après la libéralisation, le développement du potentiel éolien n'affectera que le marché libre par des producteurs agissant sur le marché libre dont la filiale ad hoc de l'ONE. L'éolien ne pouvant constituer une source de production assurant la sécurité d'approvisionnement du marché réglementé, cette production ne pourra pas faire l'objet de la clause de sauvegarde permettant à l'opérateur du marché réglementé de procéder lui-même à cet investissement.

b) Transport

Selon la définition qu'en donne l'article 26 du projet de loi, le réseau de transport d'électricité comprend « l'ensemble des lignes d'une tension supérieure ou égale à 60 kV et les postes de transformation dont la tension de sortie est supérieure ou égale à 60 kV ».

Monopole naturel, ce réseau serait exploité, entretenu et développé par une personne morale unique : l'opérateur du système. Dans le cadre du projet de loi, c'est à une nouvelle société

filiale de l'ONE SA, indépendante sur le plan de la gestion de ses autres filiales, que serait confiée ce rôle.

A ce titre, il lui appartiendrait notamment, au titre de l'article 28 du projet de loi d'assurer « l'équilibre permanent des flux entre les consommateurs et les producteurs, en procédant aux ajustements liés à la gestion des écarts (...) ».

c) Distribution

Aux termes de l'article 30 du projet de loi, la distribution d'électricité serait un « *service public communal* » assuré par :

- une filiale de l'ONE SA, indépendante sur le plan de la gestion ;
- les régies communales et intercommunales déjà existantes ;
- les gestionnaires délégués assurant à la date d'entrée en vigueur de la loi la distribution d'électricité en lieu et place de certaines régies.

La distribution d'électricité passe ainsi par la conclusion d'un contrat entre l'une de ces entités et les communes ou les groupements de communes sur le territoire desquels elles exploitent le réseau de distribution. Ces organismes de distribution ont dès lors l'obligation de tenir dans leur comptabilité interne un compte séparé au titre de leur activité de distribution d'électricité sur le territoire de chaque commune ou groupement de communes.

Dans le cadre de ces contrats conclus avec les communes ou les groupements de communes, les organismes de distribution assurent l'exploitation et l'entretien des réseaux de distribution d'électricité dans leur zone de desserte. Ce sont eux qui réalisent le raccordement des utilisateurs du réseau, ainsi que le raccordement avec le réseau de transport. Enfin, ces organismes veillent à l'équilibre des flux d'électricité, à la sécurité, à la fiabilité et à l'efficacité du réseau qu'ils exploitent.

d) Accès aux réseaux

L'article 35, du projet de loi pose un principe : « *l'opérateur du système et les organismes de distribution garantissent un droit d'accès au réseau dont ils ont la charge pour assurer la fourniture de l'électricité sur le marché libre* ».

Ainsi l'opérateur du système ou l'organisme de distribution serait tenu de conclure avec le demandeur un contrat d'accès au réseau, tout refus de conclure un tel contrat ne pouvant aux termes de l'article 35 du projet de loi qu'être fondé « *sur un motif technique lié à la sécurité et à la fiabilité des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement* ». La qualité d'auto producteur potentiel n'est pas reconnue actuellement aux opérateurs de distribution actuels hors l'ONE. Selon le projet de loi, l'activité de production notamment éolienne leur deviendrait accessible sur le marché libre sous réserve de l'obtention d'une autorisation et de la séparation comptable rigoureuse des comptes des deux activités.

e) Accès aux réseaux

L'article 35, du projet de loi pose un principe : « l'opérateur du système et les organismes de distribution garantissent un droit d'accès au réseau dont ils ont la charge pour assurer la fourniture de l'électricité sur le marché libre ».

Ainsi l'opérateur du système ou l'organisme de distribution serait tenu de conclure avec le demandeur un contrat d'accès au réseau, tout refus de conclure un tel contrat ne pouvant aux termes de l'article 35 du projet de loi qu'être fondé « *sur un motif technique lié à la sécurité et à la fiabilité des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement* ».

6.2.3 Les principes de la régulation

La mission de régulation du secteur de l'électricité doit, aux termes du projet de loi être assurée par un nouvel organisme : l'Agence nationale de régulation de l'électricité (ANRE). Instituée auprès du ministre chargé de l'énergie, l'ANRE est un établissement public, doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière.

Cette agence exerce plusieurs types de missions :

a) Missions non répressives

L'ANRE détient tout d'abord un large **pouvoir consultatif**, puisque aux termes de l'article 46, il lui appartient notamment de donner un avis sur :

- La programmation pluriannuelle des investissements (PPI) et sur l'évolution du seuil d'éligibilité ;
- la décision de construire de nouvelles installations de production d'électricité sur le marché réglementé ;
- le cahier des charges de l'opérateur du système ;
- Les textes réglementaires fixant les règles générales de fonctionnement du système de production - transport d'électricité.

De plus, c'est elle qui propose initialement à l'administration les tarifs de fourniture de l'électricité sur le marché réglementé et les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution ainsi que leurs éventuelles modifications.

C'est également elle qui est en charge de proposer à l'administration les niveaux de qualité de service à respecter par l'opérateur du système et les organismes de distribution.

Enfin, en cas d'atteinte grave à la sécurité et à la fiabilité des réseaux de transport et de distribution, c'est à elle qu'il appartient de proposer les mesures conservatoires nécessaires au rétablissement de la situation.

Aux termes de l'article 47 du projet de loi, l'ANRE dispose également d'un **pouvoir de conseil** auprès de l'administration pour :

- organiser les appels d'offres de capacités de production, dans le cas où sur la base de la PPI il serait jugé que les capacités de production sont insuffisantes pour répondre aux objectifs fixés sur le marché libre ;, la production éolienne pouvant alors être concernée en fonction des préconisations de la PPI.
- identifier et étudier les nouveaux sites susceptibles de recevoir des installations de production d'électricité. dont la production éolienne. L'ANRE peut utiliser à cet effet les compétences du CDER ou de prestataires privés certifiés.

Enfin, l'ANRE est chargée d'une manière générale de participer à la mise en œuvre du cadre juridique du secteur de l'électricité, notamment grâce à un droit à l'information qui lui est reconnu concernant tant les décisions que les contrats ou tout autre document relatif à ses missions.

b) Missions répressives

Dans ce cadre, l'ANRE dispose de trois missions fondamentales. En effet, il lui appartient :

- de contrôler le fonctionnement du marché libre de manière à prévenir toute entrave aux règles de concurrence telles qu'issues notamment des articles 6, 7, et 10 de la loi n° 6-99 sur la liberté des prix et de la concurrence. A ce titre, l'ANRE est chargée de trancher les litiges et doit informer de ses décisions le ministre chargé de l'énergie et le Conseil de la concurrence ;
- de prononcer des sanctions pécuniaires dans les cas prévus par la loi, et de manière plus générale, à l'encontre des auteurs des manquements qu'elle constate aux règles relatives au fonctionnement du marché libre et à l'accès aux réseaux. A ce titre, elle peut agir soit d'office, soit à la demande du ministère chargé de l'énergie, d'une organisation professionnelle, d'une association agréée d'utilisateurs ou de manière générale de toute personne concernée ;
- de régler les différends relatifs à l'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et à leur utilisation, ainsi qu'à l'exercice de l'éligibilité des clients.

6.3 Les obligations pesant sur les projets éoliens

6.3.1 Les obligations issues du cadre actuel

Les textes qui régissent actuellement le secteur de l'électricité ne prévoient pas d'obligations particulières s'agissant des projets de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable en général, et d'énergie éolienne en particulier. Dès lors, les projets de ce type sont soumis aux règles du droit commun.

Ainsi, d'après le cadre juridique actuel, la création de parcs éoliens ne peut être réalisée que par :

- l'ONE qui dispose du monopole pour la production de l'énergie électrique ;

- les auto producteurs dès lors que leurs installations ne dépassent pas une capacité de 10 MW de puissance installée et que celles-ci sont situées dans leurs sites industriels et pour leur usage exclusif.

L'ONE peut cependant recourir au procédé de la « concession » pour les installations dont la capacité est supérieure à 10 MW.

Il est cependant nécessaire à ce stade de noter l'existence du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), créé par la loi n°26-80 promulguée par le dahir n°1-81-346 du 6 mai 1982.

Etablissement public doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière, le CDER a pour mission, selon l'article 3 de la loi n°26-80 : « *d'effectuer toutes études et recherches destinées à la promotion, au développement, à la production et à la commercialisation ainsi qu'à l'utilisation des énergies renouvelables* ».

Dans ce cadre, le CDER peut réaliser, à la demande de l'Etat ou de sa propre initiative, des études, des recherches scientifiques et techniques et même de la formation pour les personnels spécialisés pour la recherche et l'utilisation des énergies renouvelables.

6.3.2 Les changements induits par la réforme en cours

Le projet de loi relatif à la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité ne prévoit aucune règle particulière concernant la production ou la consommation d'énergie renouvelable, si ce n'est que le ministre chargé de l'énergie « *peut notamment prendre par voie réglementaire, toutes dispositions pour favoriser le développement des énergies renouvelables, notamment les conditions techniques et les mesures incitatives pour la promotion de leurs utilisateurs* » (article 40).

La poursuite de projet visant à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sera donc là encore soumise aux règles du droit commun.

S'agissant de la production d'électricité, la réforme en cours vise en premier lieu à libéraliser une partie du secteur de l'électricité. Une fois la réforme achevée, la production d'électricité sera ainsi libre sur une partie du marché (« marché libre »). Tout producteur d'électricité, quelque en soit la source pourra dès lors exploiter, sous réserve d'obtenir une autorisation d'exploitation, une installation de production d'électricité.

La production d'électricité par une installation éolienne sera ainsi soumise à l'obtention préalable d'une autorisation comme toute autre installation de production d'électricité.

Cette autorisation devra être délivrée par le ministre chargé de l'énergie sur demande présentant, outre l'identité du demandeur, la capacité de production, la source d'énergie primaire, la technique de production et la localisation de l'installation considérée.

Les critères d'octroi de l'autorisation sont également précisés à l'article 5 du projet de loi. Il s'agit de :

- la sécurité et la fiabilité des réseaux électriques et des équipements associés ;
- la nature des sources d'énergie primaire ;

- l'efficacité énergétique ;
- le choix des sites ;
- la protection de l'environnement ;
- les capacités techniques, économiques et financières du demandeur.

S'agissant du transport et de la distribution, le producteur indépendant aura un droit d'accéder aux réseaux, moyennant des tarifs calculés de manière non discriminatoire à partir de l'ensemble des coûts des réseaux et fixés par voie réglementaire sur proposition de l'ANRE.

L'opérateur du système ou un organisme de distribution pourra cependant refuser l'accès au réseau, mais uniquement pour un motif technique lié à la sécurité et à la fiabilité des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement.

6.3.3 Les obligations découlant de la législation relative à l'urbanisme

Les règles relatives à l'urbanisme sont principalement posées par :

- le dahir n°1-92-31 du 17 juin 1992 portant promulgation de la loi n°12-90 relative à l'urbanisme ;
- le décret n°2-92-832 du 14 octobre 1993 pris pour l'application de la loi n°12-90 relative à l'urbanisme.

Ces textes ne posent pas de règles particulières concernant la construction d'éoliennes ou de parcs éoliens. Cependant, s'agissant de constructions proprement dites, l'édification d'éolienne peut être regardée comme entrant dans le champ d'application du titre III de la loi n°12-90 intitulé « Des constructions ».

A ce titre la construction d'éolienne sera, au moins dans certains cas, assujettie à la délivrance d'un permis de construire. En effet, aux termes de l'article 40 de la loi n°12-90 « *il est interdit de procéder à aucune construction sans qu'ait été obtenu un permis de construire* » :

- dans le périmètre des communes urbaines, des centres délimités, des zones périphériques des communes urbaines et des centres délimités, des groupements d'urbanisme ainsi que de certaines zones à vocation spécifiques (territoire d'une ou plusieurs communes rurales ayant une vocation touristique, industrielle ou minière et dont le développement urbain prévisible justifie un aménagement contrôlé par l'administration) ;
- le long des voies de communication ferroviaires et routières autres que les communales, sur une profondeur de un kilomètre à compter de l'axe desdites voies, et le long des limites du domaine public maritime sur une profondeur de cinq kilomètres ;
- dans les lotissements autorisés en application de la législation relative aux lotissements, morcellements et groupes d'habitations.

La demande de permis de construire devra alors être adressé au président du conseil communal, autorité chargée de sa délivrance.

En dehors même de ces périmètres, la délivrance d'un permis de construire est obligatoire pour certaines catégories de constructions définies par décret.

Enfin, en dehors du périmètre des communes urbaines, des centres délimités et des zones à vocation spécifiques, et si l'affectation des terrains n'est pas définie par un plan d'aménagement ou par un plan de zonage, un projet de construction ne pourra être autorisé que s'il respecte les conditions fixées par l'article 34 du décret du 14 octobre 1993, à savoir :

- que la superficie de la parcelle sur laquelle est envisagée la construction soit égale ou supérieure à 1 hectare ;
- que la surface au sol constructible ne soit pas supérieure au 1/50 de la superficie totale de la parcelle, cette surface au sol ne pouvant excéder en aucun cas 800 m² ;
- que la hauteur maximale de la construction n'excède pas 8,50 m toute superstructure comprise.

Ainsi, dans ces zones, toute construction d'éolienne supérieure à 8,50m sera dans tous les cas soumise à l'obligation d'obtenir un permis de construire préalable.

6.3.4 Les obligations découlant de la législation relative à l'environnement

Les principaux textes relatifs à la protection de l'environnement au Maroc sont :

- le dahir du 25 août 1914 portant réglementation des établissements insalubres, incommodes ou dangereux ;
- 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 ;
- le 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.

Aux termes de l'article 1er du dahir du 25 août 1914 : « les établissements qui présentent des causes d'insalubrité, d'inconfort ou de danger sont soumis au contrôle et à la surveillance de l'autorité administrative ». Ces établissements sont divisés en trois classes suivant la nature des opérations qui y sont effectuées ou les inconvénients qu'ils présentent du point de vue de la sécurité ou de la salubrité : les établissements rangés dans la première ou la deuxième classe ne peuvent être ouverts sans une autorisation préalable, tandis que les établissements rangés dans la troisième classe ne sont soumis qu'à un régime de déclaration préalable.

La nomenclature et le classement de ces établissements découlent aujourd'hui de l'arrêté viziriel du 13 Octobre 1933 portant classement des établissements insalubres, incommodes ou dangereux. Aux termes de cet arrêté, il semble possible de regarder les installations éoliennes comme de tels établissements, l'arrêté viziriel prévoyant expressément que les installations de production d'énergie doivent être regardés comme des établissements insalubres, incommodes ou dangereux.

De plus, selon l'article 3 du dahir du 25 août 1914 : « le directeur général des travaux publics peut suspendre, par voie d'arrêté, la construction ou l'exploitation d'un établissement qui, bien que non classé dans la nomenclature précitée, paraîtrait cependant de nature à tomber sous l'application de l'article premier ». Ainsi, dans tous les cas, les constructions éoliennes sont susceptibles de pouvoir se voir appliquer la législation concernant de tels établissements, dès lors qu'une décision du directeur général des travaux publics en déciderait ainsi.

En second lieu, la construction d'aérogénérateur est également soumise à l'obligation de réalisation d'une étude d'impact préalable conformément à la loi n° 12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement.

6.3.5 Les obligations découlant de la législation relative à l'aviation civile

Les principaux textes relatifs à l'aviation civile sont :

- le décret n°2-61-161 du 10 juillet 1962 portant réglementation de l'aéronautique civile.
- le dahir n° 537-66 du 31 janvier 1970, complétant le décret n°2-61-161 du 10 juillet 1962 portant réglementation de l'aéronautique civile et instituant une commission de la sécurité aérienne.

Afin d'assurer la sécurité de la circulation aérienne, l'article 47 du décret du 10 juillet 1962 institue aux abords des aérodromes ouverts à la circulation aérienne publique, ainsi qu'aux abords des aides à la navigation aérienne, des installations de sécurité et de télécommunications aéronautiques, et le long de routes aériennes, des servitudes spéciales dites servitudes aériennes.

Aux termes de l'article 48 de ce même texte, ces servitudes aériennes comprennent :

- des servitudes de dégagement comportant, l'interdiction de créer ou l'obligation de supprimer des obstacles susceptibles de constituer un danger pour la circulation aérienne ou nuisibles au fonctionnement des aides à la navigation ou des dispositifs de sécurité établis dans l'intérêt de la navigation aérienne ;
- des servitudes de balisage comportant l'obligation de pourvoir, ou de laisser pourvoir, certains obstacles ou emplacements de dispositifs visuels ou radioélectriques destinés à signaler leur présence aux navigateurs aériens ou à en permettre l'identification.

De plus, pour chaque aérodrome ou autre installation visée à l'article 47, il est établi par la direction de l'air un plan de dégagement. A l'intérieur de la zone fixée par ce plan, peut être ordonnée la suppression ou la modification des constructions, clôtures, plantations ou autres obstacles dangereux pour la circulation aérienne et dont la hauteur excède celle prévue au plan.

Dans cette même zone, il est également interdit, sauf autorisation écrite du ministre des travaux publics d'édifier des constructions nouvelles, de surélever des constructions anciennes, d'effectuer des plantations ou installations contrevenant au plan de dégagement.

Enfin, hors même de ces zones grevées de servitudes de dégagement, toute installation, qui par sa hauteur pourrait constituer un obstacle ou un danger pour la circulation aérienne, nécessite une autorisation spéciale du ministre des travaux publics qui peut soumettre cette installation à telles conditions d'implantation, de hauteur et de balisage compatibles avec la sécurité de la circulation aérienne.

La construction d'éoliennes est ainsi soumise au respect des servitudes aériennes.

6.3.6 Les servitudes de passage

Les règles relatives aux droits de passage sont régies par le dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'ONE.

Aux termes de l'article 2bis de ce texte, pour assurer le service public de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique, l'ONE peut :

- occuper les parcelles du domaine public nécessaires à l'établissement des ouvrages de production, transport, distribution de l'énergie électrique, étant entendu que cette occupation s'effectue gratuitement ;
- 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'extérieure 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 telles servitudes sur des propriétés privées ne saurait entraîner aucune dépossession pour le propriétaire, ni aucune restriction à ses pouvoirs de propriétaires.

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.

6.4 Le cadre actuel des PPP : la gestion déléguée

Le cadre juridique actuel pour le développement de projets sous formes de PPP relève principalement du 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.

Ce texte 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. Elle pourrait être utilisée dans le cadre de projets de production d'électricité éolienne.

6.4.1 La notion de gestion déléguée

L'article 2 de la loi n°54-05 introduit une définition de la gestion déléguée aux termes de laquelle la gestion déléguée est : « *un contrat par lequel une personne morale de droit public,*

dénommée « délégrant » délègue, pour une durée limitée, la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à une personne morale de droit public ou privé, dénommée « délégataire » en lui reconnaissant le droit de percevoir une rémunération sur les usagers et/ou de réaliser des bénéfices sur ladite gestion. La gestion déléguée peut également porter sur la réalisation et/ou la gestion d'un ouvrage public concourant à l'exercice du service public délégué ».

De cette définition, il ressort que le contrat de gestion déléguée se rapproche du contrat de délégation de service public issu du droit positif français.

6.4.2 Le critère formel

Comme le précise l'article 2 de la loi n°54-05 précité, la gestion déléguée est avant tout un contrat.

Au regard de la jurisprudence marocaine, qui sur ce point a retenu des critères semblables à ceux pris en compte par les juridictions administratives françaises, il apparaît que les contrats de gestion déléguée sont des contrats administratifs.

En effet, un contrat sera administratif dès lors qu'une personne publique, ou privée mandataire de celle-ci, sera partie au contrat, si telle est la volonté de l'administration, ou si sa nature découle de l'objet du contrat ou de ses clauses. Au Maroc, comme en France, c'est par le recours à un faisceau d'indices convergents que le juge détermine le caractère administratif ou privé du contrat, et par-là même le régime applicable et la juridiction compétente pour connaître des litiges.

Au regard de l'objet du contrat (la gestion du service public ou la réalisation et/ou la gestion d'un ouvrage public), le contrat devra ainsi être considéré comme administratif.

6.4.3 Le critère organique

Comme le précise l'article 2 de la loi n°54-05, le contrat de gestion déléguée met en relation un « délégrant » et un « délégataire ».

Le délégrant est une « personne morale de droit public ». Par personne morale de droit public, il faut entendre, non seulement l'Etat et les collectivités locales, mais également les établissements publics

Le délégataire, lui, peut indistinctement être une « personne morale de droit public ou privé ».

6.4.4 Le critère matériel

Du point de vue matériel, le contrat de gestion déléguée s'analyse comme un contrat synallagmatique construit sur deux ensembles d'obligations qui se font face :

- la remise par le délégrant au délégataire du droit de gérer une activité de service public ou de réaliser et/ou de gérer un ouvrage public concourant à l'exercice du service public délégué ;
- la possibilité d'une rémunération du délégataire en contrepartie de ce droit de gérer.

Il s'y ajoute également le transfert des risques de la gestion du délégataire au délégrant.

- Le lien « gestion - rémunération »

La notion de gestion est au cœur de la définition de la gestion déléguée, et permet notamment de distinguer le marché public du contrat de délégation de service public en ce que le marché public fournit à l'administration et, par conséquent au service public, les moyens de son fonctionnement et qu'il n'a pas pour objet ni même pour effet de faire participer son titulaire à l'exécution même du service public. La notion de gestion semble en effet renvoyer à l'idée d'une participation active du délégataire dans la mise en œuvre de l'activité de service public. Pour les besoins de l'analyse et par comparaison, le droit français utilise plus volontiers la notion « d'exploitation » pour définir le rôle qui incombe au délégataire. Il semble cependant que l'on puisse regarder ces deux notions comme renvoyant à une même réalité : une mission globale portant sur une activité qui peut directement ou indirectement engendrer des recettes identifiables et qui implique l'existence de rapports directs entre le gestionnaire/exploitant et les usagers du service.

En effet, s'agissant de la rémunération de ce droit de gestion reconnu au délégataire, l'article 2 de la loi n°54-05 précise dans sa définition que le délégant reconnaît au délégataire le droit de « *percevoir une rémunération sur les usagers et/ou de réaliser des bénéfices sur la gestion* ». Ainsi le délégataire peut être rémunéré directement par les usagers du service, mais aussi par d'autres ressources, ce qui permet notamment d'inclure dans le cadre des contrats de gestion déléguée les cas où le service ne dépend pas d'usagers payeurs.

- L'objet de l'exploitation

Le contrat de gestion déléguée a pour objet le transfert de la gestion d'une activité de service public. Dès lors, pour qu'il y ait contrat de gestion déléguée, il faut non seulement qu'il y ait mission de service public, mais mission de service public déléguable.

Selon les critères jurisprudentiels dégagés par les juridictions administratives françaises et repris par les juridictions marocaines, la notion de service public se reconnaît à trois éléments : l'exercice d'une mission d'intérêt général, sous le contrôle d'une personne publique à laquelle elle est rattachée directement ou indirectement, sous un régime exorbitant du droit commun.

Mais toutes les activités de service public ne sont pas déléguables, et certaines d'entre elles, relevant notamment de la catégorie du service public administratif, ne peuvent faire l'objet d'un transfert à une personne privée, ni même à une autre personne publique. Ainsi, au cœur de la réflexion menée par le Maroc sur le recours à la gestion déléguée réside la question des services publics administratifs qui peuvent être délégués. Une réflexion est en cours pour essayer de déterminer les services publics administratifs qui peuvent être délégués au privé. Aujourd'hui, le seul service public administratif qui a fait l'objet d'une délégation au privé dans le cadre de cette loi est le service de nettoyage, de collecte et de ramassage des déchets.

- Les risques de gestion

Aux termes de l'article 24 de la loi n°54-05 : « le délégataire gère le service délégué à ses risques et périls ».

Cette notion de gestion aux risques et périls du délégataire est à mettre en relation avec les modalités de rémunération de celui-ci. En effet, pour qu'il y ait gestion déléguée, et non pas marché public, il faut non seulement que le délégataire tire sa rémunération des usagers et/ou des bénéfices de la gestion, mais encore qu'il supporte un véritable risque dans cette gestion.

6.4.5 Le régime de la gestion déléguée

6.3.2.1 La procédure de sélection du délégataire

- La procédure normale : l'appel à la concurrence

La loi n°54-05 instaure, pour la passation des contrats de gestion déléguée, une procédure d'appel à concurrence. L'article 5 de cette loi prévoit ainsi que :

- la procédure de passation du contrat de gestion déléguée « doit faire l'objet d'une publicité préalable » ;
- pour le choix du délégataire, « le délégant est tenu de faire appel à la concurrence en vue d'assurer l'égalité des candidats, l'objectivité des critères de sélection, la transparence des opérations et l'impartialité des décisions ».

Les modalités précises de publicité et de mise en concurrence doivent être fixées par le gouvernement, s'agissant des collectivités locales.

Il importe cependant de préciser que l'existence d'une procédure d'appel à la concurrence ne saurait remettre en cause le principe selon lequel le contrat de gestion déléguée est un contrat qui conserve une forte part d'intuitu personae. Ainsi, comme le rappelle l'article 11 de la loi n°54-05 : « *le contrat de gestion déléguée est conclu à raison des qualités personnelles du délégataire* ».

- La procédure d'exception : la négociation directe

Aux termes de l'article 6 de la loi n°54-05, le délégataire peut être sélectionné par voie de négociation directe dans certains cas limitativement énumérés :

- lorsqu'il y a urgence à assurer la continuité du service public ;
- pour des raisons de défense nationale ou de sécurité publique ;
- pour les activités dont l'exploitation est exclusivement réservée à des porteurs de brevets d'invention ou pour les prestations dont l'exécution ne peut être confiée qu'à un délégataire déterminé.

Le délégant peut également recourir à cette procédure de la négociation directe lorsque :

- il est une collectivité locale ; et
- qu'aucune offre n'a été présentée ou lorsque l'appel à la concurrence a été déclaré infructueux.

Dans ce cas cependant, le délégant devra établir un rapport précisant les raisons qui l'ont conduit à recourir à cette voie et au choix du délégataire proposé, rapport qui sera soumis à l'approbation de l'autorité de tutelle des collectivités locales pour décider de la gestion déléguée du service public en cause.

- Les propositions spontanées

La loi n°54-05 prévoit en outre à son article 7, la possibilité pour « *toute personne maîtrisant une technique ou une technologie qui s'avérerait utile à la gestion d'un service public* », la possibilité de soumettre, de manière spontanée, à l'autorité compétente pour décider de la délégation de la gestion du service public en cause, sa candidature.

Dans cette situation, l'autorité saisie est tenue d'examiner cette offre et de porter à la connaissance du candidat la suite qui lui a été donnée. Elle peut alors entamer une procédure de délégation de la gestion du service objet de la proposition spontanée, et utiliser cette offre comme base pour l'appel à concurrence.

6.3.2.2 Les droits et obligations des parties

Au regard de la loi n°54-05 et des principes généraux de droit administratif marocain, il semble que le contrat de gestion déléguée soit un contrat assez équilibré, au sein duquel les deux parties jouissent chacune d'autant de droits et d'obligations.

- Les droits et obligations du délégant

Les droits et obligations du délégant découlent tant de la loi n°54-05 relative à la gestion déléguée des services publics, que des principes généraux du droit administratif. Le délégant détient ainsi :

- le droit de contrôler l'exécution du contrat. En vertu de l'article 17 de la loi n°54-05, le délégant dispose ainsi, à l'égard du délégataire « d'un pouvoir général de contrôle économique, financier, technique, social et de gestion inhérent aux engagements du contrat ». Dans ce cadre, le délégant peut s'assurer sur pièce et sur place de la bonne marche du service délégué et de la bonne exécution du contrat et faire procéder à tout moment, à des audits ou contrôles externes. Les modalités de ce contrôle doivent cependant être précisées dans le contrat lui-même.
- le droit en accord avec le délégataire, et lors de réunions périodiques prévues au contrat de « réexaminer les conditions de fonctionnement de la gestion déléguée, en vue de l'adapter aux besoins conformément au principe d'adaptation du service public et dans le respect de l'équilibre financier de la gestion déléguée » (article 19 de la loi n°54-05).
- le pouvoir de modifier unilatéralement l'organisation et le fonctionnement du service public, le délégant étant garant du respect du principe d'adaptation du service public.
- le droit de sanctionner le concessionnaire en cas de manquement à ses obligations et ce, même si l'administration ne subit aucun dommage. Les sanctions peuvent aller du paiement de pénalités à la mise en demeure, l'injonction ou la déchéance.
- le droit de reprendre la concession par le rachat si l'intérêt général l'exige. Le délégataire a alors le droit à une indemnisation et peut contester devant le juge la légalité de l'opération s'il considère que les moyens invoqués pour justifier le rachat ne sont pas justifiés.

Parallèlement, il pèse sur le délégant une obligation, énoncée à l'article 20 de la loi n°54-05 de « prendre les mesures nécessaires pour la bonne exécution de la gestion déléguée découlant de ses engagements contractuels, notamment tarifaire ».

- Les droits et obligations du délégataire

Il pèse sur le délégataire l'obligation de :

- se constituer en société de droit marocain ayant pour objet exclusif la gestion du service public tel que défini dans le contrat de délégation, comme en dispose l'article 25 de la loi n°54-05. Elle peut toutefois exploiter des activités complémentaires (commerciales ou industrielles) « nécessaires pour les usagers des services publics ou susceptibles de contribuer à une meilleure prestation ».
- reprendre, à la date de mise en vigueur du contrat par le délégataire, le personnel relevant du service délégué avec maintien de ses droits acquis (article 26 de la loi n° 54-05) ;
- obtenir, aux termes de l'article 27 de la loi n°54-05, les autorisations légalement requises, notamment en matière d'urbanisme, d'occupation du domaine public, de sécurité et de protection de l'environnement ;
- de couvrir, selon l'article 28 de la loi par des polices d'assurances régulièrement souscrites, sa responsabilité civile et les risques qui peuvent découler de ses activités ;

De manière plus générale, il lui incombe de réaliser les prestations et performances prescrites par le cahier des charges dans le respect des principes fondamentaux qui régissent les services publics.

Outre ces obligations, le délégataire dispose d'un certain nombre de droits tels notamment que :

- le droit, sous réserve de l'autorisation du délégant de sous traiter une partie des obligations qui lui incombent au titre de la délégation (article 21 de la loi) ;
- le droit d'obtenir de l'autorité compétente un droit d'occupation du domaine public attaché au contrat pour toute sa durée (article 23 de la loi) ;

Et de manière plus générale :

- le droit de percevoir la contrepartie pécuniaire du service rendu aux usagers ;
- le droit à l'équilibre financier du contrat.

6.3.2.3 La fin de la gestion déléguée

Aux termes de l'article 10 de la loi n°54-05, le contrat de gestion déléguée doit comporter des dispositions relatives à la fin normale du contrat, mais également des clauses relatives à sa fin anticipée, notamment dans les cas suivant :

- le rachat de la gestion déléguée par le délégant après l'expiration d'une période déterminée dans le contrat ;
- la déchéance du délégataire prononcée par le délégant en cas de faute d'une particulière gravité du délégataire ;
- la résiliation du contrat par le délégataire en cas d'une faute d'une particulière gravité du délégant ;

7 COMPARAISON DES CADRES REGLEMENTAIRES INTERNATIONAUX

Dans le cadre de la phase 3 des termes de référence consistant à un benchmarking en une comparaison avec les réglementations existantes dans d'autres pays dont les spécificités sont similaires à celles du Maroc, trois pays ont été choisis pour une analyse poussée (une revue générale d'autres pays est présentée en Annexe). Ce sont l'Espagne, qui partage au Sud le même gisement éolien que le Nord du Maroc et qui est donnée comme le pays le plus attractif du monde pour les projets d'installation de structures éoliennes terrestres par l'indice du cabinet Ernst & Young, les Philippines, qui ont eu une approche qui n'a pas connu de succès mais qui donne des enseignements intéressants et l'Inde qui, après avoir clarifié ses incitations a connu une forte croissance dans le domaine.

Enfin, pour clore cette partie, une étude comparative des différents systèmes d'incitation utilisés pour le développement de l'énergie éolienne est rapprochée avec les différents résultats obtenus par pays.

7.1 L'Espagne

7.1.1 Un développement rapide des installations

Fortement encouragée par l'Etat et aidée par l'IDAE (agence espagnole de l'environnement), la croissance du parc éolien espagnol a été très rapide depuis le milieu des années 1990. Le volume des installations nouvelles est à la fois significatif et en augmentation constante ces dernières années : de 393 MW installés en 1998, à 1541 MW en 2002 et 1676 MW en 2003.

Figure 30: Evolution de la puissance installée en Espagne

Année	Puissance installée
1998	834 MW
1999	1476 MW
2000	2291 MW
2001	3194 MW
2002	4735 MW
2003	6411 MW
2004	7953 MW
2005	9825 MW

Sources : IDAE et EurObserv.ER

La capacité de production d'énergie éolienne de l'Espagne s'est accrue de 20,3% en 2005 pour atteindre 9825 MW. La production espagnole d'énergie éolienne a augmenté de 25 % en 2005, à quelque 20.000 GWh, ce qui représentait 8,25 % de la demande d'électricité du pays, selon l'entreprise Réseau Electrique d'Espagne RED ELECTRICA (REE). L'Espagne est aujourd'hui

au second rang mondial au niveau de la capacité éolienne, loin derrière l'Allemagne (18100 MW).

D'après News-Environnement, 13% de la demande quotidienne moyenne en électricité a été couvert par l'énergie éolienne en Espagne en août 2006. Grâce aux éoliennes, la production d'électricité a atteint 1,3 millions MWh la première quinzaine d'août. En 2006, cette énergie renouvelable a, selon les estimations, évité l'émission de quelques 685.000 tonnes de CO₂ dans l'atmosphère. D'après les données du groupe Acciona en Espagne, l'énergie éolienne a même réussi à couvrir jusqu'à 18% de la demande d'électricité en août 2006.

Un quart des 436 parcs éoliens est installé en Galice (nord de l'Espagne). Plus de la moitié du parc est contrôlée par les producteurs espagnols d'électricité, notamment Iberdrola et Endesa. L'entreprise espagnole Gamesa est aujourd'hui le deuxième fabricant mondial d'éoliennes, après l'entreprise danoise Vestas Wind Systems.

7.1.2 L'approche législative et le système de financement

Le système espagnol est basé sur des prix d'achat garantis qui consiste à imposer aux compagnies d'électricité l'achat de l'électricité produite par les producteurs d'électricité renouvelable situés sur leur zone de desserte à un tarif fixe, imposé par les pouvoirs publics, et garanti sur une certaine durée (en général de l'ordre de 15 ans).

L'instauration d'un tarif d'achat garanti est une subvention allouée aux producteurs d'électricité renouvelable qui fonctionne comme une taxe sur la pollution pour des firmes polluantes. Les producteurs sont incités à exploiter l'ensemble des sites disponibles jusqu'à ce que le coût marginal de production d'électricité d'origine éolienne soit égal au tarif de reprise proposé. Le financement de la subvention aux producteurs d'électricité renouvelable est couvert par une subvention croisée sur l'ensemble des consommateurs électriques. L'iniquité entraînée par le système de financement par les seuls clients des compagnies locales pose problème et conduit généralement à l'adoption de mécanismes de répartition de la charge du financement.

De plus, d'importants efforts sont consentis par l'Etat, pour encourager le développement de cette énergie propre, dans la mesure où le Plan Énergétique 2002-2011 prévoit d'augmenter la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité de 16,9% à 28,4% à échéance. Le développement de l'énergie éolienne en Espagne, s'inscrit dans le cadre des mutations profondes du marché électrique local, engagées depuis la transposition de la directive européenne relative à ce secteur d'activité. Ce texte, connu sous le nom de « Loi du Secteur Électrique » (Loi 54/1997), a été adopté en novembre 1997. La logique de libéralisation, qui le sous-tend, a trouvé son aboutissement dans l'adoption du Décret 1435/2002 du 27 décembre 2002 (entré en vigueur le 1er janvier 2003), qui prévoit l'ouverture totale du marché. Il existe également un dispositif réglementaire spécifique aux énergies renouvelables. En effet, le législateur a créé un cadre légal et économique incitatif, appelé régime spécial, par le Décret 2366/1994 du 9 décembre 1994 relatif à la production électrique à partir d'énergies alternatives, actualisé par le Décret 2818/1998 du 23 décembre 1998 sur « la production d'énergie électrique par des installations alimentées par des sources d'énergie renouvelables, des résidus ou utilisant des techniques de cogénération ». Ce régime spécial s'applique aux installations éoliennes terrestres et maritimes. Il prévoit un dispositif de primes devant encourager la construction de telles structures. L'incertitude pesant sur la pérennité de ce système, qui constituait un facteur de dégradation des conditions de financement de tels projets, a été en grande partie levée par la publication du Décret 436/2004 du 12 mars 2004, qui a pour objet « l'établissement de la méthodologie d'actualisation et la systématisation du régime juridique et économique de production d'électricité en régime spécial ». En effet, il est prévu que le niveau des primes ne soit pas réexaminé avant que la puissance potentielle totale du parc éolien espagnol ait atteint 13000 MW.

7.1.3 Le régime spécial de production d'énergie

La compétence en matière d'attribution, à une installation de production d'énergie électrique, des avantages du régime spécial, appartient, généralement au Ministère de l'Industrie. C'est notamment le cas pour toute structure d'une puissance supérieure à 50MW. Toutefois, lorsqu'une installation n'est destinée à fournir de l'énergie qu'à une seule Communauté Autonome, la décision appartient aux autorités de cette dernière. Les producteurs d'énergie en régime spécial peuvent vendre leur énergie à tarif régulé aux distributeurs. Dans ce cas, la vente se fera à un prix fixé par le gouvernement. Ce tarif de référence est établi chaque année en décembre par décret. Les producteurs peuvent également se tourner directement vers le pool ou négocier librement un prix de vente avec une société de commercialisation. La rémunération du producteur est ensuite majorée d'une prime et d'une incitation financière complémentaire, calculées à partir du même tarif de référence (TR).

Figure 31: Tarif en fonction de la puissance éolienne

	Installations terrestres	
	< 5MW	> 5MW
Tarif	TR x 90% pendant 15 ans, TR x 80% ensuite	TR x 90% pendant 5 ans, TR x 85% les 10 années suivantes
Prime	TR x 40%	TR x 40%
Incitation	TR x 10%	TR x 10%

7.1.4 Les acteurs du secteur éolien : Une intégration industrielle réussie

L'implantation des structures de production d'électricité éolienne présente une grande hétérogénéité régionale. Ceci peut s'expliquer par les conditions climatiques et topographiques plus ou moins favorables d'une région à l'autre. L'importance de l'implication des autorités des Communautés Autonomes dans la démarche de promotion de cette énergie renouvelable est également un facteur déterminant de la rapidité de la mise en place des projets éoliens.

Le marché de l'énergie éolienne fait intervenir, en plus des autorités réglementaires et administratives déjà évoquées, des acteurs nationaux puissants et très divers : associations de promotion des énergies renouvelables, fabricants de turbines et de générateurs ou producteurs d'énergie électrique. Plusieurs organismes, interprofessionnels ou sous tutelle gouvernementale, ont pour but de promouvoir les énergies renouvelables et notamment l'électricité éolienne. Parmi ceux-ci, l'IDAE joue un rôle tout particulier dans la mesure où il est rattaché au Ministère de l'Industrie et fournit des prestations de conseil technique et de financement, notamment par des prises de participations, de projets innovants.

Deux structures regroupent des entreprises du secteur, l'Association des Producteurs d'énergies renouvelables (APPA) et la Plateforme des Entrepreneurs du secteur Eolien (PEE). La première, créée en 1987, regroupe des petites et moyennes entreprises concernées par les énergies renouvelables. Elle a pour buts de sensibiliser l'opinion aux problématiques des énergies renouvelables et de favoriser le dialogue entre parties prenantes publiques et privées. Ainsi, elle a contribué au Décret 2366/1994 évoqué plus haut. La PEE a été créée par d'anciens

adhérents de l'APPA. Ses objectifs affichés sont l'établissement d'un cadre réglementaire stable de rétribution de l'électricité produite, la recherche de la transparence des Administrations concernées par l'implantation de nouveaux parcs et la coordination du développement des infrastructures.

En 2002, 98% des structures éoliennes nouvellement installées en Espagne ont été fabriquées sur le sol national. 70,4% de cette production a été réalisée par des entreprises espagnoles (Gamesa Eólica, Made, Ecotècnia et EHN), 25,5% par des groupes étrangers (d'une part, le danois NEG Micon aujourd'hui fusionné avec Vestas, d'autre part l'américain General Electric) et 4,1% dans le cadre d'accords de transfert de technologie. Gamesa Eólica domine largement le marché et réalise chaque année plus de 45% des installations. Elle est contrôlée par l'opérateur électrique Iberdrola et le groupe financier BBVA, qui possèdent chacun 50% de IBV qui est l'actionnaire de référence de Gamesa avec 31% du capital. Depuis juin 2003, Made a été racheté par le groupe Gamesa Eólica à l'opérateur électrique historique espagnol, Endesa. La nouvelle entité s'est hissée au troisième rang mondial par ses ventes (puissance installée) dans son secteur en 2003. Les promoteurs de parcs éoliens sont très divers. Les grands groupes électriques possèdent aussi des actifs de production d'énergie éolienne importants. Ainsi, Iberdrola déclare posséder une capacité de production d'électricité éolienne de 1981 MW à la fin de l'année 2003, soit 31% du potentiel national. Enfin, de nombreux projets reposent sur des investisseurs régionaux. Enfin, Acciona est un des principaux opérateurs du secteur : en août 2006, sa production d'énergie éolienne a atteint 22,7% du total, ce qui équivaut à 3% de la demande d'électricité en Espagne.

7.2 Les Philippines

7.2.1 Le secteur électrique philippin

Les Philippines, un pays d'environ 300 000 km², est constitué de 3 principaux archipels principaux (Luzon, Visayas et Mindanao) comptant plus de 7000 îles, est un véritable défi en terme d'électrification. Le pays compte près de 89 millions d'habitants.

Le secteur électrique philippin a connu des vagues de profonde restructuration profonde au cours de la dernière décennie. Le "Electric Power Industry Reform Act" (EPIRA) de 2001 scelle le processus d'ouverture du marché. Les secteurs de la production, transport et de la distribution ont été séparés. Le secteur de la production a été libéralisé et compte plusieurs producteurs indépendants. L'EPIRA a conduit à la cession d'un certain nombre d'actifs de la National Power Corporation, et l'exploitation du réseau de transport a été confiée à TRANSCO. Un marché de l'électricité se met en place progressivement au sein du WESM (Wholesale Electricity Spot Market). Celui-ci ne concerne pour le moment que les clients éligibles (>1MW).

Sur la période juillet - août 2006, la part de l'électricité sur le marché spot représentait 37% de l'électricité déclarée sur le marché, 63% étant couverte dans le cadre de contrats bilatéraux. A terme, l'ouverture du marché devrait concerner la distribution.

7.2.2 Infrastructure électrique aux Philippines

Le réseau électrique de transport est structuré autour de 3 réseaux principaux (Luzon, Visayas and Mindanao), interconnectés en certains points avec des capacités de transfert limitées. Le réseau de transport compte environ 21 000 km de lignes. La distribution est assurée par 146 coopératives de distribution.

En 2004, la capacité de production électrique installée s'élevait à 15 GW, dont 26,2% de centrale charbon, 23,8% de centrale thermique diesel et 18,3% de centrale à gaz. La capacité installée d'origine hydroélectrique représentait 18,9% et la géothermie 12,8%. La demande maximale de 9 GW en 2004.

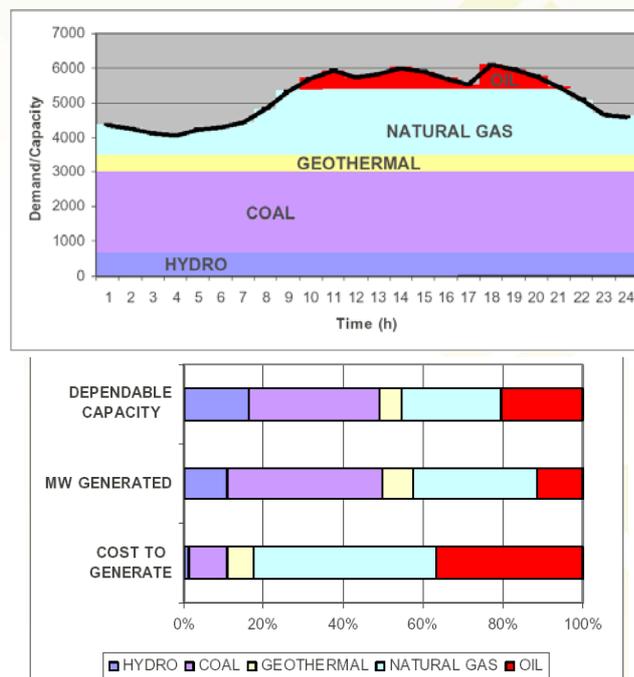
La production philippine se caractérise encore par une part importante de production d'origine géothermique et hydroélectrique, répartie néanmoins de façon très disparate sur le territoire (Mindanao et Visayas). Par ailleurs, l'évolution du parc de production au cours des dernières années s'est essentiellement appuyée sur des moyens de production d'origines thermiques.

Le coût de l'électricité a donc été fortement affecté par l'évolution du prix des énergies fossiles.

Les figures REF ci-après présentent la contribution des différents moyens de production à la courbe de charge journalière moyenne, ainsi que leur part dans les coûts de production.

Si la capacité actuelle installée suffit à répondre aux besoins, la croissance de la demande électrique de près de 8%/an sur la période 2003-2007 et estimée à 7,3% pour la période 2008-2012 doit conduire à une augmentation de la pointe appelée de 9000 MW en 2004 à environ 17 000 MW en 2012.

Figure 32: Contribution des différents moyens de production à la courbe de charge journalière moyenne



7.2.3 Bilan du développement des énergies renouvelables à ce jour

La production électrique d'origine renouvelable représente aujourd'hui environ un tiers de la production totale, dont 20% d'origine hydroélectrique et 12% d'origine géothermale (cf. figure ci-dessous), avec des évolutions importantes d'une année sur l'autre.

7.2.4 Bouquet énergétique des Philippines

Le premier parc éolien connecté au réseau a été mis en service en 2005, avec une première tranche de 25 MW. Ce parc entièrement développé par un promoteur privé a néanmoins pu bénéficier de prêts concessionnels (assistance danoise), et est le premier projet à avoir été certifié aux MDP aux Philippines (projet CDM0280).

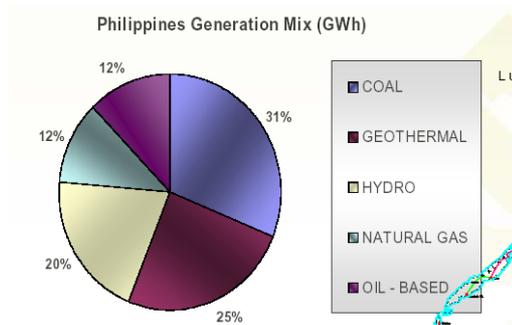


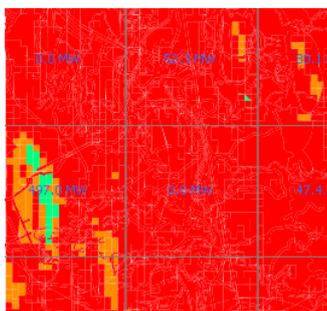
Figure 33: Bouquet énergétique des Philippines

7.2.5 Identification du potentiel éolien aux Philippines

En 1999, le Laboratoire National des Energies Renouvelable Américain (NREL) a réalisé un atlas éolien basé sur le traitement de données satellites et terrestre (approche meso-échelle). Cet atlas a conduit à l'élaboration de carte de vent sur l'ensemble du territoire, avec une résolution de 1 km². C'est la densité de puissance (W/m²) et non la vitesse moyenne qui a été retenue pour la présentation des résultats. Cette densité a été calculée pour une hauteur de 30 mètres, considérée alors comme une moyenne entre les éoliennes destinées à l'électrification rurale et les éoliennes connectées au réseau.

La méthodologie utilisée s'appuyait sur des données de vent stratosphériques ainsi que des données issues de relevés au sol, ainsi que la prise en compte de l'orographie. Elle comprenait un certain nombre de critères complémentaires (pente, rugosité...). Les résultats de cette étude ont conduit à une estimation de plus de 10 000 km² de terre offrant un potentiel bon à excellent, représentant moins de 4% de la superficie totale des Philippines. En utilisant une hypothèses de 7 MW/km², le potentiel était estimé à 70 000 MW de capacité théorique potentiel, pour une production annuelle de 195 TWh. Une étude complémentaire prenant en compte une distance maximale au réseau haute tension existant pour les sites présentant une densité de puissance supérieure à 500 W/m² conduisait à un potentiel de 7 000 MW.

7.2.6 Illustration de l'évaluation du potentiel du niveau de contrainte



En 2006, le bureau d'études IED a affiné ces chiffres à l'échelle d'une région, en introduisant de nombreux paramètres complémentaires (distance aux postes sources et non plus aux lignes électriques, distance au réseau routier, milieux naturels protégés, zone forestière...). Cette étude a permis d'affiner encore les résultats en identifiant des zones d'exclusion, des zones sous contraintes et des zones prioritaires (cf. figure ci-contre : évaluation du potentiel par carré de 10x10 km en

fonction du niveau de contrainte (en rouge des zones d'exclusion, en orange des zones de contraintes moyennes, en vert des zones a priori favorables).

Si le potentiel éolien philippin permet donc d'entrevoir des perspectives de développement intéressantes, il convient de garder à l'esprit la contrainte cyclonique qui touche une partie importante du pays. Des études spécifiques de dimensionnement et d'exploitation de parcs sont en cours afin de valider les technologies qui permettront de limiter au mieux les risques encourus dans certaines zones.

7.2.7 Stratégie de développement des Energies Renouvelables

Les Philippines disposent d'un plan pour le développement des énergies renouvelables supervisé par le Département de l'Energie (DOE). Ce plan s'inscrit dans le cadre des priorités énergétiques du pays, et peut se décliner en objectifs généraux de la façon suivante :

Priorités énergétiques	Objectifs
Indépendance énergétique, Par le recours prioritaire aux énergies renouvelables (principalement géothermie, hydroélectricité et éolien)	60% en 2010 doublement de la capacité de production de sources d'origine renouvelable en 10 ans
Réforme du secteur électrique afin de favoriser les investissements et atteindre l'électrification complète	100% de taux d'électrification en 2008

Figure 34: Priorités énergétiques et objectifs aux Philippines

Dans ce contexte, une loi sur l'énergie est à l'étude depuis plusieurs années. Passée en première lecture à la première chambre des congrès début 2006, les principaux éléments les éléments sont les suivants :

- Portefeuille de projets RES : objectif de production minimum d'électricité d'origine renouvelable pour tous les producteurs d'électricité.
- Etablissement d'un marché des énergies renouvelables lié au marché ouvert (WESM) afin de contrôler le respect des objectifs (ou mise en œuvre d'un registre de production de l'électricité d'origine renouvelable). Dans les zones non interconnectée, la société nationale de production (NPC-SPUG) et les producteurs indépendants se voient également attribuer une part minimum de production électrique d'origine renouvelable à partir des ressources identifiées dans la zone concernée
- Certificat verts : garantie d'origine d'électricité d'origine renouvelable aux clients le souhaitant
- Injection directe et Net metering pour toute installation RES connectée au réseau de distribution de capacité installée inférieure à 100 kW
- Baisse des taxes prélevées sur l'électricité : 2% sur la production d'origine géothermale, 1,5% sur les autres RES
- Création d'un Fonds fiduciaire pour les Energies renouvelables (Clean, Renewable and Alternative Energy Trust Fund CRAETF), visant :
- Actions de R&D, démonstration et promotion de projets RES

- Etudes de potentiel de RES
- Subvention directe au développement de projets RES
- Communication et dissémination des RES

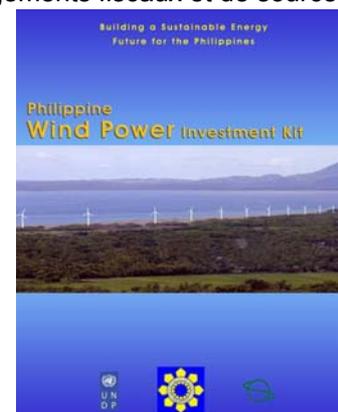
Les sources de financements envisagées pour la mise en œuvre de cette politique sont :

- Taxes de pollution dans le cadre du Clean Air Act
- Taxes sur le Chiffres d'affaires des compagnies énergétiques nationales (PCSO, PAGCOR, PNOC) et de leurs filiales
- Abondement gouvernemental aux ressources locales d'énergie
- Taxe sur le fioul
- Contribution, subventions et dons
- Revenus générés par le CRAEFT : pénalités et amendes (sur respects du portfolio RES par exemple)
- Incitations fiscales envisagées :
 - Exemption de taxes et droits de douanes aux importations d'équipements de production RES dans la limite de 10 années d'un contrat d'exploitation
 - Crédit d'impôt sur les immobilisations d'équipement locaux et des services : 100% de la TVA et des droits de douanes
 - Taxe foncière spécifique sur les machines et équipements
 - Exemption d'impôt pour les 6 premières années d'exploitation commerciale d'un projet RES
 - Exemption de la taxe universelle et de la TVA

7.2.8 Actions mises en œuvre à ce jour pour le développement de l'éolien

En juin 2004, le DOE a lancé le premier appel à projet de parc éolien intitulé " Wind Power Investment Kit". Ce kit comprenait des informations sur la politique gouvernementale et le contexte législatif lié à l'éolien ainsi que sur les opportunités d'allégements fiscaux et de sources de financement. Il présentait une liste de 16 sites pré-identifiés comme favorables pour des projets de parcs éoliens, pour une puissance totale installée de 345 MW.

Figure 35: Premier appel à projet de parc éolien aux Philippines



7.2.9 Bilan du premier appel à projets

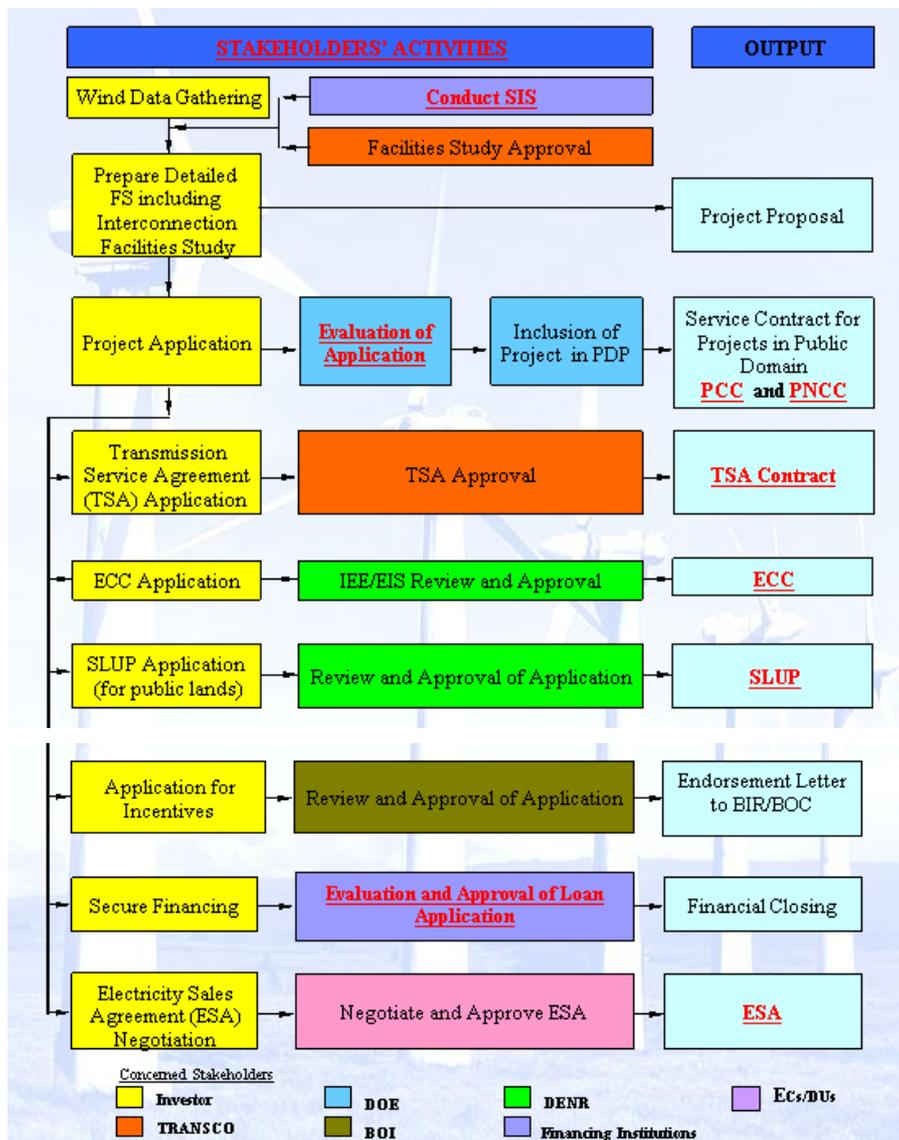
Une dizaine de sites a fait l'objet de la signature d'un contrat de développement pré-commercial entre le DOE et des opérateurs publics ou privés. Pourtant, beaucoup des sites identifiés par le DOE se sont révélés totalement inadaptés aux développement de projets éoliens : problème d'accès ou de place pour installation d'un parc éolien, contrainte de connexion au réseau

électrique, potentiel de vent mal évalué, etc... Ces erreurs ont conduit à beaucoup de retard et les projets qui sortent aujourd'hui sont des projets identifiés par des développeurs avant le lancement de l'appel à projet du DOE. Ces développeurs ont très fortement critiqué le manque de rigueur dans la préparation de cet appel à projet. Dans ces conditions, le second appel à projets qui était prévu fin 2005 a été reporté sine die. Le DOE propose aujourd'hui aux développeurs de soumettre leurs propres zones à approbation pour obtention des licences de développement selon la procédure indiquée ci-dessous.

7.2.10 Acteurs et procédures pour le développement de parcs éoliens aux Philippines

Le graphique ci-après illustre les acteurs et procédures pour le développement de l'éolien aux Philippines.

Figure 36: Acteurs et procédures pour le développement de l'éolien aux Philippines



7.2.11 Conclusion et perspectives dans le pays

L'expérience des Philippines montre la spécificité de l'éolien au regard des moyens de production traditionnels, dont les contraintes et conditions de développement sont encore mal appréhendées par les organismes de planification traditionnelle dans ce pays. Ainsi, le Département de l'Energie n'a pour l'heure pas pu se structurer pour conduire des études de gisement (dépendance totale financière et technique des programmes de coopération internationale) et le seul parc existant est d'origine privée. Les développeurs et investisseurs potentiels sont pourtant nombreux. Leur attente principale aujourd'hui est l'approbation finale du projet de loi sur les énergies renouvelables, clarifiant les conditions de raccordement ainsi que les mesures fiscales spécifiques pour les investissements dans ce secteur. De nombreuses agences de coopération bilatérales apportent d'ores et déjà leur soutien au développement de plusieurs projets éoliens.

7.3 L'Inde

7.3.1 Les atouts de l'énergie éolienne

L'Inde a de nombreuses ressources d'énergies renouvelables. Elle possède l'un des programmes les plus importants du monde pour la diffusion de produits et de systèmes utilisant les énergies renouvelables. Les sources d'énergie renouvelable installées ont une puissance de 3 700 MW (3,5 % de la puissance totale des installations). L'objectif affiché est d'atteindre 10 000 MW d'énergie renouvelable d'ici 2012. Les potentialités dans le domaine des énergies renouvelables sont les suivantes:

- Grand potentiel non exploité (45.000 MW éolien)
- Écart entre l'offre et la demande
- Souci de l'environnement
- Besoin de renforcer la sécurité énergétique de l'Inde
- Pression sur les secteurs à fortes émissions de la part de leurs actionnaires
- Solution pour l'électrification rurale (Programme accéléré d'électrification rurale du ministère de l'Énergie - 100 000 villages ciblés)

Dans le domaine de l'énergie éolienne ce n'est qu'après une clarification des incitations en 2002 qu'il a été constaté une croissance régulière du marché. Aujourd'hui, le développement éolien est basé principalement sur des incitations fiscales attachées à l'investissement initial (amortissement accéléré et déductions fiscales) auxquelles se sont ajoutés des financements bonifiés de l'agence Nationale IREDA (Indian Renewable Energy Development Agency) et des politiques et incitations régionales: quotas obligatoires, tarifs minimums garantis, et dans quelques cas des aides à l'investissement initial.

Les principaux acteurs dans ce secteur sont le Ministère des Sources d'énergies non traditionnelles (MNES) qui établit les directives, la Commission centrale de réglementation de l'électricité et les associations professionnelles (Indian Wind Energy Association et Indian Wind Turbine Manufacturers Association)

7.3.2 Le cadre législatif

En 2003 la loi sur l'électricité (Electricity Act) a combiné plusieurs lois existantes avec un objectif d'accélérer la croissance du secteur de la production d'électricité. Concernant les énergies renouvelables, l'objectif annoncé était d'atteindre les 10% d'ici 2012 soit l'installation de 1000 MW chaque année. Basée sur un marché concurrentiel, cette loi avait les caractéristiques suivantes:

- Abolition des licences de production d'énergies captive et non captive
- Nationalisation des entreprises de transport d'électricité
- Libre accès à l'électricité transportée
- Liberté pour les permis de distribution
- Création de commissions d'état de réglementation de l'électricité
- Production et distribution sans licence dans les zones rurales

Concernant le secteur de la production d'électricité, des dispositions ont aussi été prises, à savoir:

- Élimination du plafond sur les prises de participation étrangères
- Simplification de la procédure d'autorisation des projets de production d'électricité
- Création d'une commission centrale de réglementation de l'électricité
- Élaboration d'un plan d'action pour établir un réseau national

7.3.3 Financement

Dans le domaine de l'énergie éolienne ce n'est qu'après une clarification des incitations en 2002 qu'il a été constaté une croissance régulière du marché. Aujourd'hui, le développement éolien est basé principalement sur des incitations fiscales attachées à l'investissement initial (amortissement accéléré et déductions fiscales) auxquelles se sont ajoutés des financements bonifiés de l'agence Nationale IREDA (Indian Renewable Energy Development Agency) et des politiques et incitations régionales: quotas obligatoires, tarifs minimums garantis, et dans quelques cas des aides à l'investissement initial.

En parallèle, des sources de financement et d'autres mesures incitatives ont été mises en place par **l'agence indienne du développement des énergies renouvelables** (sous l'autorité du Ministère des Sources d'énergies non traditionnelles) avec un financement spécialisé servant à promouvoir et à financer les projets sur les énergies renouvelables. Les principales mesures sont les suivantes :

- Exemption de l'impôt sur le revenu de 100% pour une période de 10 ans consécutifs durant les 15 premières années d'exploitation
- Les sources de financement de ces projets sont exemptées de tout impôt sur les revenus de dividendes, d'intérêts ou de gains de capital à long terme résultant d'investissements dans de tels projets à partir du 1er juin 1998 sous la forme d'actions ou d'un financement à long terme

- Dépréciation accélérée de 100 % sur des dispositifs ou des projets particuliers concernant les énergies renouvelables
- Dépréciation accélérée de 80% à la première année d'exploitation
- Bonification des taux d'intérêt en vue de promouvoir la commercialisation de nouvelles technologies
- Réduction des droits de douane et d'accise pour des équipements particuliers
- Exemption ou réduction des taxes du gouvernement central et des gouvernements des États

7.3.4 Les acteurs de l'éolien en Inde

Les principaux acteurs dans ce secteur sont le Ministère des Sources d'énergies non traditionnelles (MNES) qui établit les directives, la Commission centrale de réglementation de l'électricité et les associations professionnelles (Indian Wind Energy Association et Indian Wind Turbine Manufacturers Association)

En effet avec les objectifs volontaristes présentés par le MNES, plusieurs constructeurs d'équipement se sont installés dans le pays (Suzlon Energy Ltd. (Inde), Vestas RRB India Ltd. (Danemark), NEG Micon (India) Pvt. Ltd. (Danemark), Enercon (India) Ltd. (Allemagne), GE Wind Energy India (Allemagne), Das Lagerwey Wind Turbines Ltd. (Pays-Bas), Elecon Engineering Company (Belgique), Pioneer Wincon Ltd. (Danemark), Pioneer Asia Wind Turbines (Espagne), Bharat Heavy Electricals Ltd. (Inde), NEPC India Ltd. (Inde))

Avec ces incitations le gouvernement espère atteindre les objectifs visés de 1000 MW éolien installés chaque année et la volonté politique a été récemment confirmée lors de la Conférence Mondiale sur l'Énergie Eolienne tenue à New Delhi ce mois de Novembre 2006.

7.4 Analyse comparative des systèmes d'incitation au développement de l'énergie éolienne

7.4.1 Généralités

Le développement à grande échelle d'une nouvelle technologie de l'énergie qui n'a pas encore atteint son plein niveau de rentabilité économique comme l'énergie éolienne sur réseau requiert une régulation du marché énergétique. Le tableau ci dessous résume les différentes incitations possibles.

Figure 37: Mécanismes d'incitation et de régulation envisageables

<i>ER sur & hors réseau</i>	Regul. par les prix	Régul. par les quantités
Ciblées sur l'investissement	Subventions Déductions fiscales Prêts bonifiés	Appels d'offres
Ciblées sur la production	Bonus environnemental Tarifs garantis simples Tarifs garantis par projets	Quotas + certificats verts + marché d'échanges CV

Source: adapté de Menanteau & alii "How to promote RES successfully & effectively", Energy Policy, vol 32/6, 2004

En colonne sont distinguées celles résultant d'une régulation par les prix ou d'une régulation par les quantités. A ce premier stade, on notera qu'aucun de ces deux types de régulation est "à priori" plus compatible avec les lois du marché: tous les deux sont une intervention par le régulateur de marché pour favoriser des technologies et des applications qui doivent être promues au titre des politiques nationales ou internationales concernant l'énergie (sécurité et diversité des approvisionnement en énergie...), l'environnement (réduction des émissions de gaz à effet de serre et des pollutions locales et régionales...) ou encore la politique industrielle (transferts de technologies, création d'emplois...).

En lignes sont classées les incitations ciblées soit sur l'investissement initial, soit sur la production pendant la phase d'exploitation. Là aussi, aucune solution n'est à priori à exclure dans la mesure où la régulation générale du secteur de l'énergie et la définition de ces incitations n'amènent pas à des distorsions de concurrence.

Les descriptions et les analyses conduites ci-dessous après un bref rappel historique du développement de l'énergie éolienne serviront à déterminer quelles sont les incitations qui présentent le meilleur rapport "efficacité coût" dans l'optique d'une diffusion à grande échelle de l'énergie éolienne dans les pays industrialisés, dans les pays intermédiaires et dans les pays en **développement**.

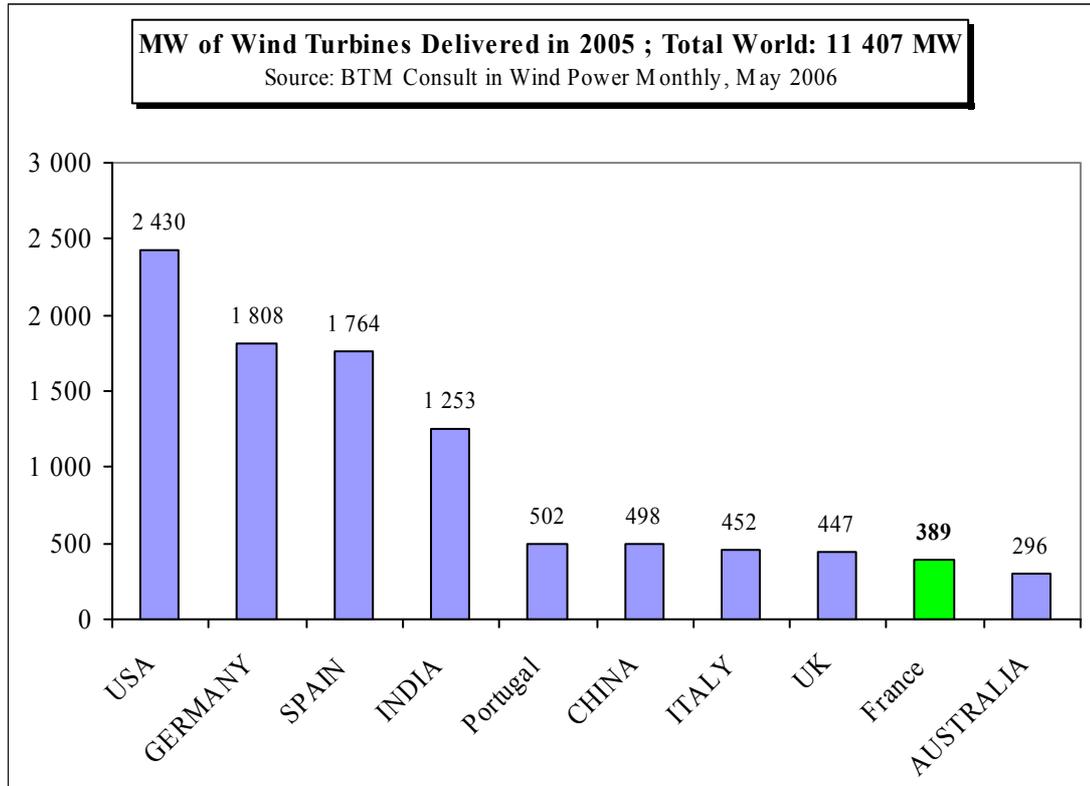
7.4.2 Retour d'expériences récentes: premières pistes

La figure ci-dessous (source données: BTM Consult, 2006) indique les 10 principaux marchés éoliens dans le monde en 2005. On voit que déjà deux pays en développement rapide en font partie: l'Inde avec un marché de 1,253 GW (et un parc en fin 2005 de 4,434 GW) et la Chine avec une croissance de 0,498 GW (pour un parc total de 1,260 GW).

Les trois pays leaders en terme de marchés en 2005 sont respectivement les USA (+ 2,430 GW, parc 9,142 GW), l'Allemagne (+ 1,808 GW, parc 1,843 GW, soit très clairement le premier parc mondial) et l'Espagne (+ 1,764 GW, parc 10,028 GW, donc le deuxième mondial).

Les pays suivants sont tous des pays industrialisés (Portugal, Italie, UK, France, Australie), et pour le moment leur marché est inférieur ou égal à 0,5 GW par an.

Figure 38: Puissance éolienne installée dans le monde en 2005



Les modes d'incitations au développement de l'énergie éolienne pour ces pays sont variés et bien représentatifs de l'éventail des incitations du tableau ci dessus:

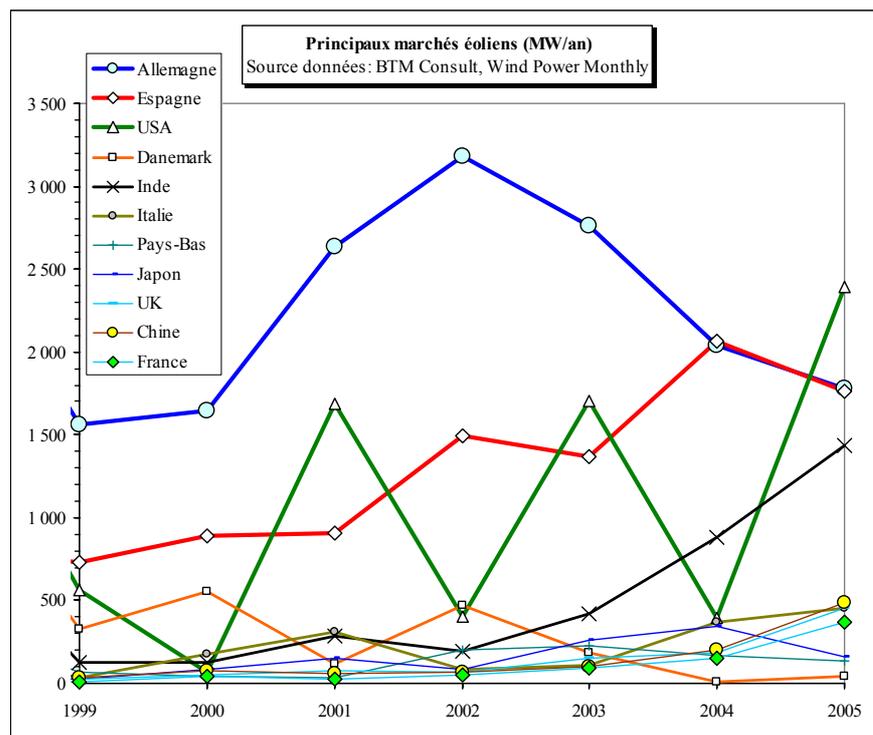
- Incitation fiscale attachée à la production aux USA sous forme d'une "Production Tax Credit" de 1,9 c\$/kWh sur dix ans se traduisant par une réduction correspondante d'impôts pour la société exploitante et financée par le budget fédéral.
- Tarifs garantis par projets dans le cas de l'Allemagne, de l'Espagne, du Portugal et de la France ("feed-in tariffs" ou "tarifs efficaces et équitables"). A noter que dans le cas du Portugal et de la France, une régulation par des appels d'offres avec mise en compétition existe aussi mais qu'elle n'a pour le moment contribué que très marginalement au développement de l'éolien dans ces pays (premiers appels d'offres en cours de sélection au Portugal, seulement 70 MW sur 757 découlant de cette procédure en France à ce jour).
- Régulation par les quantités (quotas imposés aux compagnies de distribution d'électricité) dans le cas du Royaume Uni et de l'Italie), avec possibilité d'obtenir ces quotas par achat de "certificats verts" sur le marché national.
- L'Inde a basé jusqu'ici son développement éolien principalement sur des incitations fiscales attachées à l'investissement initial (amortissement accéléré et déductions fiscales) auxquelles se sont ajoutés des financements bonifiés de l'agence Nationale IREDA (Indian Renewable Energy Development Agency) et des politiques et incitations régionales: quotas obligatoires, tarifs minimums garantis, et dans quelques cas aides à l'investissement initial.

- La Chine a adopté en 2005 et mis en application au 1/1/2006 une loi en faveur de la production d'électricité par sources d'énergies renouvelables et inspirée de la loi archétype Allemande "EEG" de 2000 (et confirmée avec quelques adaptations en 2004) ayant les mêmes finalités. Mais les mécanismes tarifaires prévus de façon ouverte par cette loi sont pour le moment réduits pour l'énergie éolienne à la "l'exploration des prix du marché" par le lancement d'appels d'offres de mise en compétition pour des concessions de parcs éoliens de grande puissance. Ce sont principalement des projets de démonstration et des appels d'offres du même type lancés avant le vote de cette loi qui constituent la majorité du parc installé en 2005.

Cette "photographie instantanée" est bien sûr insuffisante pour départager les différents systèmes de régulation en faveur de l'éolien.

L'examen des marchés annuels sur une longue période décrit dans la figure ci-dessous donne des indications complémentaires.

Figure 39: Marchés éoliens nationaux



Sur cette période de 7 ans, on remarque tout d'abord :

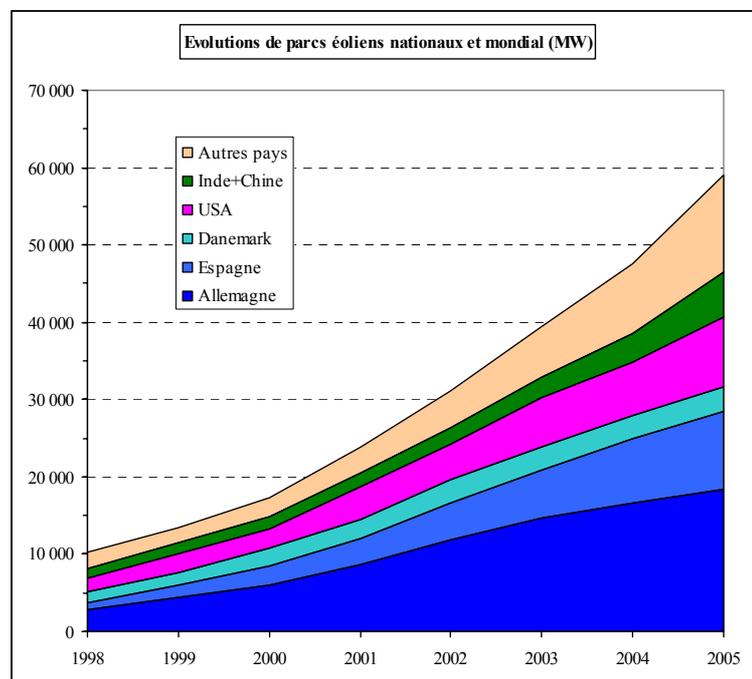
- L'importance des marchés éoliens en Allemagne et en Espagne (la décroissance du marché allemand étant logique compte tenu de l'importance de son parc à terre et de l'attente du démarrage programmé à court terme du développement de son marché de l'éolien en mer).
- L'effet "Stop and Go" du marché éolien aux USA: la PTC est votée par le congrès, soit pour un an (1999, 2001, 2003), soit non reconduite (2000, 2002, 2004), soit reconduite pour plusieurs années (comme actuellement pour la période de trois ans

2005-2007). Cette non-visibilité du contexte réglementaire est évidemment catastrophique pour les acteurs du marché et ne permet pas de créer les conditions nécessaires pour la création d'une industrie nationale stable et forte.

- La croissance régulière du marché éolien en Inde, après notamment une clarification des incitations en 2002.
- L'effondrement du marché éolien au Danemark après l'abandon des tarifs éoliens garantis en 2001, marché réduit aux réalisations remarquables de parcs éoliens en mer sur procédures d'appels d'offres compétitifs, remportés dans ce cas par des consortiums nationaux.
- L'écart entre les marchés de plus de 1,3 GW/an en 2005 des pays leaders (Allemagne, Espagne, USA, Inde) et les autres pays. Parmi ceux-ci, pour le moment, la croissance – beaucoup plus modeste – concerne à la fois des pays avec un régulation par les quantités (UK, Italie), ceux avec une régulation par les tarifs (France) et par des appels d'offres compétitifs (Chine).

L'analyse des parcs opérationnels est encore plus marquante comme on peut le voir sur la figure ci-dessous: les trois pays ayant développé historiquement la régulation par les prix via des tarifs garantis (Allemagne, Espagne, Danemark) on toujours représenté plus de 50 % du parc mondial installé, lui-même en croissance très forte de 10,2 GW en 1998 à 59,1 GW en fin 2005.

Figure 40: Evolution des parcs éoliens nationaux



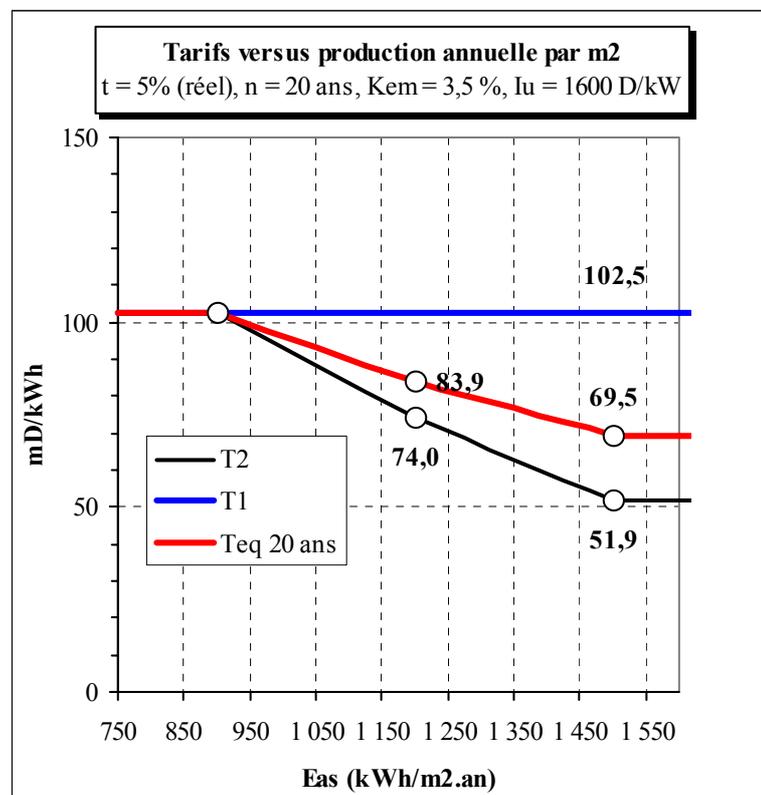
7.4.3 L'extension du modèle de régulation par les tarifs aux pays à revenu intermédiaire

Il n'y a pas actuellement d'expérience en cours dans un pays à revenu intermédiaire qui repose sur l'incitation au développement de l'énergie éolienne par un système de tarif garanti. Mais comme on l'a vu dans le cas de la Chine cette étape est rendue possible explicitement dans la loi sur les énergies renouvelables, bien qu'elle n'ait pas encore été franchie.

Mais on peut noter que ces réflexions sont aussi à l'ordre du jour dans d'autres pays. Ainsi, en Tunisie, dans le cadre de la coopération bilatérale entre les agences nationales ANME (Tunisie) et ADEME (France) et à la demande du Secrétariat d'Etat aux énergies renouvelables et en coordination avec la Task-Force Nationale Eolienne, une étude exploratoire a été menée pour définir un tel système. Ce n'est pas le système retenu actuellement par les pouvoirs publics Tunisiens (qui ont décidé en 2006 de confier le développement de l'énergie éolienne à la STEG et non pas au secteur privé comme auparavant), mais il serait intéressant de mesurer l'écart des rémunérations des deux systèmes (toutes choses égales par ailleurs, notamment en ce qui concerne les coûts d'accès au capital des opérateurs privés et publics).

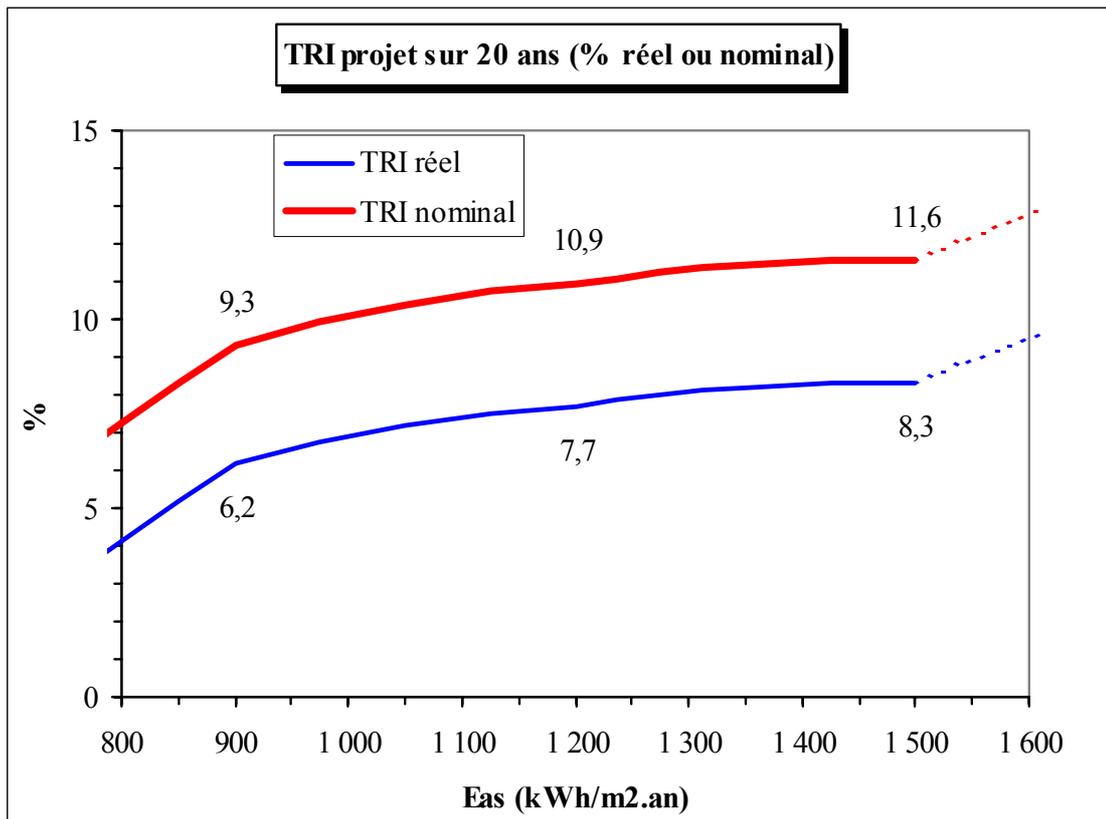
La figure ci-dessous résume le système de tarif qui pourrait en résulter, en fonction de la productivité des installations mesurée pendant les cinq premières années d'exploitation (comme cela est déjà le cas en Allemagne et en France) où toutes les installations bénéficient du même tarif T1, avant de bénéficier ensuite d'un tarif T2 des années 6 à 20 déduit de la productivité mesurée en kWh par m² balayé par les rotors et par an.

Figure 41: Système tarifaire en fonction de la productivité des installations



Les rentabilités en TRI réel des projets sont indiquées dans la figure page suivante. On remarquera leur croissance vers les sites bien ventés, ce qui réduit d'autant le coût pour le consommateur final du fait de la décroissance du tarif comme indiqué sur la figure précédente.

Figure 42: Taux de rentabilité en fonction du potentiel éolien



8 RECOMMANDATIONS POUR L'ETABLISSEMENT DU CADRE REGLEMENTAIRE ET INSTITUTIONNEL DE LA PRODUCTION ELECTRIQUE EOLIENNE CONNECTEE AU RESEAU

8.1 Généralités

L'objet de ce paragraphe est de recommander les orientations principales à mettre en place sur les plans législatif et institutionnel afin de promouvoir le développement de la production éolienne connectée au réseau au Maroc.

Conformément au calendrier des réformes en cours, le cadre législatif et institutionnel pour le développement de l'éolien connecté au réseau devrait être mis en place préalablement à la libéralisation du secteur électrique. Dans la mesure du possible, les dispositions proposées doivent rester valides après la promulgation de la loi de libéralisation. Le projet de loi de libéralisation actuellement en cours d'examen par le gouvernement marocain ne doit pas être fortement affecté par les dispositions concernant les énergies renouvelables même si quelques adaptations demeurent inévitables.

8.2 Structure générale des législations en faveur de la production éolienne connectée au réseau

D'une façon générale, les énergies renouvelables ont fait l'objet d'une législation ou d'une réglementation particulière dans les pays ayant souhaité accélérer leur développement. Une loi ou un décret fondateur leur a été consacré soit dans le texte d'une loi plus générale sur le secteur énergétique soit de façon spécifique. Dans la plupart des cas considérés, cette législation est intervenue peu avant ou peu après le mouvement de dérégulation du secteur électrique du tournant du siècle tant dans les pays développés que dans les pays en développement concernés.

Ces lois ou ces réglementations fondatrices dans le monde contiennent en premier lieu l'affirmation d'une politique volontariste de la part de la puissance publique en faveur des énergies renouvelables. Un objectif de pourcentage à moyen terme des énergies renouvelables dans le bilan énergétique global ou dans celui du secteur y est affiché.

L'essentiel des textes adoptés vise à encourager et à sécuriser les initiatives des acteurs privés puisqu'on se trouve en général dans un secteur énergétique libéralisé. Des obligations d'achat sont imposées aux opérateurs publics du marché électrique moyennant certaines règles de compensation. Des tarifs garantis et des incitations fiscales sont également utilisés avec des modulations en fonction de la qualité des sites, de la productivité des opérateurs et de l'ancienneté des installations.

8.2.1 Applicabilité au Maroc

Comme signalé au paragraphe 7, il y a peu de référence en matière de législation comparable à celles des pays européens développés dans les pays en transition. La Chine et l'Inde ont établi des cadres réglementaires mais le recul est mince pour en tirer des leçons. Il s'agit aussi de pays dont le potentiel économique est sans commune mesure avec celui du Maroc. La législation n'est pas encore totalement approuvée aux Philippines et la tentative tunisienne a

échoué. De plus, dans tous les cas, les lois visent à favoriser l'initiative privée, l'activité de production d'électricité pour le réseau lui étant accessible, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui au Maroc.

Dans le secteur électrique marocain, seul l'ONE a jusqu'ici l'initiative de la production d'électricité d'une puissance installée supérieure à 10 MW par ses propres moyens ou en faisant appel à des opérateurs privés par voie d'appels d'offres. Les actions de l'ONE dans ce domaine sont soumises à l'approbation de son conseil d'administration, où siègent exclusivement des représentants de l'Etat. Pour les puissances installées inférieures à 10 MW, les auto producteurs sont les seuls acteurs possibles à ce jour dans la mesure où cette activité est menée pour leur usage exclusif. Toute législation sur les énergies renouvelables doit donc tenir compte de cette situation et considérer si des dispositions transitoires la modifiant sont acceptables alors même qu'une loi de libéralisation est en cours de préparation.

Comme développé plus loin (8.3), l'extension des prérogatives des auto producteurs pose également un problème de principe. Elle pourrait en effet permettre à ceux-ci de confisquer les meilleurs sites accessibles aux investisseurs privés avant que la loi de libéralisation ne vienne ouvrir le marché libre à la production indépendante.

De ce qui précède, et comme le temps nécessaire à l'adoption de la loi de libéralisation n'est pas connu, une disposition transitoire pourrait permettre [par dérogation à l'exclusivité de la production de l'électricité par l'ONE prévu par le dahir n° 1-63-226 du 14 rabia I 1383 (5 août 1963) portant création de l'Office National de l'Electricité] d'exclure la production éolienne de cette exclusivité.

8.2.2 Obstacles et opportunités techniques et commerciales

Les données disponibles sur le potentiel éolien marocain sont insuffisantes. Dans un contexte où l'éolien apparaît comme une priorité nationale, cette situation devrait donner lieu à la mise en chantier d'urgence d'un véritable atlas éolien, couplé si possible à un travail de planification incluant notamment la prise en compte des contraintes de raccordement au réseau électrique, des contraintes environnementales et des servitudes techniques éventuelles.

Malgré l'insuffisance des données pour en attester, l'existence d'un gisement de 2000 MW répartis entre des sites moyens (3000h), bons (3500h) et très bons (4000h) est vraisemblable. La desserte prévue du sud marocain en 400 kV permettra de plus de rendre accessible le gisement probablement le plus important.

L'objectif proclamé par le gouvernement qui vise à la production de 20% de l'énergie marocaine par des sources renouvelables est techniquement faisable et économiquement justifié dans la mesure où la puissance installée éolienne atteindrait 1350 MW en 2012 sur les meilleurs sites connus et accessibles.

La compatibilité entre le niveau de prix assurant la rationalité économique pour le secteur et une rentabilité acceptable pour les investisseurs publics et privés est démontrée. Elle peut cependant être perturbée par la situation tendue de la demande d'aménagements éoliens dans le monde qui place les constructeurs et les aménageurs en position dominante. L'appel à des investisseurs marocains, dont l'ONE, pour financer le développement éolien serait dans ce contexte un facteur favorable.

Cependant certains points nécessitent une attention soutenue de la part des décideurs :

- La dépendance du taux de rentabilité aux conditions de valorisation des excédents de production à l'étranger est un élément qui doit attirer l'attention du gouvernement et de l'ONE.

- La multiplication des contrats « take or pay » pour les centrales de production à partir de ressources primaires fossiles avec des clauses contraignantes (énergie minimale enlevée, taux de pénalité) est de nature à accroître la fragilité de la stratégie de développement de l'éolien.
- Certains moyens de production thermique, notamment les cycles combinés, ne sont modulables qu'au prix d'une dégradation importante de leurs performances énergétiques, ce qui les rend peu propices à une association exclusive avec des moyens de production aussi fluctuants que l'éolien.
- Le développement volontariste des énergies renouvelables connectées au réseau et à production aléatoire n'est donc pas indépendant des choix de moyens de production thermique et de la forme des contrats d'achat d'énergie par l'ONE et ceux-ci doivent être considérés avec soin dans cette perspective.
- L'importance croissante de l'éolien dans le bouquet énergétique exige que le personnel en charge du dispatching acquière le savoir-faire et les outils de prévision et de télécontrôle nécessaires pour gérer ce nouveau type de centrale.
- Une prise en compte de l'éolien est nécessaire au niveau de la programmation pluriannuelle des investissements de façon à en optimiser le volume à long terme en concurrence avec les moyens de production classiques.
- D'autres opérateurs marocains ou étrangers sont également intéressés.

La période est favorable pour le lancement d'un cadre législatif en faveur de la production éolienne connectée au réseau pour les raisons suivantes :

- Le gouvernement marocain a largement communiqué sur ses objectifs de développement des énergies renouvelables (10% en 2012)
- L'ONE est maintenant favorable au développement rapide de la production éolienne pour pallier l'indisponibilité à moyen terme du gaz naturel et aux risques de coûts élevés d'approvisionnement sur le marché espagnol. Cette attitude, relayée dans la presse, est un fait nouveau par rapport à la frilosité précédente de l'opérateur dans un contexte et des perspectives énergétiques complètement différents.
- Certains industriels (cimentiers, sidérurgistes) sont très intéressés par l'autoproduction éolienne, et l'ONE favorise cette tendance en sortant même du cadre strict du dahir de 1963 dans le cas du cimentier Lafarge (rachat des excédents).

8.3 Pistes de réforme du cadre institutionnel, législatif et réglementaire applicable au secteur de l'éolien au Maroc

Il s'agit de détailler ici les mesures permettant de réduire les obstacles réglementaires et non réglementaires à l'augmentation de la production d'électricité à partir d'énergie éolienne, et celles permettant de promouvoir la production d'électricité à partir de cette source d'énergie. La mise en œuvre de ces mesures nécessitera tout à la fois :

- l'élaboration d'une loi cadre relative à la production d'électricité à partir d'énergie éolienne, fixant un cadre général pour un développement rapide et harmonieux de ce type de production énergétique ;
- le développement du projet de dahir sur l'autoproduction en cours de préparation par le Ministère de l'Énergie et des Mines modifiant le dahir de 1963 de création de l'ONE
- la modification d'un certain nombre d'autres lois ayant des incidences sur le développement de projets éoliens, ainsi que la modification du projet de loi relatif à la libéralisation et à la modernisation du secteur de l'électricité pour prendre en compte les spécificités de la production d'électricité à partir d'énergie éolienne

- des décrets d'application complémentaires précisant les modalités d'application des textes précédents

8.3.1 La loi – cadre

Le rôle de la loi – cadre est de fixer les objectifs de la puissance publique en matière de développement éolien, de décrire le rôle des principaux acteurs publics, d'instituer des dispositifs d'aide publique au financement des projets, et de réglementer les conditions d'utilisation des domaines publics et privés.

Fixer des objectifs

L'exemple international suggère de fixer au niveau national, et pour une période donnée, des objectifs de production et de consommation d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et plus particulièrement d'énergie éolienne. Cette orientation confirmera de façon opportune la prééminence de la puissance publique en matière de grand choix énergétique.

En effet, la détermination de tels objectifs est nécessaire pour permettre, par la définition d'une véritable stratégie nationale de développement qui s'impose aux opérateurs énergétiques, une pénétration accrue du marché de l'électricité à partir d'énergie éolienne.

Selon le gouvernement marocain, l'objectif à atteindre devrait être d'au moins 1 000 MW éoliens supplémentaires d'ici à 2012. Les analyses menées dans cette étude valident le caractère réaliste de cet objectif.

Il importe bien sûr que les résultats atteints et les écarts par rapport aux objectifs soient rendus publics chaque année par publication.

Le rôle du Ministère de l'Energie et des Mines

Le Ministère de l'Energie et des Mines est l'ordonnateur du bilan prévisionnel conduisant à la Programmation Pluriannuelle des Investissements dont découle le plan de développement de l'éolien connecté au réseau. L'ONE, gestionnaire du système de production transport dispose des données, des compétences et des outils nécessaires à la réalisation du bilan prévisionnel où apparaîtraient les stratégies alternatives et les coûts correspondants. En effet, l'examen de l'insertion de l'éolien connecté au réseau dans le bouquet énergétique marocain montre que son développement ne peut être mené de façon anarchique par des acteurs multiples sans conduire à de graves mécomptes pour l'ONE, les investisseurs et les consommateurs marocains.

Si, en vertu de dispositions transitoires, d'autres opérateurs que l'ONE et les autoproducteurs étaient admis à construire et exploiter des installations de production éolienne connectées au réseau, il appartiendrait au Ministère de l'Energie et des Mines, en tant que détenteur de fait de l'autorité de régulation de mettre en oeuvre le développement de l'éolien.

Cette activité comprend l'organisation d'appels d'offres directement ou par délégation. Le cahier des charges serait alors assorti de l'obligation d'achat.

Le rôle de l'ONE

Dans le cas du maintien inchangé des dispositions du dahir de création de l'ONE, celui-ci reste l'acteur principal et obligé de la production électrique au Maroc, l'ONE est jusqu'ici l'architecte

naturel du parc éolien permettant d'atteindre les objectifs précités. En toute rigueur, le gouvernement marocain, par le biais du conseil d'administration de l'ONE a le pouvoir de refuser tout programme ne satisfaisant pas à cette condition. Le programme de développement de l'éolien proposé par l'ONE devrait s'inscrire dans le cadre d'une Programmation Pluriannuelle des Investissements où apparaîtraient les stratégies alternatives et les coûts correspondants. En effet, l'examen de l'insertion de l'éolien connecté au réseau dans le bouquet énergétique marocain montre que son développement ne peut être mené de façon anarchique par des acteurs multiples sans conduire à de graves mécomptes pour l'ONE, les investisseurs et les consommateurs marocains.

Si le développement de l'éolien est conduit directement par le Ministère de l'Energie et des Mines, l'ONE s'inscrit comme un des opérateurs potentiels susceptibles de répondre aux appels d'offres.

Le rôle du CDER

Dans le cadre de la définition d'une Programmation Pluriannuelle d'Investissement comportant un important programme éolien, une mission d'investigation du potentiel éolien doit être confiée au CDER. Dans ce cadre, il aura notamment pour rôle d'établir et d'actualiser l'Atlas éolien du Royaume du Maroc, incluant les données de vent, les estimations du potentiel énergétique, les contraintes techniques, environnementales, foncières et sociales.

L'accès aux informations de l'Atlas éolien devrait être libre et gratuit.

Dans ce contexte le CDER peut être conduit à fournir un avis au Ministère de l'Energie et des Mines sur le potentiel éolien mobilisable à moyen et long terme en vue de l'actualisation périodique des objectifs nationaux.

Le CDER assistera le Ministère de l'Energie et des Mines dans le cadre du dépouillement des appels d'offres, de l'instruction des demandes d'autorisation et le contrôle des installations de production. Son avis technique sera également nécessaire dans le cadre de la procédure d'attribution de l'assistance financière aux opérateurs prévue aux paragraphes ci-après.

Il prêtera également assistance aux investisseurs qui le souhaitent dans le montage technique et financier de leurs projets.

Contrairement au cas des énergies renouvelables non parvenues à maturité, le CDER devrait cependant conserver ici un rôle strictement prospectif et d'assistance dans la mesure où la production éolienne connectée au réseau sort du statut expérimental et marginal qui a été le sien jusqu'ici au Maroc pour entrer dans une phase proprement industrielle de son développement.

Le compte spécial pour l'énergie éolienne

L'étude a montré que les surcoûts éventuels de l'éolien pouvaient être couverts dans la période 2006-2012 par une augmentation raisonnable des tarifs de vente de l'ONE dans le secteur réglementé et une contribution équivalente des consommateurs ayant fait jouer leur éligibilité. Cependant, il est probable que des bailleurs de fonds internationaux continuent à s'intéresser au programme éolien du Maroc et désirent y contribuer. C'est pourquoi la création d'un compte spécial destiné à recevoir ces ressources est préconisée. L'utilisation de ces ressources devrait être orientée vers l'octroi de prêts concessionnels ou de garanties aux opérateurs afin de réduire les surcoûts supportés par les consommateurs marocains. L'utilisation des fonds du compte spécial devrait cependant être assortie de clauses limitant les marges des opérateurs à des valeurs raisonnables dans le contexte marocain par le biais des dispositions inscrites dans les appels d'offres.

La gestion du compte spécial devrait être assurée par le Ministère de l'Energie et des Mines.

L'utilisation des domaines publics et privés

L'applicabilité des législations relatives à l'urbanisme et à l'environnement aux projets éoliens pose un certain nombre d'interrogations. En effet, les textes sont peu clairs puisque aucun d'entre eux ne prévoit de règles propres applicables aux installations éoliennes. Or les règles urbanistiques et environnementales sont indispensables pour éviter un développement anarchique des projets éoliens et des blocages au niveau des riverains susceptibles de générer des litiges.

En première approche, il y a lieu de soumettre la délivrance des autorisations d'édification et d'exploitation à l'examen des études d'impact fournies par les investisseurs potentiels. La délivrance de l'autorisation d'exploitation peut alors faire droit à une déclaration d'utilité publique.

Des dispositions particulières doivent être prévues pour ce qui concerne les études et mesures préalables sur les sites publics et privés de telle sorte que l'intérêt des inventeurs et des riverains soit pris en compte.

8.3.2 Le projet de dahir préparé par le Ministère de l'Energie

Le projet de dahir préparé par la Ministère de l'Energie et des mines a pour principal objectif de modifier le dahir de 1963 de création de l'ONE afin d'élargir les possibilités d'action des auto producteurs.

Dans le cadre législatif et réglementaire actuel, et dans l'attente d'une ouverture plus large du marché de l'électricité sur la base du projet de loi de libéralisation, les auto producteurs constituent la seule alternative autorisée et possible à l'ONE pour le développement de fermes éoliennes connectées au réseau.

Plusieurs mesures permettraient d'élargir leurs prérogatives en vue de mobiliser les capitaux privés et d'introduire des méthodes concurrentes de celles de l'ONE :

- faire passer à 50 MW la limite d'autoproduction ;
- autoriser la disjonction entre le site industriel et le lieu de production électrique (accès des tiers au réseau dans ce cas particulier) ;
- établir les obligations de l'autoproduction éolienne par rapport au gestionnaire du réseau de transport ;
- autoriser les auto producteurs à sous-traiter la maîtrise d'œuvre et l'exploitation de ces installations.

Cet élargissement des possibilités offertes aux auto producteurs doit être accompagné par une clarification des conditions dans lesquelles l'auto producteur peut s'assurer la prérogative sur les sites éoliens qu'il a inventés et/ou étudiés de façon approfondie.

Le privilège d'auto production ne devrait pas pour autant permettre à cette catégorie d'opérateurs de confisquer les sites éoliens au détriment des producteurs privés que la loi de libéralisation viendrait à autoriser dans le futur.

8.3.3 La modification de lois ou projets de loi

Le projet de loi de libéralisation du secteur électrique

Bien que le développement de la production éolienne indépendante sur le marché libre ne soit pas à exclure à terme notamment dans le contexte d'exportations massives vers l'Europe ou le

Maghreb depuis le grand sud marocain, la phase initiale de développement devrait se faire sur le marché réglementé avec obligation d'achat par l'acheteur unique à un tarif fixé contractuellement à moyen terme au moins.

Il conviendra donc de modifier le projet de loi de libéralisation du secteur de telle sorte que le producteur réglementé hérite des obligations confiées à l'ONE dans la loi-cadre sur l'éolien, par exception aux dispositions de l'article 24 du projet de loi qui lui interdisent de procéder à tout nouvel investissement de production hors cas d'urgence.

De même, il conviendra d'ajouter aux prérogatives de la future agence de régulation (ANRE), certaines des responsabilités dévolues au Ministère de l'Energie et des Mines au titre du développement de la production éolienne.

L'utilisation du domaine public et privé

Comme il a déjà été suggéré, il paraît opportun de revoir la loi n° 7-81 relative à l'expropriation pour cause d'utilité publique et à l'occupation temporaire, afin de garantir aux auto producteurs et aux producteurs privés, dans le cadre de la future libéralisation du secteur, la neutralité de la puissance publique après les phases d'études des sites.

Les règles environnementales

Le développement de projets éoliens n'est pas sans impact sur l'environnement, et il importe ainsi de rappeler qu'une attention toute particulière doit être portée au volet environnemental pour assurer la réussite d'un projet. En effet, ces projets peuvent avoir des effets tant directs qu'indirects, temporaires ou permanents sur l'environnement, et en particulier sur la faune et la flore, les sites et paysages, le sol, l'eau, l'air, le climat, les milieux naturels et les équilibres biologiques, sur la protection des biens et du patrimoine culturel et, le cas échéant sur la commodité du voisinage (bruits, vibrations, odeurs, émissions lumineuses) ou sur l'hygiène, la santé, la sécurité et la salubrité publique.

On sait que les projets éoliens sont d'ores et déjà soumis à l'obligation, prévue par la loi n°12-03 de réaliser une étude d'impact préalable.

Il apparaît cependant nécessaire de tenir compte ici de la taille du projet et de prévoir ainsi une obligation allégée pour les projets les plus petits pour ne pas décourager les petits investisseurs et au contraire une obligation renforcée pour les plus grands projets. Il paraît ici acceptable d'utiliser cumulativement les critères de hauteur du projet et de puissance du projet pour définir les obligations auxquels le projet sera soumis :

Figure 43: Obligation d'études d'impact environnementale en fonction des projets

Hauteur de l'éolienne	Puissance du projet	
		<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> ≤ 2,5 MW > 2,5 MW </div>
< 60 mètres	Etude d'impact allégée	(*)
≥ 60 mètres	Etude d'impact	Etude d'impact Enquête publique

(*) : Configuration techniquement impossible

8.3.4 Les décrets complémentaires

La programmation pluriannuelle des investissements éoliens

Un décret instituant la mise en place d'une PPI est prévue par le projet de loi de libéralisation. Cette disposition pourrait être mise en place dès à présent pour permettre notamment de fixer un cadre de programmation pour l'éolien.

Le cadre de programmation devrait comprendre des bilans prévisionnels glissants à cinq et dix ans avec et sans développement volontariste de l'énergie éolienne. Ces bilans prévisionnels devraient être rendus publics. A titre d'exemple, en France, le Gestionnaire de Réseau (RTE) établi ces bilans, sur requête de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Sous l'autorité de l'instance du Ministère en charge de la conduite de la politique de l'éolien, la réalisation des bilans prévisionnels serait confiée à l'ONE dans un premier temps. Après la promulgation de la loi de libéralisation, la réalisation de l'étude sera confiée au gestionnaire du réseau de transport, responsable de l'équilibre production – consommation. Ces études s'appuieraient sur l'Atlas éolien en ce qui concerne la situation géographique, la puissance installée et la productivité potentielle des sites éoliens.

Sur la base des résultats des bilans prévisionnels, le Ministère de l'Energie et des Mines établirait une programmation pluriannuelle des investissements éoliens. Les projets mis au programme seraient confiés à l'ONE pour exécution directe ou sous-traitance compétitive.

Afin de ne pas retarder le programme de développement, les investissements éoliens initiaux (années 2007 à 2009) seraient choisis par l'ONE en accord avec le Ministère.

Le choix des opérateurs

Dans le cas où le Ministère choisirait de confier la réalisation d'un projet à un opérateur privé, la loi précise que cela doit se faire dans un cadre concurrentiel et donc suivre le code des marchés publics. Cette procédure a été suivie dans le cas de la centrale éolienne Abdelkhalek Torres et a donné des résultats satisfaisants de part et d'autre.

Cependant dans le cadre d'un développement plus massif des projets éoliens, il pourrait être opportun d'ouvrir de plus à l'ONE la possibilité de recourir à des appels d'offres globalisés, en

laissant le soin aux opérateurs consultés de choisir les sites qu'ils retiennent dans une liste prédéfinie avec ou sans fixation préalable du tarif d'achat de l'énergie par l'ONE.

Les aides aux investisseurs

La procédure détaillée d'attribution des fonds du compte spécial sera déterminée par décret. Cependant, l'attribution d'une garantie ou d'un prêt serait accordée en fonction des critères suivants :

- a) la rentabilité économique du projet;
- b) l'impact du projet quant à la politique énergétique du pays;
- c) le potentiel technologique du projet.

Le montant attribué serait fixé par le Ministère de l'Energie et des Mines après évaluation du projet.

Les excédents d'autoproduction éolienne

L'autoproduction éolienne significative conduit de façon pratiquement inévitable à des excédents de production, même si l'auto producteur reste un consommateur net d'énergie sur la période de facturation de référence.. Un décret de transition en attendant la promulgation de la loi de libéralisation du secteur devrait obliger l'ONE à l'achat de ces excédents, pour un volume plafonné, à un prix fixé en référence au tarif de vente de l'ONE à l'autoprodacteur..

Création de zones de développement éolien prioritaire

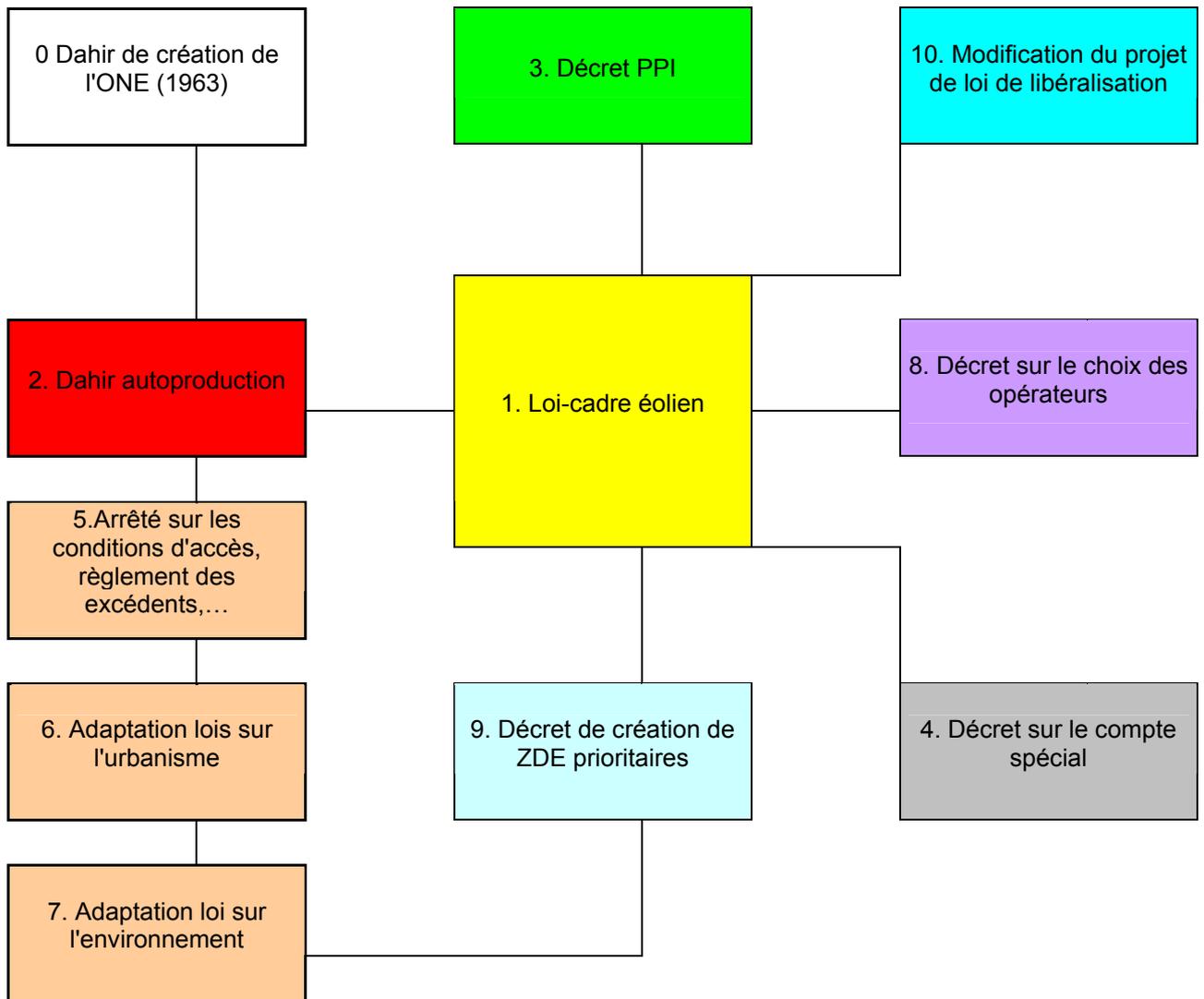
Il est nécessaire pour un développement harmonieux des projets éoliens, que les documents d'urbanisme tiennent compte de ces projets. Ainsi, il paraît opportun que soit élaboré en amont et au niveau régional de véritables cartes du paysage éolien déterminant avec précision les « zones de développement éolien » sur la base d'un Atlas des vents élaboré au niveau national. Retranscrits dans les documents locaux d'urbanisme, la définition de telles zones permettrait aux promoteurs de projets éoliens de connaître avec certitude et avant toute démarche, mais sans préjuger de la délivrance ou non d'un permis de construire, la constructibilité de la zone sur laquelle le projet est envisagé.

8.4 Phasage des actions à mener

8.4.1 Schéma de dépendance

Sur la base des recommandations précédentes, on peut établir le schéma de dépendance suivant entre les textes juridiques et réglementaires encadrant le développement de l'énergie éolienne connectée au réseau.

Figure 44: Schéma de dépendance



8.4.2 Chronogramme

Par ordre chronologique et en fonction des urgences réalistes les actions suivantes seraient à mener de la façon suivante dans le cours de l'année 2007 :

1. Préparation, rédaction, vote et promulgation de la loi-cadre contenant les principales orientations de développement de l'éolien connecté au réseau (fixation des objectifs, du rôle de l'ONE, du CDER, création du Fonds Spécial, maîtrise du foncier).
2. Préparation, rédaction, vote et promulgation de la modification du dahir de création de l'ONE sur l'autoproduction (augmentation des volumes autorisés, séparation des sites de production et consommation, droit d'accès au réseau, sous-traitance).

3. Décret du MINEE instituant une démarche de programmation pluriannuelle des investissements avec première échéance en 2008. Cette démarche conduira l'ONE à prendre position sur les sites éoliens qu'il envisage de développer à court/moyen terme.
4. Décret du MINEE/ MINEFI instituant les mécanismes de gestion et d'attribution des aides du compte spécial
5. Arrêté du MINEE précisant les conditions d'accès au réseau pour les autoproducteurs, y compris les tarifs de péage transport et distribution, les procédures à suivre, le régime des excédents de production temporaire, la facturation de l'énergie réactive, etc....
6. Adaptation de la loi sur l'urbanisme permettant l'accès au domaine public et privé en vue d'exécution de mesures de vent et préservant les intérêts des inventeurs et prospecteurs de sites.
7. Adaptation de la loi sur les études d'impact dans le cas particulier de l'éolien et obligeant les walis à diligenter des études visant à la définition de zones de développement éolien prioritaire dans leur territoire, en liaison avec le CDER, dans un délai maximum de cinq ans.
8. Décret MINEFI autorisant à procéder à des appels d'offres génériques pour le développement de sites éoliens (prix fixé, ou volume de MW fixé).
9. Décret du MINE/Ministère de l'Intérieur permettant l'utilisation de la déclaration d'utilité publique pour le développement de sites éoliens par sur le domaine privé dans les ZDE prioritaires.
10. Modification du projet de loi de libéralisation du secteur électrique autorisant le producteur réglementé à développer des sites éoliens pour le marché réglementé.

ANNEXE I Liste des stations météorologiques du Maroc

ANNEXE II Tableau détaillé des campagnes de vent réalisées par le CDER

ANNEXE III Carte des études de gisement éolien au Maroc réalisées par le CDER

ANNEXE IV Description du modèle de simulation du bilan énergétique marocain

ANNEXE V Éléments de méthodologie pour la réalisation d'un atlas éolien et d'une évaluation du potentiel technico- économique au Maroc

ANNEXE VI Note sur l'étude de parcs éoliens au Maroc, élaborée dans le cadre de la coopération avec l'Imet (Italie) – CDER, avril 2006

ANNEXE VII Le critère du taux d'enrichissement du capital TEC

ANNEXE VIII Les incitations au développement de l'énergie éolienne : éléments de comparaisons internationales