

Langue : FRANÇAIS

Original : Français

## BANQUE AFRICAINE DE DEVELOPPEMENT

### PROJET DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT ET DE REPARTITION D'ELECTRICITE

PAYS : MAROC

### RAPPORT D'ÉVALUATION DE PROJET

Date : octobre 2009

Equipe de préparation	Chef d'équipe	M. Z. AMADOU, Ingénieur Electromécanicien en Chef, Poste 2211, OINF.3
	Membres de l'équipe	M. P. DJAIGBE, Analyste Financier, Poste 3961, OINF3 M. N. NDOUNDO, Ingénieur électricien, Poste 2316, OINF.3 M. H. CARIOU, Chargé Principal des opérations, Poste 6162, MAFO M. W. RAIS, Analyste financier, Poste 6165, MAFO M. F.J.G. BAUDIN, Conseiller Juridique Principal, GECL.1 M. K. BELLAMY, Assistant aux décaissements, Poste 6168, MAFO M. M. MIFTAH, Assistant aux acquisitions, Poste 6167, MAFO M. J. FRANSSSEN, Consultant Environnementaliste, Poste 3228, OINF.3
	Directeur pour le secteur Directeur régional Chef de division	M. G. MBESHERUBUSA, Directeur, Poste 2034, OINF M. N. LOBE, Directeur, Poste 2139, ORNB M. A.T. DIALLO, Chef de division, Poste 2125, OINF.3
Révision par les pairs		Mme R. Coffi, Chargée d'acquisition, ORPF.1 Mme E. DIA, Chargée de programme, ORCE M. J.B. NGUEMA-OLLO, Ingénieur Electromécanicien, OINF.3 M. B. TRAORE, Ingénieur des Transports, OINF.1 M. R. GAILLARD, Spécialiste en Chef, OINF M. D. LEKODJE, Economiste des Equipements Collectifs, OINF.3

---

# TABLE DES MATIÈRES

<b>I - ORIENTATION STRATEGIQUE ET JUSTIFICATION</b> .....	1
1.1 LIENS DU PROJET AVEC LA STRATEGIE ET LES OBJECTIFS PAYS.....	1
1.2 JUSTIFICATION DE L'INTERVENTION DE LA BANQUE .....	2
1.3 COORDINATION DE L'AIDE .....	3
<b>II - DESCRIPTION DU PROJET</b> .....	3
2.1 COMPOSANTES DU PROJET.....	3
2.2 SOLUTIONS TECHNIQUES RETENUES ET SOLUTIONS DE SUBSTITUTION ETUDIEES .....	4
2.3 TYPE DE PROJET.....	5
2.4 COUT DU PROJET ET DISPOSITIFS DE FINANCEMENT.....	5
2.5 ZONE ET BENEFICIAIRES VISES PAR LE PROJET.....	7
2.6 APPROCHE PARTICIPATIVE POUR L'IDENTIFICATION, LA CONCEPTION ET LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET .....	7
2.7 PRISE EN CONSIDERATION DE L'EXPERIENCE DU GROUPE DE LA BANQUE ET DES LEÇONS TIREES DANS LA CONCEPTION DU PROJET.....	8
2.8 PRINCIPAUX INDICATEURS DE PERFORMANCE .....	8
<b>III - FAISABILITE DU PROJET</b> .....	9
3.1 PERFORMANCE ECONOMIQUE ET FINANCIERE.....	9
3.2 IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL .....	10
<b>IV - EXECUTION</b> .....	13
4.1 DISPOSITIONS EN MATIERE D'EXECUTION.....	13
4.2 SUIVI.....	14
4.3 GOUVERNANCE.....	15
4.4 DURABILITE.....	16
4.5 GESTION DES RISQUES .....	16
4.6 DEVELOPPEMENT DES CONNAISSANCES.....	16
<b>V - CADRE JURIDIQUE</b> .....	17
5.1 INSTRUMENT LEGAL.....	17
5.2 CONDITIONS ASSOCIEES A L'INTERVENTION DE LA BANQUE.....	17
5.3 CONFORMITE AVEC LES POLITIQUES DE LA BANQUE.....	17
<b>VI - RECOMMANDATION</b> .....	17

Appendice I. Indicateurs socio-économiques comparatifs du pays

Appendice II. Tableau du portefeuille de la BAD dans le pays

Appendice III. Principaux projets connexes financés par la Banque et d'autres partenaires au développement du pays

## Equivalences monétaires

[juillet 2009]

Unité monétaire = Dirham (MAD)

1 UC = 12,3836 MAD - 1 UC = 1,55223 USD - 1 UC = 1,09822 EUR

## Année fiscale

[1<sup>er</sup> Janvier – 31 décembre]

## Poids et mesures

1 tonne métrique	=	2204 livres
1 kilogramme (kg)	=	2,200 livres
1 mètre (m)	=	3,28 pieds
1 millimètre (mm)	=	0,03937 pouce
1 kilomètre (km)	=	0,62 mile
1 hectare (ha)	=	2,471 ares

1 A	=	Ampère	
1 GWh	=	Gigawatt-heure	= 1000 MWh
1 MWh	=	Mégawatt heure	= 1000 kWh
1 kWh	=	Kilowattheure	= 1000 Wh
1 MW	=	Mégawatt	= 1000 kW
1 kW	=	Kilowatt	= 1000 watts (W)
1 MVA	=	Méga-volt ampère	= 1000 kVA
1 kVA	=	Kilovolt-ampère	= 1000 VA
1 kV	=	Kilovolt	= 1000 volts (V)

## Sigles et abréviations

AAA	=	Actions d'Acquisition Anticipées
AFD	=	Agence française de développement
BAD	=	Banque africaine de développement
BEI	=	Banque européenne d'investissement
BID	=	Banque islamique de développement
BT	=	Basse tension
EIE	=	Etude d'impact sur l'environnement
FEM	=	Fonds de l'environnement mondial
HT	=	Haute tension
MEM	=	Ministère de l'Energie et des Mines
MT	=	Moyenne tension
ONE	=	Office National de l'Electricité
PGES	=	Plan de gestion environnemental et social
PDRE	=	Programme de développement des réseaux de transport et de répartition d'électricité
PERG	=	Programme d'électrification rurale globale
PND	=	Plan nationale de développement
Tep	=	Tonne équivalent pétrole
THT	=	Très haute tension

**Fiche de projet**

Fiche du client

**EMPRUNTEUR :** Office National d'Electricité (ONE)**ORGANE D'EXECUTION :** Office National d'Electricité

## Plan de financement

Source	Montant	Instrument
BAD	100,00 millions UC	Prêt projet
ONE	22,04 millions UC	Autofinancement Prestations en Régie
<b>COÛT TOTAL</b>	<b>122,04 millions UC</b>	

## Importantes informations financières de la BAD

Monnaie du prêt	Euro
Type de prêt	Prêt à Marge Variable (PMV)
Taux de base	Fixe
Marge Contractuelle	40 points de base
Marge sur cout d'emprunt	Telle que déterminée par la BAD
Taux d'intérêt total	(Taux de base + Marge Contractuelle + Marge sur cout d'emprunt)
Commission d'engagement*	Aucune commission
Autres frais*	Aucun autre frais
Echéance	20 années
Différé d'amortissement	5 années (60 mois)
TRIF, VAN (scénario de base)	14,31 %, 334,39 millions MAD
TRIE, VANE (scénario de base)	17,64 %, 515,93 millions MAD

## Durée – principales étapes (attendues)

Approbation de la note conceptuelle	septembre 2009
Approbation du projet	décembre 2009
Entrée en vigueur	décembre 2009
Dernier décaissement	décembre 2014
Achèvement	décembre 2013
Dernier remboursement	décembre 2028

## **Résumé du projet**

### ***1. Aperçu général du projet***

1.1 Le Projet soumis au financement de la Banque est un projet d'investissement faisant partie intégrante du Programme de développement du réseau de transport et de répartition de l'électricité (PDRE) qui concerne l'ensemble du réseau national de transport et de répartition. Il a pour objectif d'améliorer la sécurité d'alimentation des clients en électricité et la fiabilité du réseau. Il vise l'augmentation de la capacité de transit des lignes de transport et la réduction du taux des pertes techniques du réseau d'environ 1.2 points, passant de 4,7% à 3,5%. La réalisation du programme est prévue sur une période 52 mois, de septembre 2008 à décembre 2013. Le coût total du programme est estimé à 6,7 milliards de Dirhams (MAD) hors taxes et droits de douane. Le coût total du projet soumis au financement de la Banque est estimé à 1 511,36 millions MAD, soit environ 122,04 millions UC ou 134,02 millions EUR.

1.2 Le projet concerne l'ensemble du réseau de transport et de répartition d'électricité dans les différentes régions du Maroc (Nord et Oriental, région Occidentale, Centre et Sud). Les principaux bénéficiaires du projet sont : l'Office National de l'Electricité (ONE) ; les abonnés de l'ONE, plus particulièrement ceux des zones subissant des chutes de tension anormales ; les villes nouvelles et les nouvelles unités industrielles de la zone du projet ; les producteurs indépendants d'électricité ; le secteur du tourisme et ; le Programme d'Electrification Rurale Globale (PERG).

### **2. Evaluation des besoins**

Le réseau électrique du Maroc est exploité à un niveau très proche de ses limites admissibles. En effet, la configuration actuelle du réseau de transport très haute tension (THT) et haute tension (HT) de l'ONE présente des problèmes importants de fonctionnement (saturation, apparition de contraintes ou de surcharges, augmentation du niveau des pertes, dégradation du niveau de sécurité de la fourniture). Compte tenu de cette situation critique et de l'évolution de la demande d'électricité, un schéma de renforcement du réseau de transport a été élaboré par l'ONE. Il en a résulté le PDRE sans lequel la fourniture d'électricité ne pourra être satisfaite dans les conditions requises de fiabilité et de sécurité.

### **3. Valeur ajoutée pour la Banque et gestion des connaissances**

3.1 Quatre arguments militent en faveur de l'intervention de la Banque dans ce projet : le projet renforcera l'action de la Banque dans le secteur de l'Energie ; la conformité du projet au Document de stratégie pays (DSP 2007-2011) et le soutien aux efforts du Maroc pour atténuer les l'impact de la crise économique internationale ; la poursuite de la coopération avec les autres bailleurs de fonds et ; la conformité du projet au Cadre d'investissement pour les énergies propres.

3.2 La Banque assurera le suivi de l'exécution du projet par des missions de supervision qui seront effectuées par des équipes pluridisciplinaires composés du personnel du Siège et du Bureau du Maroc (MAFO). Une partie de ces missions sera effectuée de manière conjointe avec les autres bailleurs de fonds qui financent le PDRE. A la fin du projet la Banque préparera conjointement avec l'Emprunteur et, le cas échéant, avec les autres cofinanciers le rapport d'achèvement en vue de tirer des enseignements du projet et de l'exécution du PDRE.

## Cadre Logique du Projet de Développement du Réseau de transport et de distribution d'électricité

Hiérarchie des objectifs	Résultats attendus	Portée	Indicateur de Performance	Calendriers des objectifs indicatifs	Hypothèses / Risques
<b><u>But</u></b> Améliorer la sécurité et l'efficacité de la fourniture d'énergie	<b><u>Impact</u></b> Diversification du bouquet énergétique Augmentation de la puissance installée Généralisation de l'accès à l'électricité Réduction des émissions de CO2 par rapport au statu quo	<b><u>Bénéficiaires</u></b> Ensemble du pays	<b><u>Indicateurs d'impacts</u></b> Puissance additionnelle cumulée des nouvelles centrales éoliennes Puissance installée Taux d'accès à l'électricité Quantité de CO2 évitées	<b><u>Progrès anticipés à long terme</u></b> 140 MW en 2009, 1000 MW en 2012 et 6000 MW à long terme 5292 MW en 2008 12000 à 20 000 MW en 2030 Taux d'accès milieu rural : 98% en 2009 ; 100% à terme 12 Mt en 2015 et 30 Mt en 2030 <sup>1</sup> Source : Rapport du Ministère chargé de l'Energie, ONE	Hypothèses : Mise en œuvre effective des mesures organisationnelles et réglementaires accompagnant le programme d'investissement sectoriel de l'énergie
<b><u>Finalité du Projet</u></b> Améliorer les performances du réseau de transport et de répartition	<b><u>Résultats</u></b> Réduction des pertes électriques Augmentation de la capacité de transit	<b><u>Bénéficiaires</u></b> ONE Entreprises Population des Régions Nord et Oriental, Occidentales, Centres et Sud	<b><u>Indicateurs de résultats</u></b> Taux de perte du réseau de transport Quantité d'énergie économisée Capacité de transit du réseau	<b><u>Progrès anticipés à moyen terme</u><sup>2</sup></b> Taux passant de 4,7% en 2008 à 3,7% en 2011 et 3,5% en 2013 296 GWh en 2009 ; 329 GWh en 2011, 376 en GWh en 2013 24 TWh en 2008, 27 TWh en 2011 et 31 TWh en 2013 Source : ONE	Risque : Retard dans le paiement de la Contrepartie du fait de la situation difficile de l'ONE Mesure d'atténuation : Restructuration financière de l'Office
<b><u>Ressources et activités</u></b> <b><u>Ressources</u></b> BAD : 100,00 MUC ONE : 22,05 MUC Total : 122,05 MUC <b><u>Activités</u></b> Passation de marchés Mise en œuvre du PGES Construction de lignes et postes Contrôle et surveillance des travaux / Réception d'ouvrages	<b><u>Produits</u></b> Infrastructures de raccordement des centrales de Kenitra et Jorf Lasfar Lignes et poste HT Audit du Projet	<b><u>Bénéficiaires</u></b> ONE Entreprises Bureaux d'audit	<b><u>Indicateurs de produits</u></b> Longueur de lignes 400 kV Longueur de lignes 225 kV Longueur de lignes 60 kV Longueur de ligne HTA Nombre de poste 400 kV Nombre de postes 225 kV Rapports d'audit	<b><u>Progrès anticipés à court terme</u></b> - 24 km en 2010 - 355 km en 2011 ; 574 km en 2013 - 80 km en 2011 et 133 km en 2013 - 40 km en 2011 et 73 km en 2013 - 1 poste en 2010 - 1 poste en 2011 et 8 postes en 2013 Un rapport en 2011 2012 et 2013 Source : ONE	Risque : retard de libération des couloirs de lignes dû fait des difficultés des indemnisations Mesure d'atténuation : le tracé évite les zones habitées. Mise en place d'un budget pour dédommagement pour pertes de revenus agricoles

<sup>1</sup> Mt : millions de tonnes équivalent CO2 : Source Projet de communication nationale sur les changements climatiques : mai 2009

<sup>2</sup> Indicateurs pour le Programme global.



# **RAPPORT ET RECOMMANDATION DE LA DIRECTION DU GROUPE DE LA BANQUE AU CONSEIL D'ADMINISTRATION CONCERNANT UN PROJET DE PRET A L'ONE POUR LE PROJET DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT ET DE REPARTITION D'ELECTRICITE**

La Direction soumet les présents rapport et recommandation concernant une proposition de prêt de 109,82 millions d'Euros (100 millions UC) à l'Office national de l'électricité pour le financement du Projet de développement du réseau de transport et de répartition de l'électricité au Maroc.

## **I. Orientation stratégique et justification**

### ***1.1 Liens du projet avec la stratégie et les objectifs pays***

1.1.1 La vision de Développement du Maroc attache une importance à l'amélioration des conditions sociales. Le Programme de développement national (PDN) vise à 'générer une croissance durable capable de dynamiser le marché de l'emploi, de réduire le chômage, d'améliorer les conditions de vie des citoyens et d'éliminer progressivement la pauvreté et l'exclusion'<sup>3</sup>. Conscient de la nécessité de valoriser les importantes potentialités du pays et des atouts qui découlent de sa position géographique, le Gouvernement a élaboré diverses stratégies orientées vers le soutien à l'investissement et la productivité de l'économie, notamment grâce au développement des infrastructures qui fait partie de la politique des grands projets structurants, confirmée dans le contexte de la crise économique internationale.

1.1.2 Dans le Secteur de l'Energie, la mise en œuvre de la stratégie est accompagnée de 'mesures organisationnelles et réglementaires permettant de donner la visibilité nécessaire aux opérateurs'. Plus spécifiquement pour le sous-secteur de l'électricité, ces mesures portent sur la restructuration des activités de production de transport et de distribution, la mise en place d'un régulateur unique et indépendant et la création d'un opérateur du système. Ces mesures visent à libéraliser progressivement le sous-secteur de l'électricité pour mieux l'intégrer dans le marché euro méditerranéen.

1.1.3 L'approvisionnement en énergie constitue un enjeu central de la mise en œuvre du PDN du fait que l'énergie est un intrant pour toutes les activités socio-économiques et compte tenu de la forte dépendance à plus de 97% du Maroc à l'extérieur. Pour faire face à cette problématique, le Gouvernement a développé une stratégie traduite dans le Plan national d'actions prioritaires, accompagné de mesures organisationnelles et réglementaires, axé sur : (i) la sécurité de l'approvisionnement ; (ii) la diversification des sources d'énergie ; (iii) la généralisation de l'accès à l'énergie ; et (iv) la promotion de l'efficacité énergétique.

1.1.4 Le Projet s'inscrit dans l'action gouvernementale. En effet, sa réalisation contribuera à la sécurité d'approvisionnement et à la diversification des sources d'énergie (renforcement de l'interconnexion avec l'Espagne pour améliorer la sécurité d'approvisionnement, mise en valeur du potentiel éolien (6000 MW) du pays). L'extension du réseau électrique et l'augmentation de l'offre d'électricité facilitera le parachèvement du Programme d'Electrification rurale Globale (PERG). Enfin le projet contribuera à la promotion de l'efficacité énergétique au travers de la diminution des pertes de transport.

---

<sup>3</sup> Discours du Premier Ministre, 24 octobre 2007

1.1.5 Le Projet est en conformité avec le deuxième pilier du Document de stratégie par pays (DSP) pour la période 2007-2011 qui a retenu le 'Développement et la mise à niveau des infrastructures économiques et de l'entreprise' comme priorité. Il figure dans la liste des opérations prévues par la Banque dans le DSP. Sa réalisation permettra le développement des infrastructures énergétiques et soutiendra la création de nouvelles entreprises dans les zones franches et industrielles.

## ***1.2 Justification de l'intervention de la Banque***

1.2.1 Quatre arguments militent en faveur de l'intervention de la Banque dans ce projet. D'abord, le développement des infrastructures est l'une des principales réponses à la crise économique internationale retenue par le Maroc. Au cours de la revue à mis parcours du DSP 2007-2011 effectuée par la Banque, la priorité accordée aux infrastructures a été reconfirmée (Pilier I). Par l'amélioration de la qualité de fourniture et l'augmentation de l'offre d'électricité, le projet soutient le développement de l'entreprise (Pilier II). Le projet est donc conforme au DSP et il s'inscrit dans le cadre de l'engagement de la Banque à supporter ses états membres régionaux dans leurs efforts de réduction de l'impact de la crise économique.

1.2.2 Deuxièmement, la Banque joue un rôle important dans le secteur des infrastructures comme en témoigne la répartition sectorielle de son portefeuille au Maroc en 2009 : 80% pour l'infrastructure dont 28,81% pour l'Energie en particulier. Dans le secteur de l'Energie, la Banque a financé 11 opérations pour un montant total de 550,01 millions d'UC. Il ressort d'une revue du sous-secteur électricité dans les pays membres régionaux, réalisée par OPEV, que les projets de transport d'électricité ont atteint leurs objectifs au Maroc. Ces projets ont contribué à i) renforcer la sécurité et la continuité de service, ii) améliorer la qualité de service et iii) faire baisser le prix du kWh. Les bons résultats des projets de transport ont été confirmés dans le cadre de la préparation du Rapport d'achèvement du Projet (RAP) de renforcement des interconnexions électriques. En effet, le projet d'interconnexion a contribué à la sécurité d'approvisionnement et à la diversification du bouquet énergétique en réduisant, notamment grâce au renforcement de l'interconnexion avec l'Espagne, la part des énergies fossiles dans la production d'électricité. Toutefois, il a été estimé dans le RAP qu'il existe un risque sur la viabilité des résultats de ce projet achevé du fait de la limitation des capacités de transport. La poursuite du développement du réseau de transport est donc requise. Elle renforcera l'action de la Banque dans le secteur de l'Energie.

1.2.3 Troisièmement, le programme dont fait partie le projet est cofinancé par l'Agence française de développement (AFD), la Banque européenne d'investissement (BEI) et la Banque mondiale (BM) qui ont déjà approuvé leur financement en 2008. La participation de la Banque au financement du projet constitue une continuité des ces interventions dans le cadre d'opérations cofinancées avec les autres bailleurs (cf. Appendice III) pour supporter le secteur de l'énergie au Maroc.

1.2.4 Enfin, la réduction des pertes d'énergie est considérée comme l'une des mesures les plus efficaces de gestion et d'adaptation aux changements climatiques (Pilier III du CIEP). Par la réduction des pertes électriques qu'il permettra d'atteindre (de 4,7% en 2008 à 3,5% à la fin du projet) le projet, entrainera, à service rendu égal, d'éviter 183 000 t/an d'émission de CO<sub>2</sub>, contribuant ainsi au Programme international de lutte contre les changements climatiques auquel la Banque est partie prenante. Le projet est conforme au Cadre d'investissement pour les énergies propres (CIEP).

### ***1.3 Coordination de l'aide***

1.3.1 Il existe un cadre formel de coordination des activités des bailleurs de fonds : le Groupe Thématique de l'Energie (GTE) a été créé à l'initiative de l'Ambassade d'Allemagne et de la Délégation de la Commission européenne. La première rencontre du GTE qui s'est tenue en janvier 2009 a réuni les bailleurs de fonds, plusieurs ambassades et l'Administration marocaine (Ministère de l'intérieur, Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement, Ministère des Affaires Economiques et Générales, Ministère de l'Economie et des Finances).

1.3.2 Dans le cadre spécifique du présent projet, la mission de préparation du programme a été effectuée conjointement avec l'AFD, la BM et la BEI. A l'issue de la mission, les ouvrages et les installations prévues dans ce programme ont été répartis entre les différents bailleurs de fonds en vue d'un financement en parallèle. Cette répartition a été effectuée sur la base de différents critères, qui tiennent compte notamment : (i) du montant du financement prévu par chaque bailleur de fonds ; (ii) de la cohérence des investissements proposés par rapport aux interventions passées dans le secteur ; et (iii) du calendrier d'instruction et d'approbation des financements et du planning de réalisation des installations.

## **II. Description du projet**

### ***2.1 Composantes du projet***

2.1.1 L'objectif sectoriel du projet est d'améliorer la sécurité et l'efficacité de la fourniture d'énergie. Plus spécifiquement le projet vise l'amélioration des performances du réseau de transport et de répartition d'électricité.

2.1.2 Le projet fait partie d'un programme de développement du réseau de transport (lignes 225 kV et 60 kV, postes 225/60 kV, postes 225/20 kV) et de répartition d'électricité (lignes 400 kV, poste 400/225 kV) financé en parallèle par l'AFD (50 millions d'Euros), la BEI (170 millions d'Euros) et la BM (150 millions USD). Les financements des autres bailleurs de fonds ont été approuvés en 2008.

2.1.3 Le programme comprend essentiellement des investissements en infrastructure mais il est aussi prévu sur le financement de la BM : la mise en place d'une salle des marchés pour l'approvisionnement en combustibles des centrales, les échanges d'énergie avec l'Espagne et la gestion des risques prix ; l'élaboration d'une base de données sur le potentiel éolien ; la définition des relations contractuelles entre l'ONE et ses différents partenaires ; une étude tarifaire. Le projet financé par la Banque comprend trois composantes dont le détail est précisé dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2.1 : Composantes du projet

Nom de la composante	Coût estimatif (millions UC)	Description des composantes
1. Evacuation d'énergie	29,26	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Construction d'une ligne HT 225 kV de 55 km et d'un poste 225/ 60 kV pour évacuer la puissance additionnelle de 300 MW de la centrale de Kenitra</li> <li>▪ Construction d'un poste 400 kV pour évacuer la puissance additionnelle de 700 MW à installer à la centrale de Jorf Lasfar</li> </ul>
2. Renforcement et extension du réseau HT & THT	88,06	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Construction d'une ligne 400 kV de 24 km, de sept lignes 225 kV de 519 km et de 7 lignes 60 kV de 133 km et deux lignes HTA de 73 km et</li> <li>▪ Construction de 3 postes 225/60 kV de 100 MVA et de 4 postes 225/60 kV de 70 MVA pour augmenter la capacité de transit du réseau de transport, diminuer les pertes d'énergie et améliorer la qualité de service</li> <li>▪ La mise en œuvre de cette composante contribuera à la réduction du taux de perte de 4,7% en 2008 à 3,5% en 2013</li> </ul>
3. Gestion du projet	4,72	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Contrôle et surveillance des travaux</li> <li>▪ Mis en œuvre du PGES</li> <li>▪ Audit du projet</li> </ul>

## 2.2 Solutions techniques retenues et solutions de substitution étudiées

2.2.1 Le réseau de transport et de distribution est actuellement exploité à un niveau très proche de ses limites admissibles. Sa configuration actuelle présente des problèmes importants de fonctionnement (surcharges des lignes et postes, augmentation du niveau des pertes, dégradation du niveau de sécurité de la fourniture) qui sont dus principalement à la structure du réseau très haute tension (THT) et haute tension (HT) de l'ONE. Compte tenu de cette situation critique et pour faire face à l'évolution de la demande en énergie électrique (les ventes d'électricité de l'ONE ont augmenté en moyenne de 8,2% par an entre 2005 et 2008), un schéma de renforcement du réseau de transport a été élaboré par l'ONE. Il en a résulté un programme de développement et de renforcement du réseau, étalé sur six ans (2008-2013), sans lequel la fourniture d'électricité ne pourra être satisfaite dans les conditions requises de fiabilité et de sécurité. Le présent projet fait partie de ce programme.

2.2.2 Le programme adopté est issu de l'étude du schéma directeur du réseau de transport et de répartition, élaboré par l'ONE dans le but de définir la meilleure stratégie permettant de :

- i) évacuer la production des centrales et d'assurer le transit des importations vers le réseau de distribution ;
- ii) satisfaire toute la demande avec un niveau de tension normal en situation de sécurité N-1 ;
- iii) optimiser les investissements ;
- iv) encourager la construction de centrales privées en facilitant l'accès au réseau ;
- v) achever le Programme d'Electrification Rurale Global (PERG).

2.2.3 Le développement du réseau de transport est incontournable pour éviter la détérioration de la situation avec ses impacts sociaux et économiques très négatifs. Deux stratégies ont été étudiées pour définir le plan de développement. Elles se distinguent par le niveau de tension de raccordement (400 kV ou 225 kV) des centrales plus grandes (Jorf Lasfar, Safi). Les stratégies ont été comparées sur la base des montants actualisés des investissements et du coût des pertes actives générées par chacune d'elles. Le raccordement en 400 kV a été retenu. L'option du raccordement en 225 kV a été rejetée à cause de son montant actualisé plus important.

Tableau 2.2 : Solution de substitution envisagées et causes du rejet

Solution de substitution	Brève description	Cause du rejet
Développement du réseau basé sur le raccordement des grandes centrales en 225 kV	Construire des lignes et postes en 225 kV pour évacuer la production électrique des plus grosses centrales prévues dans le cadre du plan de production	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pertes d'énergie plus élevées</li> <li>▪ Coût actualisé des investissements et des pertes plus importantes que celles enregistrées dans l'option 400 kV.</li> </ul>

### 2.3 Type de projet

2.3.1 Le projet de développement des réseaux de transport et de répartition d'électricité est un projet d'investissement portant sur la construction et l'extension de lignes et postes HT en vue de lever les contraintes actuelles de transit d'énergie et d'assurer l'évacuation de l'électricité qui sera produite grâce à la mise en place de capacités de production supplémentaires. L'instrument de financement proposé est un prêt/projet sur les ressources BAD qui sera octroyé à l'ONE et garanti par l'Etat. Cette option a été privilégiée par le Gouvernement et indiquée dans sa requête sollicitant le financement de la Banque. L'ONE fait face à des difficultés financières engendrées notamment par la flambée des prix des combustibles (pétrole, gaz, charbon) mais elle a toujours honoré ses engagements envers la Banque.

2.3.2 L'investissement est intéressant pour l'Etat et ses démembrés, les consommateurs, les artisans et les entreprises. Il est financièrement rentable, mais du fait que les ouvrages à construire sont répartis sur l'ensemble du réseau de transport, l'ONE, gestionnaire et propriétaire du réseau, est mieux placé pour financer le projet. En tant que tel, le projet ne peut pas intéresser un opérateur privé. Toutefois, le pays encourage la participation du secteur privé à la gestion et au financement du secteur. En effet, le Maroc a engagé depuis 1990 des réformes en matière de libéralisation et de restructuration du secteur de l'Energie et de participation du secteur privé à la réalisation des grands projets. Dans le sous-secteur de l'électricité, ces réformes ont conduit à la signature de trois contrats de concession de production d'électricité avec Jorf Lasfar Energy Company (1997, réalisation et exploitation d'une centrale thermique, 1370 MW), Compagnie éolienne du Détroit (Construction et exploitation d'une centrale éolienne, 50 MW) et Energie Electrique de Tahaddart (Construction et exploitation d'une centrale thermique à cycle combiné, 400MW). La distribution d'électricité a été partiellement privatisée à partir de 1997 avec la délégation de service public de l'électricité à des distributeurs privés dans les villes de Casablanca, Rabat et Tanger-Tétouan. Actuellement le privé détient plus de 50% du parc de production d'électricité et la distribution dans les grandes villes.

### 2.4 Coût du projet et dispositifs de financement

2.4.1 Le coût estimatif du projet s'élève à 1511,36 millions de MAD (équivalant à 122,04 millions d'UC et à 134,02 millions d'EUR). Il a été déterminé à partir des prix actualisés d'équipements et de sous-ensembles d'ouvrages issus de récents appels d'offres lancés par l'ONE. Il comprend des provisions pour imprévus physiques et pour hausse de prix représentant 11,60 % du cout de base. Les tableaux 2.3 et 2.4 ci-dessous donnent les détails du coût du projet par composante et par catégorie de dépense.

Table 2.3 : Coût estimatif par composante

Composantes	millions MAD			millions UC			% en devises
	Devises	ML	Total	Devises	ML	Total	
Evacuation d'énergie	266,85	65,62	332,47	21,55	5,30	26,85	80,26
Renforcement & Extension Réseau HT & THT	796,38	175,81	972,19	64,31	14,20	78,51	81,92
Gestion du projet	1,80	47,70	49,50	0,15	3,85	4,00	3,64
<b>Total du coût de base</b>	<b>1065,03</b>	<b>289,13</b>	<b>1354,16</b>	<b>86,00</b>	<b>23,35</b>	<b>109,35</b>	<b>78,65</b>
Provision pour aléas d'exécution	84,40	24,01	108,41	6,81	1,94	8,75	77,85
Provision pour hausse de prix	34,63	14,16	48,79	2,80	1,14	3,94	70,98
<b>Coût total du projet</b>	<b>1184,06</b>	<b>327,30</b>	<b>1511,36</b>	<b>95,61</b>	<b>26,43</b>	<b>122,04</b>	<b>78,34</b>

Note : les taux de change utilisés sont indiqués en introduction du rapport (page (i))

Tableau 2.4 : Coût du projet par catégorie de dépense

Catégories	millions MAD			millions UC			% en devise
	Devises	ML	Total	Devises	ML	Total	
Travaux	1063,23	239,30	1302,53	85,86	19,32	105,18	81,63
Services	1,80	18,47	20,27	0,15	1,49	1,64	8,88
Divers	0,00	31,36	31,36	0,00	2,53	2,53	0,00
<b>Total du coût de base</b>	<b>1065,03</b>	<b>289,13</b>	<b>1354,16</b>	<b>86,00</b>	<b>23,35</b>	<b>109,35</b>	<b>78,65</b>
Provision pour aléas d'exécution	84,40	24,01	108,41	6,82	1,94	8,75	77,85
Provision pour hausse de prix	34,63	14,16	48,79	2,80	1,14	3,94	70,98
<b>Coût total du projet</b>	<b>1184,06</b>	<b>327,30</b>	<b>1511,36</b>	<b>95,62</b>	<b>26,43</b>	<b>122,04</b>	<b>78,34</b>

2.4.2 Le projet sera financé par l'ONE et la Banque à hauteur respectivement de 18,06 % et 81,94 % de son coût total hors taxes. La Banque accordera un prêt 109,82 millions d'Euros (100 millions d'UC), garanti par l'Etat pour financer entièrement la part en devises et 16,59 % de la part en monnaie locale du coût total du projet.

Tableau 2.5 : Sources de financement

Source	Millions MAD			millions UC			% du total
	Devises	ML	Total	Devises	ML	Total	
ONE	0,00	273,00	273,00	0,00	22,05	22,05	18,06
BAD	1184,06	54,30	1238,36	95,62	4,38	100,00	81,94
<b>Coût total du projet</b>	<b>1184,06</b>	<b>327,30</b>	<b>1511,26</b>	<b>95,62</b>	<b>26,43</b>	<b>122,04</b>	<b>100,00</b>

Tableau 2.6 : Sources de financement par catégorie de dépenses

Catégories	BAD (millions UC)			ONE (millions UC)			Total (millions UC)		
	Devises	ML	Total	Devises	ML	Total	Devises	ML	Total
Travaux	95,46	4,37	99,83	0,00	17,31	17,31	95,46	21,67	117,13
Services	0,16	0,02	0,17	0,00	1,63	1,63	0,16	1,64	1,80
Divers	0,00	0,00	0,00	0,00	3,11	3,11	0,00	3,11	3,11
<b>Total</b>	<b>95,62</b>	<b>4,38</b>	<b>100,00</b>	<b>0,00</b>	<b>22,05</b>	<b>22,05</b>	<b>95,62</b>	<b>26,43</b>	<b>122,04</b>

2.4.3 Les dépenses du projet s'étaleront sur la période 2009-2013 suivant une répartition prévisionnelle par année du tableau 2.7 ci-dessous.

Tableau 2.7 : Calendrier des dépenses par composante

Composantes	millions UC					
	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Evacuation d'énergie	5,85	14,63	8,78	0,00	0,00	29,26
Renforcement et d'extension du réseau HT et THT	1,59	26,25	34,26	20,53	5,43	88,06
Gestion du projet	0,12	1,39	1,53	1,31	0,38	4,72
<b>Total</b>	<b>7,56</b>	<b>42,27</b>	<b>44,57</b>	<b>21,84</b>	<b>5,81</b>	<b>122,04</b>

## 2.5 Zone et bénéficiaires visés par le projet

2.5.1 Le projet concerne l'ensemble du réseau de transport et de répartition d'électricité dans les différentes régions du Maroc (région du Nord et Oriental, région Occidentale, région du Centre et région du Sud). L'agriculture est la principale activité de la zone du projet. Elle occupe près de 70% des actifs. Toutefois, les activités de la zone du projet se diversifient avec la construction de ports (Tanger Med 1 et 2), la délocalisation de la construction automobile, l'implantation de zones franches industrielles et logistiques, le développement de nouveaux pôles urbains et de zones touristiques.

2.5.2 Du fait de la distribution en réseau de l'électricité, l'amélioration de la qualité de service par le projet profitera, de manière générale, à l'ensemble des abonnés domestiques et industrielles de l'ONE et aux régies de distribution. De manière spécifique le projet bénéficiera à l'ONE ; aux abonnés des zones subissant des chutes de tensions élevées ; aux villes nouvelles qui seront raccordées au réseau ; aux unités industrielle ; aux producteurs indépendants d'électricité qui disposeront d'un réseau fiable pour évacuer la production de leur centrale ; aux structures d'accueil touristique. Le projet favorisera le parachèvement du Programme d'Electrification Rurale Globale qui vise à court terme la généralisation de l'électrification rurale (100% en 2010 contre 95,4% en 2008).

## 2.6 Approche participative pour l'identification, la conception et la mise en œuvre du projet

2.6.1 La stratégie du Secteur de l'Energie sur laquelle se base la conception du programme d'investissement en transport dont est issu ce projet ainsi que les grandes orientations du secteur de l'énergie ont été exposées et débattues au cours des Premières assises nationales de l'Energie organisées par le Gouvernement en mars 2009. Toutes les parties prenantes aux activités du secteur dont la Banque ont participé à ces assises.

2.6.2 L'identification et la conception du programme de développement des réseaux ont été menées dans le cadre d'une approche participative impliquant l'ensemble des parties prenantes et la prise en compte de leurs contraintes spécifiques. A cet égard, les principaux partenaires techniques et financiers (PTF) sectoriels que sont l'Agence française de développement, la Banque africaine de développement, la Banque européenne d'investissement, la Banque islamique de développement, la Banque mondiale et le Fonds koweïtien pour le développement économique arabe ont été associés à chacune des étapes de l'élaboration du programme et conviés aux réunions de présentation de la stratégie de l'ONE et du programme d'investissements y afférent. La mission de préparation du Programme a été effectuée conjointement avec la BM, et la BEI et l'AFD. Les populations et les Autorités régionales ont été également consultées et associées à l'identification préliminaire des couloirs des lignes et des sites d'implantation des postes de transformation notamment pendant la réalisation des études d'impact environnemental et social du projet.

2.6.3 Il est enfin prévu que le programme soit mis en œuvre à travers cette approche participative qui implique, notamment, des missions conjointes de revue et de supervision par les bailleurs de fonds. Dans le cadre de la mise en œuvre du Plan de gestion environnemental et social (PGES), des réunions d'information seront organisées sur les mesures de compensation, à l'intention des personnes affectées par le projet dont la liste sera établie préalablement au démarrage des travaux.

## ***2.7 Prise en considération de l'expérience du Groupe de la Banque et des leçons tirées dans la conception du projet***

2.7.1 La Banque est un important partenaire du Maroc dans le secteur de l'énergie. Elle y a financé 11 projets. Les résultats des interventions sectorielles de la Banque dans ce pays, et plus particulièrement les expériences tirées du projet de renforcement des interconnexions des réseaux électriques et du projet de la centrale thermo-solaire d'Ain Beni Mathar, ont été pris en compte dans la conception du présent projet. Il a été notamment tenu compte du fait que l'utilisation de la procédure d'actions anticipées d'acquisition (AAA) a permis un démarrage rapide du projet de centrale thermo solaire d'Ain Beni Mathar dont la construction devrait s'achever en 2010, dans le délai initialement prévu : une partie des marchés du présent projet sera passée suivant la procédure AAA. Enfin, à la suite des insuffisances constatées dans les rapports d'audit des projets financés, un bureau d'audit<sup>4</sup> spécialement recruté sera chargé de l'audit du présent projet, au lieu de confier la responsabilité de l'audit à l'auditeur de l'ONE comme dans les précédents projets. En effet, il a été estimé que l'auditeur de l'ONE ne dispose pas de suffisamment de temps pour réaliser toutes les prestations requises dans les termes de référence des audits de projet de la Banque.

2.7.2 Par ailleurs, les recommandations du rapport OPEV pour les opérations dans le secteur de l'énergie indiquent notamment que la Banque devrait i) mettre en place des projets d'assistance technique dans les domaines de la réduction des pertes des réseaux et ii) éviter d'introduire dans les projets des conditions qui vont à l'encontre de la politique de la Banque en matière d'amélioration du niveau d'accès des pauvres aux ressources de base A cet effet, (i) la Banque a mobilisé le fonds bilatéral finlandais (210.000 EUR) pour assister l'ONE à réaliser des audits énergétiques en vue de la réduction des consommations des abonnés HT et (ii) il n'y a pas de condition du prêt pouvant restreindre l'accès à l'électricité.

## ***2.8 Principaux indicateurs de performance***

Les principaux indicateurs de performance du projet sont : le niveau des pertes du réseau de transport ; l'énergie transitée sur le réseau de transport et de répartition ; les longueurs de lignes et la capacité de transformation des lignes et des postes. Les données sur ces indicateurs seront fournies dans les rapports d'activités de l'Office. Au niveau de l'ensemble de l'ONE les performances du projet seront mesurées par les comparaisons des données d'exploitation d'une année à l'autre.

---

<sup>4</sup> Le bureau d'audit qui sera recruté assurera la révision des comptes de l'ensemble du Programme.

### III. Faisabilité du projet

#### 3.1 Performance économique et financière

Tableau 3.1 : Principales données économiques et financières

TRIF, VAN (scénario de base)	14,31 %, 334,39 millions de MAD
TRIE, VAN (scénario de base)	17,64 %, 515,93 millions de MAD

NB : des calculs détaillés se trouvent à l'annexe B7

#### Performance financière

3.1.1 L'analyse financière du projet a été effectuée sur la base des coûts et avantages liés à sa réalisation et sa mise en exploitation sur une période de 20 ans dont 4 ans d'investissements.

3.1.2 Le taux interne de rentabilité financière (TRIF) et la Valeur actuelle nette (VAN) sont les indicateurs de base retenus pour apprécier la performance financière du projet. Les coûts d'investissement comprennent les coûts d'acquisition des fournitures, des travaux et des services nécessaires (y compris les imprévus physiques) à la réalisation des ouvrages. Les coûts annuels d'exploitation et de maintenance de ces ouvrages sont estimés 2% de leur coût d'investissement à partir de la deuxième année de mise en exploitation. Les deux principaux avantages du projet pris en compte pour le calcul du TRIF sont la redevance de transit que l'ONE devrait percevoir auprès des producteurs d'énergie pour l'évacuation de l'énergie additionnelle liée à l'augmentation de la capacité de transit et le montant de redevance relative à la valorisation de la réduction du taux de perte sur le réseau de transport.

3.1.3. Le taux interne de rentabilité financière du Programme global de développement des réseaux de transport et de répartition d'électricité de l'ONE, ressort à 15,84% et la valeur actuelle nette s'établit à 2 008 millions de MAD. Ces résultats démontrent que le Programme global est viable dans son ensemble et contribuera, toutes choses égales par ailleurs, à l'amélioration de la situation financière de l'ONE. La part des avantages attribuables au projet soumis au financement de la Banque est égale au ratio coût des investissements du projet sur le coût global du Programme de développement des réseaux de transport et de répartition d'électricité pour la période 2009-2013 qui est de 23%.

3.1.4 Sur la base des hypothèses précitées, le TRIF du projet ressort à 14,31% et la valeur actuelle nette (VAN) est de 334,39 millions de MAD. Ce niveau de TRIF, nettement supérieur au coût moyen pondéré du capital au sein de l'ONE (estimé à environ 5,75 %) montre que le projet soumis au financement de la Banque est financièrement viable. Les tests de sensibilité effectués ont conduit à des TRIF tous supérieurs à ce coût moyen pondéré du capital et confirment la viabilité du projet. Les détails de calcul sont présentés en Annexe B7.

3.1.5 Par ailleurs, l'ONE étant le bénéficiaire et l'organe d'exécution du projet, une analyse de ses comptes d'exploitation et de sa situation patrimoniale a été faite. Il en résulte que le ratio d'autonomie financière de l'Office (Dettes à plus d'un an sur capitaux propres et assimilés) ressort à un niveau élevé de 2,93 à fin 2008. La situation financière de l'ONE a été fragilisée ces quatre dernières années du fait de plusieurs événements aussi bien internes qu'externes qui sont intervenus. Il s'agit notamment de : (i) la forte augmentation du coût des combustibles (fuel, le gaz et le charbon) ; (ii) l'inadaptation de la structure tarifaire actuelle de l'ONE par rapport à son coût de revient influencé par la flambée des prix du combustible ; (iii) l'important programme d'investissements entrepris par l'Office, indispensable pour la satisfaction de la demande et qui est financé en majeure partie sur des ressources d'emprunt ;

(iv) la baisse de la production hydroélectrique de près de 18% au cours de la période 2005-2008 du fait d'une mauvaise pluviométrie et (v) l'impact du non recouvrement des créances détenues sur les anciennes Régies privatisées.

3.1.6. En vue de restaurer les équilibres financiers de l'ONE, son Conseil d'administration a recommandé entre autres, d'accélérer le processus de restructuration financière de l'Office notamment par sa recapitalisation (injection de nouveaux capitaux), la réévaluation des actifs et la vente des actifs non stratégiques, la révision des dispositions douanières relatives aux importations de gaz naturel, la révision tarifaire et l'apurement des arriérés de créances des anciennes régies. La réduction du niveau d'endettement est une préoccupation des bailleurs de fonds du PDRE, qui ont recommandé à l'Office de maintenir le rapport de l'endettement financier sur capitaux propres à niveau acceptable. La Banque soutien cette recommandation et recommande que ce ratio soit maintenu inférieur à 2,5 pendant la durée du prêt.

3.1.7. Dans le cadre de la mise en œuvre des recommandations du Conseil d'Administration, le Gouvernement a versé une première dotation en capital de 700 millions de MAD à l'ONE courant décembre 2008. Une révision des tarifs est intervenue en mars 2009 et devrait permettre à l'ONE de dégager des recettes supplémentaires estimées à 800 Millions de MAD au titre de l'année 2009. Quant à l'apurement des arriérés, deux premiers versements de 120 millions de MAD chacun ont été débloqués courant décembre 2008. L'ONE s'est engagé à continuer les efforts de recouvrement des créances. De manière générale, les engagements réciproques de l'ONE et de l'Etat ont fait l'objet d'un Protocole d'accord signé en février 2009

### **Performance économique**

3.1.8 Les indicateurs de performance économique retenus sont le taux interne de rentabilité économique (TRIE) et la Valeur actuelle nette (VANE) calculés sur la base des coûts d'investissement hors taxes et hors provision pour hausse de prix et des avantages économiques du projet. Le coût économique a été calculé sur la base des hypothèses suivantes : (i) une part d'investissement en devise de 78%, (ii) un premium du coût de la devise de 4.5% (FEP – Foreign Exchange Premium), (iii) un coût économique du travail de 0.75%. Les avantages économiques sont constitués de la redevance perçue pour le transit de l'énergie additionnelle et le gain réalisé sur le transit d'énergie du fait de la réduction des pertes sur le réseau.

3.1.9 Sur la base de ce qui précède, le TRIE ressort à 17,64% et la VAN économique est de 515,93 millions de MAD. Ce niveau de taux de rentabilité économique comparé au coût économique du capital au Maroc (estimé à 4,86%) montre également que le projet est économiquement viable. Ce taux de rentabilité économique serait davantage élevé si l'on évalue l'impact des revenus des nombreux travailleurs temporaires qui seront recrutés lors de l'exécution des travaux de construction des lignes et l'amélioration du bien-être des populations. Les détails de calcul sont présentés en Annexe B7.

## **3.2 Impact environnemental et social**

### **Environnement**

3.2.1 Le projet est classé en catégorie 1 conformément aux directives de la Banque en matière d'environnement. La caractéristique principale qui justifie cette classification est la construction de lignes haute tension à 225 et 400 kV (tension supérieure au seuil de 110 kV

fixé par les Directives) qui traverseront en certains endroits des zones boisées et cultivées. Le projet a fait l'objet d'études d'impact environnemental et social réalisées en 2008 et 2009. Le résumé de ces études a été publié sur le Site Web de la Banque le 21 juillet 2009.

3.2.2 Le projet n'entraînera pas de déplacement de population. Ses principaux impacts négatifs sont des dommages aux cultures et aux sols engendrés par le passage des véhicules et le déroulage des câbles et des pertes d'usage de terres liées à l'implantation des pylônes. Les mesures proposées pour atténuer les principaux impacts négatifs consistent à dédommager les personnes subissant les dégâts et pertes de revenus. Leur montant est estimé à 2,36 millions d'UC.

3.2.3 Les impacts positifs du projet sont : la création d'emplois pendant les travaux ; le désenclavement de certains douars par le biais de la construction de pistes d'accès aux lignes et postes ; l'augmentation des revenus des populations riveraines grâce aux activités lucratives liées aux chantiers ; l'amélioration des conditions de vie des populations notamment dans le cadre du parachèvement du PERG.

#### Changement climatique

3.2.4 La contribution du Maroc aux émissions mondiales globales de gaz à effet de serre (GES), responsables du changement climatique, est peu significative. En 2006, les émissions de CO<sub>2</sub> ne dépassaient pas 1,31 tCO<sub>2</sub> par habitant, comparées à une moyenne mondiale de 4,28 tCO<sub>2</sub> et une moyenne de 2,44 t pour l'ensemble des pays ne figurant pas à l'Annexe 1 de la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques. Le Maroc est cependant caractérisé par une forte intensité en carbone tant au niveau de sa consommation d'énergie primaire (en 2006 à 3,1 tCO<sub>2</sub>/tep contre une moyenne mondiale de 2,4 tCO<sub>2</sub>/tep) que de sa production d'électricité (0,86 tCO<sub>2</sub>/MWh contre 0,57 tCO<sub>2</sub>/MWh).

3.2.5 Le Maroc est engagé dans la lutte contre les Changements climatiques (CC) au niveau international comme au niveau national. Il a ratifié en 1995 la Convention Cadre sur les Changements Climatiques au Sommet de Rio en 1992 et le Protocole du Kyoto le 25 janvier 2002. Au plan interne, les lois 11-03, 12-03 et 13-03 ayant comme finalité de prévenir, réduire et limiter les émissions de polluants ont été adoptées depuis juin 2003.

3.2.6 Dans le domaine spécifique de l'Energie, le Gouvernement a préparé un Plan national d'actions prioritaires (PNAP) qui, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement, devrait lui permettre de s'engager sur la voie d'une croissance à faible émission de carbone. Le PNAP (2008-2012) comprend plusieurs projets à moyen terme visant l'économie et la rationalisation de la consommation et l'amélioration de l'offre énergétique. Les mesures du plan portent sur des actions de réduction de la demande telles que la Généralisation des Lampes à basse consommation ; des Mesures tarifaires ; l'Efficacité énergétique ; le Changement d'heure. Les mesures sur l'offre portent sur le Renforcement des capacités de production ; la Refonte de la structure d'interconnexion électrique ; l'Optimisation du potentiel hydraulique ; la Généralisation des batteries de condensateurs et l'Optimisation du programme de maintenance. Il est aussi prévu la mise en place de près de 1000 MW de capacités éoliennes supplémentaires représentant 25% de la capacité de production d'électricité à installer d'ici la fin du plan, ce qui porterait à 20% la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité contre 6% en 2008. Au final, la mise en œuvre des actions prévues dans le PNAP devrait se traduire à une réduction de 15% des émissions de gaz à effet de serre par rapport au statu quo.

3.2.7 Le Programme de développement des capacités de transport et de répartition d'électricité dont fait partie le présent projet s'intègre dans le PNAP. Il participe à la refonte de la structure du réseau d'interconnexion électrique et il est associé à la mise en place des capacités supplémentaires de production et de mise en valeur du potentiel éolien. Il est conçu pour minimiser les pertes de transport d'énergie des sites de production vers le réseau de distribution. La réduction de 4,7 à 3,5% des pertes d'électricité permettra d'économiser 376 GWh et d'éviter le rejet dans l'atmosphère de 183 000 T/an de CO<sub>2</sub> par an à partir de 2013.

3.2.8 La réalisation du présent projet permettra à la Banque de soutenir les efforts du Maroc pour mettre en œuvre des mesures concrètes d'adaptation aux CC et d'accès à l'énergie propre. Elle renforcera les actions déjà entreprises dans ce sens notamment avec le financement de la centrale thermo solaire d'Ain Beni Mathar et la mobilisation de fonds de la Coopération bilatérale finlandaise pour la réalisation d'audits énergétiques de 200 entreprises parmi les plus consommatrices d'énergie électrique. L'instruction du projet est faite concomitamment avec la préparation conjointe par la Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement, la Société Financière Internationale et la Banque d'un Plan d'investissement dans le cadre du Fonds pour les technologies propres. Le Plan d'investissement a pour objectif 'd'assister le Maroc dans la mise en œuvre d'une stratégie de croissance sobre en carbone qui favorisera un développement économique continu tout en réduisant sensiblement les émissions de GES par rapport au statu quo'.

### Genre

3.2.9 Plusieurs contraintes entravent la participation de la femme rurale aux activités économiques et limitent la valorisation de son savoir-faire notamment du fait de la lourdeur des tâches ménagères dont notamment le ramassage de bois de feu pour la cuisson des aliments et l'éclairage. Seulement 21,4% des femmes rurales pratiquent des activités génératrices de revenu.

3.2.10 L'accélération du processus de *l'électrification rurale*, à travers le lancement du PERG dès 1996, conjuguée aux autres projets de généralisation de l'accès à l'énergie, qui atteint actuellement 98 % de la population rurale, a permis un essor socioéconomique par la création ou le renforcement de nouvelles opportunités génératrices de revenus mais aussi par l'amélioration qualitative des conditions de vie des ménages.

3.2.11 Le projet facilitera l'approvisionnement en électricité de la frange de la population rurale qui n'en bénéficie pas encore en contribuant au parachèvement du PERG. L'augmentation de l'accès à l'électricité en milieu rural bénéficiera particulièrement aux femmes et aux enfants qui seront déchargés de la collecte de combustibles traditionnels et/ou plus polluants pour l'éclairage. Elle améliorera le fonctionnement des services sociaux et les activités de micro-entreprise pratiquées par les femmes. L'amélioration de l'approvisionnement permettra de développer de nouvelles activités économiques et d'améliorer l'offre de services dans les secteurs du tourisme et des services et dans les unités industrielles en cours d'implantation qui emploieront des femmes.

3.2.12 L'électrification rurale a eu des impacts positifs à la fois sur l'aménagement du territoire et l'habitat d'une manière particulière. L'avènement de nouvelles formes d'énergie, a permis (i) le regroupement des douars, (ii) la réorganisation spatiale des douars avec

l'apparition de pôles de commerce, de services de proximité et (iii) la création des petits projets de développement, ainsi que l'éclairage, la sécurité, le développement des écoles et des centres de santé primaire et l'accès facilité aux média.

### Social

3.2.13 Le projet aura des impacts sociaux positifs. En effet, il projet facilitera le renforcement, la poursuite et le parachèvement du Programme d'électrification rurale globale<sup>5</sup> (PERG). Les abonnés ruraux, situés en bout de réseau bénéficieront plus particulièrement de l'amélioration de la qualité de tension. En outre l'extension du réseau de transport facilitera la construction de lignes de distribution pour connecter les populations jusque là situées loin du réseau de distribution.

3.2.14 En cours d'exécution des travaux, on s'efforcera de créer un maximum de postes de travail disponibles pour les travailleurs des zones traversées. Les entreprises s'efforceront de favoriser les artisans et commerçants régionaux pour les fournitures de service. Compte tenu de la politique de l'ONE, les tracés des lignes seront positionnés de manière à éviter toute expropriation et déplacement de population. Aucune relocation de population n'est prévue.

### Réinstallation forcée

3.2.15 Le projet n'entraînera pas d'expropriation et de relocalisation de populations compte tenu des dispositions prises par l'ONE de détourner les itinéraires des lignes loin des agglomérations et des habitations isolées. Il n'y aura donc pas de réinstallation forcée. Le projet affectera certains agriculteurs dont les propriétés seront traversées par les lignes. Les agriculteurs pourraient subir des pertes de revenus limitées suite à l'implantation des supports dans les champs traversés et à l'élagage d'arbre fruitiers dans les couloirs de lignes. Il sera procédé au recensement des personnes impactées lors la réalisation du projet dans le cadre de la mise en œuvre du Plan de Gestion Environnemental et Social.

## **IV. Exécution**

### ***4.1 Dispositions en matière d'exécution***

4.1.1 L'ONE<sup>6</sup> sera l'organe d'exécution du projet. La gestion du projet sera assurée par les structures compétentes existantes au sein de l'ONE. Ces structures ont prouvé leur capacité d'exécution dans le cadre des précédents projets d'électricité financés par la Banque. Elles assureront l'exécution du projet pour le compte de tous les bailleurs du Programme. La Direction Financière la coordination générale et la tenue des comptes et la gestion financière. Le Pôle Réseau aura la responsabilité de tous les aspects techniques du projet et de la passation des marchés. Au sein du Pôle, la Direction Projets Réseaux (DDR) est l'acteur principal de l'exécution du projet. La DDR est supportée dans ses activités par la Direction Ingénierie Réseaux (DIR, approbation de fiches et plans d'exécution), les Directions régionales (DR, réception et essais de mis en services), la Division Appui Gestion (Assistance dans la passation des marchés) et la Direction Environnement et Renouvelable (DER, suivi de ces impacts durant la phase de construction et d'exploitation des projets).

---

<sup>5</sup> Le taux d'électrification rurale en 2008 a été de 95,4%

<sup>6</sup> Le Gouvernement envisage de regrouper l'ONE et l'Office National de l'Eau potable (ONEP) sous une même direction

4.1.2 Le Cadre logique du projet servira de base à son suivi. Les indicateurs de suivi seront élaborés à partir des données collectées par la Direction Développement Réseaux, la Direction Ingénierie Réseaux et les Directions Régionales concernées. Ils seront intégrés aux rapports périodiques d'avancement du projet qui seront rédigés par la Direction Financière.

4.1.3 La Banque procédera au suivi de l'exécution du projet par des missions régulières. Après la mission de lancement, deux missions de supervision par année sont prévues. Vers la fin de l'exécution des travaux et après la mise en service de l'ensemble des installations, l'ONE et la Banque prépareront conjointement le rapport d'achèvement du projet. Par ailleurs, le Bureau de représentation de la Banque au Maroc assurera un suivi plus régulier et plus rapproché de l'exécution des travaux du projet et en informera le siège.

#### Acquisitions

4.1.4 Le financement de la Banque servira à l'acquisition de matériels de construction de réseau et à l'audit du projet.

4.1.5 Tous les biens seront acquis par voie d'appel d'offres international (AOI). Ces appels d'offres seront de type clé en main (fourniture et installation) dont les dossiers d'appels d'offres seront préparés sur la base du dossier type de la Banque. La Banque a autorisé la procédure d'actions anticipées en vue d'acquisition (AAA) pour une partie des travaux d'un montant de 54,82 millions d'UC. Le Conseil d'administration a été informé selon la note ADB/BD/IF/2009/208 du 04 août 2009.

4.1.6 L'acquisition des services de consultants pour l'audit du projet se fera sur la base d'une liste restreinte de cabinets spécialisés en la matière selon la méthode de sélection au moindre coût (SMC). L'estimation étant inférieure à 200.000 UC, l'Emprunteur peut limiter la publication de l'avis à manifestation d'intérêt aux journaux nationaux et régionaux. Cependant, tout consultant éligible, qu'il soit régional ou pas, qui souhaite fournir les services sollicités peut exprimer son intention de figurer sur la liste restreinte.

#### Décaissements

4.1.7 Les décaissements se feront conformément aux procédures de la Banque en la matière. La Direction Financière est familière avec les règles de la Banque en matière de décaissement. Les demandes de décaissement seront établies par la Direction financière conformément aux dispositions du manuel des décaissements. La méthode de paiement direct est retenue pour l'acquisition des biens, travaux et services. Cependant, les autres méthodes de décaissement spécifiées dans le manuel des décaissements pourront être utilisées au besoin.

### **4.2 Suivi**

Les activités de la Banque prévues dans le cadre du suivi du projet sont résumées dans le tableau ci-dessous. Ces activités seront menées sur la base du calendrier de mise en œuvre du projet présenté à la page v. Ce calendrier prend en compte l'utilisation de la procédure d'actions anticipées d'acquisition et se base sur l'expérience de l'ONE en matière de réalisation de projet de transport et de celle de Banque dans l'exécution de projets d'énergie au Maroc. Le projet devrait s'achever en 2013.

Période	Etapes	Activités de suivi/boucle de rétroaction
décembre 2009	Information générale sur les acquisitions	Publication de la note d'information dans UN Development Business (Banque)
décembre 2009	Signature de l'Accord de prêt et de garantie	Lettre d'invitation à l'emprunteur et au Garant (Banque) Lancement du projet
2009 – 2010	Passation de marchés pour l'acquisition de matériel et équipement	Approbation DAO et Rapports Evaluation offres (Banque) Lancement DAO et Evaluation des offres (ONE) Signature des contrats (ONE)
2010-2013	Travaux de construction des lignes et postes	Exécution des travaux (Entreprises) Contrôle et supervision des travaux (ONE) Supervision du projet (Banque)
2010 - 2013	Supervision du projet	Administration du prêt. Supervision au Bureau. Supervision sur le terrain (moyenne de 1,5 mission par année) par la Banque)
décembre 2013	Achèvement du projet	Elaboration Rapport d'achèvement par l'emprunteur et par la Banque
mars 2014	Rapport d'achèvement du projet	Mission de préparation du rapport d'achèvement du projet (Banque & Emprunteur)

### 4.3 Gouvernance

4.3.1 L'expérience de la Banque avec l'ONE a démontré que les pratiques de gouvernance et les systèmes de contrôle qui sont mis en place sont satisfaisants. En effet, à l'issue du processus d'acquisition dans le cadre des précédents projets financés par la Banque dans le secteur de l'énergie au Maroc, aucune plainte n'a été enregistrée de la part des soumissionnaires. Pour chacun des projets financés par la Banque, l'ensemble des procédures de passation des marchés et de gestion des contrats en vigueur sont généralement respectées.

4.3.2 Les rapports de supervision et d'audit de la Banque n'ont fait état d'aucune irrégularité particulière. Par ailleurs, le dispositif de contrôle mis en place par le Royaume du Maroc (Direction Nationale des marchés Publics, Audit interne, Audit externe Contrôleur d'Etat) n'a pas relevé de cas d'irrégularités évidentes dans la passation et la gestion des marchés. Pour le présent projet, le système de contrôle et de vérification habituellement utilisé par la Banque restera proactif pendant toute la durée d'exécution du projet. Il s'agit, en l'occurrence, des procédures d'acquisition, de l'examen des dossiers d'acquisition, des missions de supervision, des procédures de décaissement, de l'audit externe des comptes du projet. Par ailleurs, un rapport d'audit des comptes du projet sera soumis à la Banque conformément aux dispositions des conditions générales applicables aux accords de prêt et aux accords de garantie.

4.3.3 Par ailleurs, l'ONE, bien qu'étant un organisme public à caractère industriel et commercial, est soumis aux obligations comptables des commerçants en vertu des dispositions de la loi 9-88 et du code général de normalisation comptable. Elle dispose des structures internes de contrôle appropriées. Les états financiers de l'Office sont audités chaque année par des Auditeurs externes.

#### **4.4 Durabilité**

4.4.1 La durabilité des résultats du projet dépend des capacités de l'ONE à assurer l'entretien des ouvrages qui seront construits. Du point de vue technique, l'ONE a une expérience pertinente dans l'exécution et l'exploitation de lignes et de postes haute tension et elle dispose d'un personnel et des moyens techniques pour assurer l'entretien des ouvrages qui seront construits par le projet. Des dotations sont prévues dans les budgets annuels de l'Office afin de couvrir les charges de maintenance des réseaux électriques.

4.4.2 Toutefois, la difficile situation financière que traverse l'Office constitue une préoccupation par rapport à sa capacité à faire face aux charges d'entretien. Cette inquiétude est atténuée par le fait que les installations de transport d'énergie, à la différence des ouvrages de production, nécessitent peu d'entretien en particulier au cours des premières années suivant la mise en service durant lesquelles la maintenance est très limitée (visite de lignes, remplacement et lavage d'isolateurs). Il y a lieu de souligner, qu'en dépit de ses difficultés financières, l'ONE continue d'assurer l'entretien régulier de ses ouvrages. En outre, le Gouvernement s'est engagé dans la restructuration de l'entreprise et les différentes mesures déjà prises et à venir devront permettre l'amélioration des finances de l'ONE. Le soutien financier à l'office, les récentes augmentations de tarifs ainsi que la mobilisation du Gouvernement en faveur du sous-secteur sont un gage de son soutien à l'ONE.

#### **4.5 Gestion des risques**

4.5.1 Les risques potentiels du projet sont (i) le retard dans le paiement de la contrepartie du financement à la charge de l'ONE du fait de sa situation financière difficile et (ii) le retard de libération des couloirs de lignes en raison des difficultés possibles d'indemnisation des personnes affectées (longs délais d'identification, longueur des formalités administratives).

4.5.2 Ces risques sont atténués par (i) les mesures de restructuration financière (cf. paragraphe 3.1.6 et 3.1.7) en cours à l'ONE qui devront permettre de restaurer progressivement son équilibre financier et (ii) le choix du tracé des lignes qui évite les zones habitées ainsi que la mise en place d'un budget conséquent pour les dédommagements.

#### **4.6 Développement des connaissances**

4.6.1 L'Office Nationale de l'Electricité est familière des techniques de construction des lignes et postes de transport d'électricité. L'expérience qu'elle a acquise en la matière justifie qu'elle assure par ses propres moyens le contrôle et la surveillance des travaux. Toutefois, le projet conduira à l'installation d'équipements de nouvelles générations (équipement de contrôle, de commande et de protection) qui nécessiteront une mise à jour technologique du personnel. La formation sera alors dispensée, selon le cas, sur site pendant l'installation et les essais de mise en service ou chez les constructeurs en marge des essais de réception ou enfin au cours de séances de formations spécifiques. Les besoins de formations spécifiques pour la gestion de réseaux très haute tension seront incorporés dans les dossiers d'appels d'offres.

4.6.2 La diffusion des connaissances à l'intérieur de l'Office se fait dans ses propres centres et au cours des stages d'embauche et d'adaptation du personnel d'exploitation des installations de transport d'électricité. Le personnel d'exploitation dispose également des manuels d'utilisation des nouveaux équipements obligatoirement fournis par les entreprises adjudicataires des travaux ainsi que des consignes d'exploitation.

## **V. Cadre Juridique**

### **5.1 Instrument légal**

L'instrument de financement retenu est un prêt à octroyer à l'Office National d'Electricité qui est l'Emprunteur avec la garantie du Royaume du Maroc.

### **5.2 Conditions associées à l'intervention de la Banque**

5.2.1. Conditions préalables à l'entrée en vigueur : l'entrée en vigueur de l'accord de prêt est subordonnée à sa signature par la Banque et l'Emprunteur.

5.2.2. Engagements : l'Emprunteur devra s'engager à :

- indemniser, avant le démarrage des travaux liés aux marchés du projet, toutes les personnes affectées par les constructions de lignes du Projet (paragraphe 3.2.2) ;
- réduire et maintenir à un niveau inférieur à 2,5 pendant toute la durée du prêt, le ratio « Emprunts moyen et long terme sur capitaux propres et assimilés » (paragraphe 3.1.6).

5.2.3. Conditions préalables au premier décaissement du Prêt : Le premier décaissement du prêt est subordonné à l'entrée en vigueur de l'accord de prêt.

5.2.4. Autres conditions : transmettre à la Banque, au plus tard avant le démarrage des travaux se rapportant à chaque marché, la preuve de l'indemnisation des personnes affectées par lesdits travaux (paragraphe 3.2.2).

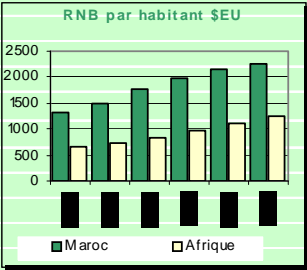
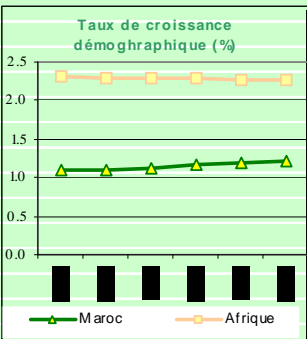
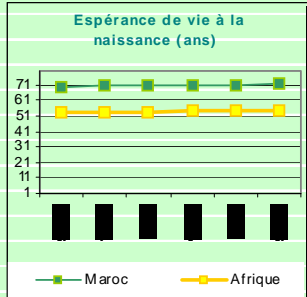
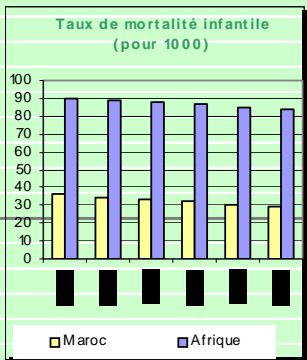
### **5.3 Conformité avec les politiques de la Banque**

Ce projet est conforme à toutes les politiques applicables de la Banque notamment la Politique sectorielle de l'Energie, la Politique en matière d'environnement et le Cadre d'investissement pour les énergies propres.

## **VI. Recommandation**

La Direction recommande que le Conseil d'administration approuve la proposition de prêt d'un montant de 109,82 millions d'Euros (100 millions d'UC) à l'Office National d'Electricité avec la garantie du Royaume du Maroc, pour l'objet et selon les conditions énoncées dans le présent rapport.

## Appendice I : Indicateurs socio-économiques comparatifs du pays

	Année	Maroc	Afrique	Pays en Développement	Pays Développés
<b>Indicateurs de Base</b>					
Superficie ('000 Km <sup>2</sup> )		711	30 323	80 976	54 658
Population totale (millions)	2008	31.6	985.7	5 523.4	1 226.3
Population urbaine (% of Total)	2008	56.1	39.2	44.0	74.4
Densité de la population (au Km <sup>2</sup> )	2008	44.5	32.5	23.0	49.6
Revenu national brut (RNB) par Habitant (\$ EU)	2007	2 250	1 226	2 405	38 579
Participation de la Population Active - Total (%)	2005	42.2	42.3	45.6	54.6
Participation de la Population Active - Femmes (%)	2005	35.3	41.1	39.7	44.9
Valeur de l'Indice sexospécifique de dévelop. hum	2006	0.620	0.482	0.694	0.911
Indice de développement humain (rang sur 174 pa	2006	127	n.a.	n.a.	n.a.
Population vivant en dessous de \$ 1 par Jour (%)	2000	19.0	34.3	25.0	...
					
<b>Indicateurs Démographiques</b>					
Taux d'accroissement de la population totale (%)	2008	1.2	2.3	0.3	1.2
Taux d'accroissement de la population urbaine (%)	2008	1.8	3.3	2.5	0.5
Population âgée de moins de 15 ans (%)	2008	28.8	40.9	16.6	27.4
Population âgée de 65 ans et plus (%)	2008	5.3	3.4	16.7	8.0
Taux de dépendance (%)	2008	52.2	79.5	47.7	53.9
Rapport de Masculinité (hommes pour 100 femmes)	2008	96.6	99.3	94.3	101.5
Population féminine de 15 à 49 ans (%)	2008	28.5	24.2	24.3	25.8
Espérance de vie à la naissance - ensemble (ans)	2008	71.4	54.5	76.7	67.5
Espérance de vie à la naissance - femmes (ans)	2008	73.7	55.6	67.5	80.3
Taux brut de natalité (pour 1000)	2008	20.4	35.7	11.0	20.1
Taux brut de mortalité (pour 1000)	2008	5.8	13.0	10.4	8.6
Taux de mortalité infantile (pour 1000)	2008	29.5	83.9	7.1	48.5
Taux de mortalité des moins de 5 ans (pour 1000)	2008	34.9	137.4	8.8	72.3
Indice synthétique de fécondité (par femme)	2008	2.4	4.6	1.6	2.5
Taux de mortalité maternelle (pour 100000)	2004	227.0	683.0	450	9
Femmes utilisant des méthodes contraceptives (%)	2004	63.0	29.7	61.0	75.0
					
<b>Indicateurs de Santé et de Nutrition</b>					
Nombre de médecins (pour 100000 habitants)	2004	55.6	39.6	78.0	287.0
Nombre d'infirmières (pour 100000 habitants)	2004	88.9	120.4	98.0	782.0
Naissances assistées d'un personnel de santé quæ	2004	62.6	51.2	59.0	99.0
Accès à l'eau salubre (% de la population)	2006	83.0	64.3	84.0	100.0
Accès aux services de santé (% de la population)	2004	70.0	61.7	80.0	100.0
Accès aux services sanitaires (% de la population)	2006	72.0	37.6	53.0	100.0
Pourcent. d'adultes de 15-49 ans vivant avec le VI	2007	0.1	4.5	1.3	0.3
Incidence de la tuberculose (pour 100000)	2006	0.0	0.0	275.0	19.0
Enfants vaccinés contre la tuberculose (%)	2007	96.0	83.0	89.0	99.0
Enfants vaccinés contre la rougeole (%)	2007	95.0	83.1	81.0	93.0
Insuffisance pondérale des moins de 5 ans (%)	2004	10.2	25.2	27.0	0.1
Apport journalier en calorie par habitant	2004	3 158	2 436	2 675	3 285
Dépenses publiques de santé (en % du PIB)	2005	1.9	2.4	1.8	6.3
					
<b>Indicateurs d'Education</b>					
Taux brut de scolarisation au (%)					
- Primaire - Total	2007	107.2	99.6	106.0	101.0
- Primaire - Filles	2007	101.3	92.1	103.0	101.0
- Secondaire - Total	2007	55.8	43.5	60.0	101.5
- Secondaire - Filles	2005	44.8	40.8	58.0	101.0
Personnel enseignant féminin au primaire (% du tot	2007	47.2	47.5	51.0	82.0
Analphabétisme des adultes - Total (%)	2007	44.4	38.0	21.0	1.0
Analphabétisme des adultes - Hommes (%)	2007	31.3	29.0	15.0	1.0
Analphabétisme des adultes - Femmes (%)	2007	56.8	47.0	27.0	1.0
Dépenses d'éducation en % du PIB	2006	6.8	4.5	3.9	5.9
					
<b>Indicateurs d'Environnement</b>					
Terres arables en % de la superficie totale	2005-08	19.0	6.0	9.9	11.6
Taux annuel de déforestation (%)	2000-08	0.04	0.7	0.4	-0.2
Taux annuel de reboisement (%)	2000-08	4.0	10.9	...	...
Emissions du CO2 par habitant (tonnes métriques)	2005-08	1.3	1.0	1.9	12.3

Source : Base des données du Département de la Statistique de la BAD;

dernière mise à jour: March 2009

Banque Mondiale WDI; ONUSIDA; UNSD; OMS, UNICEF, WRI, PNUD, Rapports nationaux

Notes: n.a. Non Applicable; ... : Données non disponible;

## Appendice II : Tableau du portefeuille de la BAD dans le pays

Secteur	Nom du Projet	N° de Prêt	Date Approb.	Date Signat.	Date Mise en Vigueur	Date de Clôture	Age du Projet (an)	Montant net	Devisé	Décaissement cumulé ( UC) au 20 octobre 2009	Taux décaissement
Multi-Secteur	PROGRAMME DE REFORME A	2000130003030	Wednesday, June 25, 2008	Thursday, June 26, 2008	Tuesday, September 23, 2008	Thursday, December 31, 2009	1.3	66 000 000	EUR	61,775,194.45	100.00
1 Eau & assain.	Recharge de la nappe du Haouz	5600155001351	Monday, January 12, 2009	Friday, May 08, 2009	NYE	Friday, November 30, 2012	0.8	1 892 500	EUR	N/A	0.00
2 Transport	PROJET DE CONSTRUCTION D	2000130001831	Friday, July 21, 2006	Friday, December 15, 2006	Wednesday, July 04, 2007	Saturday, December 31, 2011	3.3	118 600 000	EUR	27,193,318.58	24.50
3 Transport	AMELIORAT ET RENFORCEM	2000130000002	Wednesday, April 18, 2001	Sunday, January 06, 2002	Wednesday, September 18, 2002	Tuesday, December 30, 2008	8.5	77 800 000	EUR	55,140,224.03	100.00
4 Transport	3 eme PROJET AEROPORTUAIR	2000130003930	Thursday, April 16, 2009	Friday, May 08, 2009	NYE	Tuesday, December 31, 2013	0.5	320 120 000	EUR	N/A	0.00
5 Transport	III° PROGRAMME DE ROUTES R	2000130002380	Wednesday, September 05, 2007	Friday, November 23, 2007	Saturday, March 08, 2008	Tuesday, December 31, 2013	2.1	45 000 000	EUR	20,369,942.10	48.36
6 Energie	Centrale Thermo-solaire Ain Beni	2000130000880	Wednesday, March 02, 2005	Monday, August 29, 2005	Wednesday, December 21, 2005	Friday, December 31, 2010	4.6	136 450 000	EUR	97,942,767.08	76.69
7 Energie	CENT.THER. SOL. AIN BENI MA	2000130002681	Monday, December 17, 2007	Monday, April 07, 2008	Thursday, October 16, 2008	Wednesday, December 31, 2014	1.8	151 400 000	EUR	92,326,493.39	65.15
8 Privé	OLEA CAPITAL	2000130003780	Thursday, November 27, 2008	NYS	NYE	Thursday, December 31, 2020	0.9	34 000 000	EUR	N/A	0.00
9 Social	PROGRAMME D'URGENCE ED	2000130003830	Tuesday, March 31, 2009	Friday, May 08, 2009	NYE	Saturday, December 31, 2011	0.6	3 987 675 891.30	EUR	N/A	0.00
10 Social	MISE EN PLACE D'UN SIG & CA	5500155001701	Friday, December 12, 2008	Tuesday, December 23, 2008	NYE	Friday, December 31, 2010	0.9	500 000	UC	N/A	0.00
11 Social	ASSIST. TECH. AG. NLE ASSUR	5500155000351	Friday, September 29, 2006	Monday, November 27, 2006	Monday, November 27, 2006	Tuesday, June 30, 2009	3.1	600 000	UC	600,000.00	100.00
12 Social	ASSIST. TEC. CAIS. NLE PREV	5500155000352	Thursday, August 31, 2006	Monday, November 27, 2006	Monday, November 27, 2006	Wednesday, December 30, 2009	3.1	600 000	UC	600,000.00	100.00
13 Social	REFORME COUVERTURE MED	2000130003530	Thursday, December 11, 2008	Friday, December 26, 2008	Monday, May 11, 2009	Saturday, December 31, 2011	0.9	70 000	EUR	N/A	0.00
14 Eau & assain.	Huitième Projet d'AEPA	2000130000580	Wednesday, November 24, 2004	Monday, February 07, 2005	Friday, June 10, 2005	Friday, December 31, 2010	4.9	66 500 000	EUR	52,087,935.84	83.68
15 Eau & assain.	NEUVIEME PROJET D'APPROV	2000130001830	Friday, July 21, 2006	Monday, December 18, 2006	Wednesday, May 16, 2007	Saturday, December 31, 2011	3.3	81 000 000	EUR	23,036,482.60	30.39
16 Eau & assain.	DIXIEME PROJET D'AEP	2000130003531 2000130003532	Wednesday, November 19, 2008	Friday, December 26, 2008	Friday, July 17, 2009	Tuesday, December 31, 2013	0.9	112 154 855	EUR	N/A	0.00
										<b>Montant Total Net (UC)</b>	<b>1,101,687,783.78</b>
										<b>Montant Total Décais. (UC)</b>	<b>431,072,358.07</b>
										<b>Taux de décaissement sur montant net approuvé</b>	<b>39%</b>
										<b>Nb de SUPE par projet en 2008</b>	<b>1,8</b>
										<b>Age moyen du portefeuille (an)</b>	<b>2.4</b>

### Appendice III : Principaux projets connexes financés par la Banque et d'autres partenaires au développement du pays

Projets	Financement (millions)	Devise	Bailleurs	Observations
Politique de développement du secteur de l'énergie	75	Euro	Banque mondiale	Financement approuvé en mai 2007
Centrale Thermo-solaire Ain Beni Mathar	450	Euro	BAD, FEM (BM) et Coopération espagnole	Financement BAD de 288 millions d'Euros - Prêt initial approuvé en mars 2005 et - prêt complémentaire approuvé en décembre 2007
Renforcement des interconnexions de réseaux électriques	250	Euro	BAD/BEI/AFD	Financement BAD de 80 millions d'Euros approuvé en novembre 2002