

Rapport de base pour la Politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC)

Version finale, Septembre 2012





Elaboré avec l'assistance technique de:



Regional Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency
Centre Régional pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Energétique
Centro Regional para Energias Renováveis e Eficiência Energética
www.ecreee.org



RECP
Africa-EU Renewable Energy
Cooperation Programme



euei pdf
energy for development



Ce projet a été cofinancé par l'Union Européenne



Austrian
Development Cooperation



Consultant technique:



Imprint

Rapport de base pour la Politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC)

Version finale, Praia, Cap Vert

Présenté aux Ministres de la CEDEAO dans le cadre de la Conférence de haut niveau sur l'énergie de la CEDEAO, du 29 au 31 Octobre 2012, à Accra, Ghana

Contact

Centre régional de la CEDEAO sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CEREEC).

Achada Santo Antonio, 2nd floor, Electra Building

C.P. 288, Praia, Cap Vert

E-Mail: info@ecreee.org

Tel: +238 2604630, +238 2624608

<http://www.ecreee.org>



Table of Content

Liste des abréviations.....	13
1 Résumé du rapport.....	15
1.1. Le contexte	15
1.2. Le cadre institutionnel.....	16
1.3. La situation de l'accès à l'énergie.....	16
1.4. Le cadre financier, les questions fiscales et tarifaires.....	16
1.5. Evaluation des sources et technologies d'énergies renouvelables	17
1.6. La Politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC)	19
1.6.1. <i>Fondement</i>	19
1.6.2. <i>Objectifs</i>	19
1.6.3. <i>Marchés potentiels pour les applications EnR</i>	20
1.6.4. <i>Objectifs de la PERC</i>	20
1.6.5. <i>Solidité financière</i>	21
2 Introduction.....	23
Portée technologique du rapport de base.....	23
3 Contexte général	26
3.1. Les défis énergétiques de la région de la CEDEAO.....	27
3.2. Les politiques énergétiques et les objectifs régionaux	28
3.3. Le Livre Blanc de la CEDEAO / UEMOA comme référence pour l'accès à l'énergie	28
3.3.1. La contribution des énergies renouvelables dans l'amélioration de l'accès à l'énergie	30
3.4. Le Schéma directeur de l'EEEOA comme référence pour les coûts de production d'électricité	32
3.4.1. Le scénario du Schéma directeur de l'EEEOA.....	33
3.4.2. Le portefeuille des projets du Schéma directeur de l'EEEOA de 2011.....	34
3.4.3. Le calendrier de mise en œuvre du schéma Directeur	36
3.5. L'Initiative régionale pour l'énergie durable (IREN) de l'UEMOA.....	37
3.6. Le Comité inter-états de lutte contre la sécheresse dans le Sahel (CILSS)	39
3.7. Les bénéfices des EnR dans le contexte du marché de l'énergie au plan régional	40
3.7.1. Les avantages de l'EnR pour les Pays ayant un approvisionnement auto-suffisant:	40
3.7.2. Les avantages de l'EnR pour les pays tributaires de leurs importations.....	42
3.7.3. Les avantages de l'EnR pour les pays potentiellement exportateurs d'énergie	45
3.8. Les différentes hypothèses et les incertitudes des scénarios de l'EEEOA / IREN.....	46
3.8.1. Prévisions de la demande d'électricité de la CEDEAO.....	46
3.8.2. La prévision de la demande de l'EEEOA en tant que base pour la PERC.....	47
3.8.3. Conformité des objectifs d'EnR des politiques de l'EEEOA/ UEMOA.....	48



3.8.4	<i>Les risques de mise en œuvre</i>	48
3.9.	Les limites des scénarios de l'EEEO et de l'IREO	49
3.9.1.	Le centrage exclusif sur l'électricité	49
3.9.2.	Les zones rurales hors réseau	49
3.9.3.	La question de la biomasse	49
3.9.4	Stabilité du réseau et réseaux intelligents (smart-grids)	50
4	Le cadre institutionnel régional pour l'énergie	51
4.1.	Le Centre de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CEREEC).....	51
4.2.	Le système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest-Africain (EEEOA)	54
4.2.1.	Les priorités de l'EEEOA.....	55
4.3.	L'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC).....	56
4.4.	La Société d'exploitation du Gazoduc Ouest Africain (WAPCo).....	56
4.5.	Problèmes principaux pour le développement d'un marché de l'électricité intégré	57
5	Cadres nationaux institutionnels et réglementaires	59
5.1.	L'énergie renouvelable dans les DSRP et dans le Livre Blanc la CEDEAO/UEMOA	60
5.2.	Politiques objectifs et lois en matière d'EnR.....	61
5.2.1.	Documents de politique nationale.....	61
5.2.2.	Les objectifs nationaux d'énergie renouvelable.....	63
5.2.3.	L'énergie renouvelable dans la législation et la régulation en matière d'électricité	65
5.2.4.	Manque de coordination et de mandats clairs	65
5.2.5.	Le manque de coordination avec les autres ministères en charge des sources d'énergies renouvelables.....	66
5.2.6.	Les compagnies électriques sont toujours en position de monopole:.....	66
5.2.7.	Electrification rurale.....	67
5.2.8.	Les régulateurs et l'énergie renouvelable	68
5.2.9.	Les PPI, PPP et tarif d'achat (FiT).....	69
5.3.	Normes et étiquetage	70
5.4.	Les besoins en matière de renforcement des capacités	70
6	Cadres d'investissement, questions fiscales et tarifaires.....	72
6.1.	Investissements dans le secteur énergétique en général.....	72
6.1.1.	Politiques tarifaires et subventions.....	75
6.2.	Investissements en matières d'énergies renouvelables	77
6.2.1.	Investissements en matière d'énergies renouvelables.....	78
6.3.	Financement des énergies renouvelables.....	79
6.4.	Financement de projets à grande échelle dans les énergies renouvelables.....	81
6.5.	Financement des projets en matière d'énergies renouvelables à petite échelle	82
6.6.	Financement de la bio-énergie.....	83



6.6.1.	Foyers améliorés	84
6.6.2.	Biogaz	84
6.7.	Applications solaires thermiques	85
6.8.	Exemple d'élaboration de programme: Systèmes isolés en énergies renouvelables.....	86
6.9.	Exemple de conception d'un programme : Mini-réseau et Esco (Energy Service Company-Compagnie de services énergétiques)	87
6.10.	Intégration des énergies renouvelables centralisées.....	88
6.11.	Provenance des financements	89
6.11.1.	Financement carbone.....	90
6.12.	Tarifs et incitations	93
6.13.	Compétitivité des énergies renouvelables	93
7	Évaluation des ressources en énergies renouvelables	95
7.1	Énergie hydroélectrique	95
7.2	Énergie solaire	97
7.2.1	Évaluation du potentiel photovoltaïque	97
7.2.2	Projets photovoltaïques déterminés par la demande.....	99
7.2.3	Évaluation du potentiel CSP (Solaire à concentration)	100
7.3	Potentiel en énergie éolienne	102
7.4	Potentiel en bioénergie	103
7.4.1	Évaluation de la biomasse	103
7.4.2	Projets sur la biomasse guidés par la demande.....	104
7.4.3	Biocarburants	104
8	Technologies EnR et évaluation des coûts	106
8.1	Technologies reliées au réseau	107
8.1.1	Énergie éolienne.....	107
8.1.2	PV et CSP	109
8.1.3	Biomasse.....	116
8.1.4	Hydroélectricité à petite échelle ou Petites centrales hydroélectriques (PCH)	118
8.2	Technologies hors réseau.....	122
8.2.1	Biocarburants	123
8.2.2	Biomasse (gazéification).....	124
8.2.3	Centrales solaires PV	124
8.3	Technologies autonomes :	125
9	Bois énergie et approvisionnement national en énergie	127
9.1	Ressources.....	127
9.2	Prévisions de la demande pour la base de référence	131
10	Fondement et orientation de la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO.....	132



10.1	Finalité de la PERC	132
10.2	Principaux objectifs de la PERC	134
10.2.1	Au niveau régional :	134
10.2.2	Au niveau national :	135
10.2.3	Au niveau local (hors réseau)	136
10.2.4	Au niveau des ménages	137
11	Segments de marché des énergies renouvelables dans la CEDEAO	139
11.1	Modélisation de la distribution des habitats et de la population de la CEDEAO	140
11.2	Modélisation de la demande d'électricité pour l'approvisionnement en réseau et hors réseau ainsi que pour les systèmes isolés	144
11.2.1	Marché de l'approvisionnement raccordé au réseau (urbain et rural)	146
11.2.2	Marché d'approvisionnement en mini-réseaux	147
11.2.3	Marché des équipements EnR isolés	147
11.3	Modélisation de la demande d'énergie au niveau domestique	148
11.3.1	Informations sur les données	148
11.3.2	Modélisation du marché régional pour les énergies domestiques	149
	<i>Scénario référence</i>	149
12	Objectifs de la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC)	153
12.1	Quantification des objectifs EnR pour les différents segments de marché	153
12.2	Modélisation des objectifs des EnR connectées au réseau	154
12.2.1	Évaluation des options EnR dans différents pays de la CEDEAO	154
12.2.2	Objectifs EnR existant au niveau national	156
12.2.3	Objectifs EnR du portefeuille de projet du plan directeur de l'EEEOA	156
12.3	Objectifs EnR connectés au réseau proposés par la PERC	157
12.3.1	Besoins d'investissement du scénario de la PERC	159
12.3.2	Viabilité économique des objectifs EnR	161
12.3.3	Robustesse des objectifs définis en considérant les améliorations de l'efficacité énergétique	164
12.3.4	Impact des facteurs de capacité EnR sur les objectifs EnR	165
12.3.5	Disponibilité des ressources EnR pour atteindre les objectifs en termes de politique	165
12.3.6	Faisabilité technique de l'intégration au réseau EnR	166
12.3.7	Faisabilité économique et financière des EnR	166
12.3.8	Retards dans la mise en œuvre du plan directeur EEEOA	167
12.3.9	Opportunités du réseau intelligent (Smart grids)	167
12.4	Mise en place des objectifs pour l'électrification rurale hors réseau	168
12.4.1	Systèmes hors réseau et autonomes ou microsystèmes	168
12.4.2	Coût de production au diesel comme référence	169



12.4.3	Coût de l'électrification rurale connectée au réseau	169
12.4.4	Applications isolées	171
12.5	Établissement d'objectifs pour les foyers améliorés, la carbonisation et le combustible domestique moderne	172
12.5.1	Carbonisation efficace	173
12.5.2	Combiner à la fois les foyers efficaces et la carbonisation efficace	174
12.5.3	Substitution du bois de chauffe par les combustibles modernes	175
12.5.4	Scénario PERC pour l'énergie domestique	177
13	ANNEX I : Liste des projets EEEEOA	178
13.1.1	178
14	ANNEX II: Schémas incitatifs pour les énergies renouvelables	182
	Le système des prix garantis ou Feed-in-Tariffs (FIT)	182
	Approche théorique	182
	Exemples de mise en œuvre	183
	Analyse SWOT	185
	Le système des quotas avec enchères concurrentielles	186
	Définition de l'approche théorique	186
	Exemples d'implémentation	187
	SWOT Analysis	187
	Le système des quotas décentralisés adossés à un marché de certificats verts	188
	Définition de l'approche théorique	188
	Exemples de mise en œuvre	189
	Analyse SWOT	190
	Les politiques mises en place au niveau mondial	191
	Etat d'avancement des pays membres de l'UE	191
	Résumé des progrès dans les pays en développement	193
	Comparaison des incitations diverses dédiées au développement du secteur photovoltaïque	195
	Contrat d'achat d'électricité («PPA»)	196
	Définition de l'approche théorique	196
	Exemples de mise en œuvre	196
	Analyse SWOT	199
	Concessions sur mini-réseau	200
	Définition de l'approche théorique	200
	Exemples de mise en œuvre	201
	SWOT analysis	203
	Net-metering ou production distribuée	204
	Définition de l'approche théorique	204



Exemples de mise en œuvre.....	204
15 Annexe III: Coûts des externalités négatives des centrales conventionnelles	205
16 Bibliographie.....	207

List of Figures

Figure 1: Carte des potentiels d'énergies renouvelables dans la région de la CEDEAO	17
Figure 2: Simulation des coûts - Conditions commerciales (gauche) / prêt bonifié, conditions de financement APD (droite)	18
Figure 3: CGA pour les différentes parties de la CEDEAO par rapport à la production de diesel et les tarifs de l'EEEOA (Conditions commerciales et prêt bonifié).....	22
Figure 4: La situation de l'accès à l'électricité dans la région de la CEDEAO	30
Figure 5 : Le mix énergétique dans le scénario volontaire des EnR de l'EEEOA en terme de capacité installée	33
Figure 6 : Evolution des coûts marginaux de production dans le Schéma directeur de l'EEEOA	34
Figure 7: Plan d'extension du réseau électrique sur la base du Schéma directeur de l'EEEOA.....	35
Figure 8: Schéma directeur de L'EEEOA: nouvelles capacités approuvées et investissements.....	36
Tableau 9 Répartition du développement des capacités prévues dans l'UEMOA (en %).....	37
Figure 10 Répartition du développement des capacités prévues dans l'UEMOA (en MW)	38
Figure 11: Capacité de production prévue pour les projets déjà sélectionnés dans les Pays l'UEMOA par rapport à la capacité d'approvisionnement prévue au sein de l'IREN (MW).....	39
Figure 12 : Pays ayant un approvisionnement auto-suffisant.....	42
Figure 13: Pays dépendant des importations.....	43
Figure 14: Pays potentiellement exportateurs.....	45
Figure 15 Comparaison entre les prévisions de l'IREN et de l'EEEOA	46
Figure 16: Répartition des besoins en énergie pour les pays membres de l'UEMOA et de la CEDEAO en 2025.....	47
Figure 17: Structure institutionnelle du CEREEC.....	54
Figure 18: La situation actuelle de l'EEEOA en ce qui concerne la synchronisation des réseaux	58
Figure 19: Financement de divers secteurs par le secteur privé	74
Figure 20 Évolution des investissements privés dans l'infrastructure électrique au sein des pays à faibles et moyens revenus.....	74
Figure 21: Tarif public moyen par kWh dans la CEDEAO	76
Figure 22 : Coûts moyens d'opération	76
Figure 23 : Capacité énergétique en énergies renouvelables installée dans la CEDEAO (en MW) -	78
Figure 24: Financement des énergies renouvelables Source (UNEP/Bloomberg).....	80
Figure 25: Nouveaux investissements financiers par technologie, en 2009, et croissance en 2008, en milliards de dollars US. (PNUE/Bloomberg)	80
Figure 26: Différentes étapes de l'introduction des énergies renouvelables sous une dynamique financière.....	94
Figure 27: Candidats aux énergies renouvelables dans l'évaluation des ressources du WAPP (EEEOA) et dans le plan directeur	95
Figure 28: Radiation solaire au Sénégal, en Gambie, en Guinée Bissau et en Guinée.....	97
Figure 29: Radiation solaire au Ghana, au Togo et au Bénin	98
Figure 30: Radiation solaire au Libéria et en Côte d'Ivoire	98
Figure 31: Radiation solaire au Niger et au Nigeria.....	99
Figure 32: Radiation solaire au Burkina Faso et au Mali	99
Figure 33: Cartographie du potentiel CSP	101



Figure 34: Résultat de l'étude éolienne en Afrique de l'Ouest	102
Figure 35: Prix du KWh produit sur les grandes éoliennes	109
Figure 36: Module PV- évolution du prix.....	110
Figure 37: Simulation de coûts pour les centrales solaires PV.....	112
Figure 38: Simulation de coût pour le PV sur le toit.....	112
Figure 39: Tarifs de l'électricité les plus hauts dans la CEDEAO.....	113
Figure 40: Coûts de production pour 50 MW CSP avec 7 heures de capacité de stockage à plein régime.	115
Figure 41: Coûts de production pour 50 MW CSP sans capacité de stockage	115
Figure 42: Coût d'investissement pour les centrales à biomasse CHP en Scandinavie	116
Figure 43: Coût de production Centrale à cogénération - Biomasse	117
Figure 44: Variation des coûts d'investissement pour les projets de petite hydro en Indonésie.....	122
Figure 45: Coûts unitaires de l'énergie hydroélectrique en Afrique de l'Ouest	122
Figure 46: Simulation des coûts de distribution, pour une ligne de 100 km et de 33 kV pour différentes densités de population, et de leurs options de financement.....	123
Figure 47: Coûts du système PV hybride sans stockage de batteries	125
Figure 48 : Évaluations des ressources forestières globales FAO 2005	128
Figure 49: Quatre axes majeurs pour la PERC.....	134
Figure 50: Corrélation entre la quantité de la population et la taille de l'habitat	141
Figure 51: Population et habitat de la CEDEAO (distribution par taille d'habitat).....	142
Figure 52: Modèle de distribution entre la population et les habitats pour la CEDEAO	143
Figure 53: Corrélation entre le taux de dispersion et l'accès.....	144
Figure 54: Scénario pour l'approvisionnement dans la CEDEAO	145
Figure 55: Prévisions de demande énergétique et électrique de l'EEEOA.....	146
Figure 56: Scénario de référence	151
Figure 57: Répartition des options EnR de la CEDEAO.....	155
Figure 58 : Portfolio des projets EnR au niveau national	157
Figure 59: Objectifs pour les options EnR connectées au réseau (MW et GWh).....	158
Figure 60: Scénarios PERC connectés au réseau	159
Figure 61: Capacité installée EnR et production 2014-2030, Coût unitaire EnR et besoins en termes d'investissement 2014-2030	161
Figure 62: Coûts de production des technologies EnR sous conditions commerciales (gauche) / prêt bonifié, conditions de financement APD (droite)	162
Figure 63: Scénario CGA de la PERC en comparaison aux autres scénarios	163
Figure 64: CGA du scénario PERC comparé aux autres options.....	164
Figure 65: Coût de distribution rurale optimisée pour une ligne de 33 kV.....	169
Figure 66: Scénario de référence	172
Figure 67: Mesures concernant les foyers efficaces	173
Figure 68: Carbonisation efficace.....	174
Figure 69 : Impacts de la combinaison des deux mesures précédentes.....	175
Figure 70: Besoins propres aux cuisinières modernes de cuisson	176
Figure 71: Scénario du CEREEC pour l'énergie domestique.....	177
Figure 72 : Système des prix garantis (FIT).....	182
Figure 73 : Prix garanti et erreur d'anticipation sur la pente du coût marginal	186
Figure 74 : Le système des quotas globaux avec enchères « <i>paid as bid</i> » (<i>Enchères à la hollandaise</i>)	187
Figure 75 : Le système des quotas décentralisés avec marché de certificats verts.....	188
Figure 76 : Coûts externes UE-25 moyens estimés pour les technologies de production d'électricité	205
Figure 77: CGA pour différentes catégories d'ÉM (conditions commerciales incluant les coûts externes.....	206



List of Tables

Tableau 1: Définitions de la CEDEAO pour l'hydroélectricité.....	24
Table 2 : Bilan des réalisations du Livre Blanc de la CEDEAO / UEMOA sur l'accès à l'énergie	29
Tableau 3: Situation de l'accès à l'électricité dans la région de la CEDEAO.....	31
Table 4: Approved WAPP Master Plan projects by energy sources.....	36
Tableau 5: Les options d'énergies renouvelables pour les pays qui dépendent des importations	44
Table 6: Prévisions de l'EEEOA de la demande de base.....	47
Table 7 La position de l'énergie renouvelable dans les DSRP	61
Tableau 8 Niveau de l'intégration des énergies renouvelables dans les documents politiques en 2011	63
Table 9 Targets for Renewable Energy penetration.....	64
Table 10 : Liste des agences et/ou fonds qui existent dans la région de la CEDEAO	67
Tableau 11 : Flux de financement dans le secteur énergétique de la CEDEAO (incluant les grandes installations hydroélectriques).....	73
Tableau 12 Flux de financement dans les nouvelles EnR dans la CEDEAO (en excluant le grand potentiel hydroélectrique)	78
Tableau 13 Projets MDP gérés au niveau de l'UEMOA (PNUE Risø Centre)	91
Tableau 14 : Résumé du potentiel de la petite hydraulique.....	96
Tableau 15: Potentiel éolien identifié par l'EEEOA	103
Tableau 16: Point de vue actuel des opportunités des cultures sélectionnées pour la production de bioénergie dans la CEDEAO	105
Tableau 17 Coûts des kWh produits par les grandes éoliennes (2M d'€/MW)	108
Tableau 18 Informations sur les prix du solaire PV	111
Tableau 19 Données pour une centrale CSP de 50 MW CSP	114
Tableau 20 Hypothèses pour les centrales CHP à biomasse.....	117
Tableau 21: Définitions des capacités hydroélectriques de la CEDEAO.....	119
Tableau 22 Forces et faiblesses des systèmes énergétiques de petite hydraulique	119
Tableau 23 Forces et faiblesses des systèmes des centrales de grande hydro	120
Tableau 24 Coût en capital unitaire et facteur de capacité des ressources hydroélectriques en Afrique de l'Ouest	121
Tableau 25: Évaluation approximative de la demande d'énergie sur le marché intérieur pour le scénario de référence.....	131
Tableau 26: Population et taille de l'habitat	140
Tableau 27: Nombres estimés des habitats dans la CEDEAO distribués par taille.....	143
Tableau 28 Modèle pour l'approvisionnement électrique global dans la CEDEAO	145
Tableau 29: Objectifs de la PERC pour les énergies renouvelables connectées au réseau	153
Tableau 30 : Objectifs pour les applications hors réseau.....	153
Tableau 31 : Objectif pour les applications domestiques et les biocarburants	153
Tableau 32: Répartition relative des potentiels EnR par pays	154
Tableau 33: Objectifs national de pénétration des EnR (% de la capacité totale installée)	156
Tableau 34: Contribution EnR dans le plan directeur de l'EEEOA.....	156
Tableau 35: EREP Objectifs de la PERC pour les EnR connectées au réseau.....	158
Tableau 36 Détails des objectifs de pénétration EnR de 10% et 20% pour 2020 et 2030	160
Tableau 37 Niveau d'investissement pour les technologies EnR	160
Tableau 38 : Objectifs pour les applications EnR hors réseau	168
Tableau 39 : Objectif pour les applications domestiques et les biocarburants	168
Tableau 40: Exemple de dimensionnement et de calcul des coûts d'un miniréseau (PV hybride avec une capacité limitée de stockage).....	170



Tableau 41: Rendements des foyers de cuisson	172
Table 42: Feed in Tariff (FIT) pour le Royaume Uni.....	184
Tableau 43 : Avantages / inconvénients des prix garantis	185
Table 44 : Avantages / inconvénients du système des quotas avec enchères concurrentielles	187
Table 45: Avantages / inconvénients du système des quotas décentralisés adossés à un marché de certificats verts.....	190
Tableau 46: Instruments d'incitation utilisés dans les pays membres de l'UE	192
Table 47: Instruments d'incitation utilisés dans les pays en développement	193
Tableau 48: Critères de Performance des incitations pour le PV.....	195
Tableau 49: Exemples de petits PPA	199
Tableau 50 : Avantages / inconvénients du PPA	199
Table 51 : Differences between concession and authorization	201
Tableau 52 : Avantages et inconvénients des concessions sur mini-réseaux.....	204

List of inserts

Insert 1 - Le cas du Nigeria:	66
Insert 2 - Le cas de la Cote d'Ivoire:.....	66
Insert 3 - Le cas du Mali.....	68
Insert 4 - Le cas du Nigeria	69
Insert 5 - La diffusion des systèmes domotiques solaires (SHS) au Bangladesh	83
Insert 6 - Les foyers améliorés améliorés en Afrique de l'Ouest	84
Insert 7 - Initiative africaine sur les biogaz.....	85
Insert 8 - Diffusion des chauffe-eaux solaires en Afrique du Sud	85



Definitions

Taux de couverture: % de la population qui vit dans une localité desservie en électricité.

Taux d'accès: % de la population considérée bénéficiant d'un accès à l'électricité.

Taux de dispersion: Nombre de localités électrifiées/Total des localités.

Bois-énergie: bois de feu et charbon de bois



Liste des abréviations

ADA	Austrian Development Agency (Agence Autrichienne de Développement)
ADC	Austrian Development Cooperation (Coopération autrichienne pour le développement)
AECID	Agence Espagnole de Coopération Internationale pour le Développement
AfD	Agence Française de Développement
AO	Afrique de l'Ouest
APD	Aide publique au développement
ARREC	Autorité régionale d'électricité des pays de la CEDEAO
BAD	Banque africaine de développement
BM	Banque mondiale
CEB	Communauté électrique du Bénin
CEDEAO	Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CEREEC	Centre régional de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique
CGA	Coût global actualisé (correspondant à LCOE en anglais)
CILSS	Comité permanent Inter-Etats de Lutte contre la Sécheresse dans le Sahel
CLSG	Côte d'Ivoire, Liberia, Sierra Leone, Guinée
CLUB-ER	Club des agences et structures africaines en charge de l'électrification rurale
CSP	Solaire à concentration
DGM	Distillat pour gazole moteur
EDG	Electricité de Guinée
EMR	Exploitant du marché régional
EEEOA	Echanges d'Énergie Électrique Ouest Africain
EM	Etats membres (CEDEAO)
EnR	Énergie renouvelable
FEM	Fonds pour l'environnement mondial
FIT	Feed-in-Tariff (Tariff d'achat)
GRD	Gestionnaire des réseaux de distribution
GRRT	Gestionnaire régional des réseaux de transport
GRT	Gestionnaire des réseaux de transport
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt heure
IFN	Institutions Focales Nationales
IRED	Initiative régionale pour l'énergie durable
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt heure
ONUDI	Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel
OMVG	Organisation de mise en valeur du fleuve Gambie
OMVS	Organisation de mise en valeur du fleuve Sénégal
OST	Opérateur de système de transport
OSTR	Opérateur de système de transport régional
PCH	Petites centrales hydrauliques
PNER	Politique nationale en matière d'énergies renouvelables
PNUD	Programme des Nations Unies pour le développement
PPA	Contrat d'achat d'énergie
PPI	Producteur Privé Indépendant
PPP	Partenariat public-privé
PREB	Programme régional Biomasse Énergie



PREDAS	Programme régional de promotion des énergies domestiques et alternatives au Sahel
PEEC	Politique en matière d'efficacité énergétique de la CEDEAO
PERC	Politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO
PERC	Politique régionale en matière d'énergies renouvelables
PREE	Politique régionale en matière d'efficacité énergétique
PV	Photovoltaïque
TEnR	Technologies faisant appel aux énergies renouvelables
UEMOA	Union économique et monétaire de l'Afrique de l'Ouest



1 Résumé du rapport

La Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) est un regroupement régional de quinze pays fondé en 1975. En raison d'un déficit croissant en énergie dans la région de la CEDEAO, de nombreux états membres ont exprimé la nécessité d'intégrer les énergies renouvelables dans leurs politiques nationales. Toutefois, ces efforts peuvent être plus efficaces s'ils sont développés dans un cadre régional. Le champ d'application du document politique portera sur les énergies renouvelables suivantes:

- Les centrales hydroélectriques de petite taille (PCH), dont la capacité maximale ne dépassera pas 30 MW et la moyenne hydroélectricité (MSHP) dont la capacité maximale ne dépassera pas 100 MW
- La Bioénergie couvrant le bois-énergie (bois de feu et charbon de bois), les sous-produits issus des cultures (tiges, paille, cosses, coques, noyaux, etc.), des déchets urbains et, enfin, les cultures énergétiques destinées à produire de l'électricité ou des biocarburants durables
- L'énergie éolienne (raccordée au réseau, hors réseau, en mer ou sur la terre ferme)
- L'énergie solaire: PV, CSP et chauffe-eau solaires.

1.1. Le contexte

Le contexte énergétique des 15 Etats membres de la CEDEAO évolue dans un cadre complexe de politiques régionales et sous régionales qui coexistent:

- Le livre blanc de la CEDEAO/UEMOA sur l'accès aux services énergétiques des populations périurbaines et rurales a fixé trois objectifs à atteindre d'ici 2015 qui sont (i) l'accès à des combustibles modernes de cuisson et à des foyers améliorés (ii) l'accès à l'électricité (pour 100% des ménages urbains et 36% des ruraux), (iii) 60% de la population vivant dans les zones rurales doivent avoir accès à la force motrice à des fins de production.
- La révision du Schéma directeur révisé de l'EEEOA de 2011 prévoit que près de 36% de la puissance totale installée dans la CEDEAO proviendra de technologies fondées sur les énergies renouvelables d'ici 2025. La contribution des centrales hydroélectriques de grande taille serait d'environ 28% et celles des «nouvelles énergies renouvelables» de 8%.
- Parallèlement à la politique régionale de l'énergie renouvelable, la CEDEAO est en train d'élaborer une politique d'efficacité énergétique. Les deux politiques sont complémentaires. Le scénario EnR prend en compte les économies d'énergie possible.
- L'Initiative Régionale pour l'Energie Durable (IRED) de l'UEMOA propose une pénétration de l'EnR de 78% d'ici 2030 dans le réseau d'électricité de l'UEMOA, pour laquelle 62% seront fournis par l'énergie éolienne, solaire et la biomasse.
- L'initiative du CILSS couvre sept pays de la CEDEAO (Niger, Burkina Faso, Mali, Sénégal, Cap-Vert, Guinée-Bissau et Gambie) et se concentre sur la biomasse forestière, la gestion durable des forêts et des terres boisées et l'usage durable du bois-énergie, notamment par des stratégies de substitution (les combustibles modernes comme le LPG).



1.2. Le cadre institutionnel

Le cadre institutionnel régional de l'énergie dans la CEDEAO est constitué de quatre institutions :

- Le Centre de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CEREEC), favorise la mise en place d'un marché régional de l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique
- Le système d'Echanges d'Énergie Électrique Ouest-Africain (EEEOA), en charge du développement d'un marché intégré de l'énergie électrique de réseau pour les 14 pays de la CEDEAO (Le Cap-Vert n'est pas relié au continent)
- L'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité des pays de la CEDEAO (ARREC), qui est l'autorité de régulation des interconnexions électriques transfrontalières en Afrique de l'Ouest.
- WAPCo, une société à responsabilité limitée qui possède et exploite le gazoduc ouest-africain, reliant les ressources gazières du Nigeria au Bénin, au Togo et au Ghana.

1.3. La situation de l'accès à l'énergie

Parmi les 300,7 millions de citoyens de la CEDEAO, seuls 126,2 millions d'habitants ont aujourd'hui accès à l'électricité, 75% d'entre eux vivent en ville. 174,5 millions d'habitants n'ont pas accès à l'électricité et 77% d'entre eux vivent dans les zones rurales. Certains pays sont plus avancés que d'autres en ce qui concerne l'approvisionnement en électricité de leurs citoyens. C'est le cas du Cap-Vert, du Ghana, du Nigeria, de la Côte d'Ivoire, du Sénégal et du Mali, où environ la moitié de la population a en théorie accès à l'électricité. Pour les autres pays la possibilité d'accès à l'électricité est plus limitée, en moyenne de 16%, et 90% d'entre eux sont des urbains.

1.4. Le cadre financier, les questions fiscales et tarifaires

Des cadres institutionnels et des mesures incitatives doivent être développés pour attirer les investisseurs privés. Les investissements dans le secteur énergétique ouest-africain restent assez classiques, avec une part prédominante de financement de l'APD. Cependant, en 2011, la part des investisseurs non-OECD (Chine et Inde) et des investisseurs privés a considérablement augmenté. Les investissements dans les petites EnR ne représentent qu'une faible part des investissements globaux dans les énergies renouvelables en Afrique (seulement 2% en 2009 et 5% en 2011).

Les subventions créent des distorsions entre les options d'approvisionnement favorisant les investissements dans la technologie conventionnelle meilleur marché et décourageant les investissements dont le coût initial est élevé (généralement les TEnR), en particulier lorsque la planification ne fait jamais cas en termes économiques des options à moindre coûts.

Selon les estimations de la Banque mondiale, techniquement, l'Afrique sub-saharienne pourrait accueillir plus de 3200 projets de MDP, ce qui permet une production d'électricité supplémentaire de 170 GW. Bien que le potentiel du projet de MDP de la CEDEAO est considérable, la région bénéficie moins du marché du carbone.

Le développement des énergies renouvelables fait partie d'une approche progressive basée sur la mise en place séquentielle de systèmes de financement. Avant d'arriver à un environnement EnR soutenu par un secteur privé fort et une implication du système bancaire, il est nécessaire dans le cadre d'un marché émergent de soutenir le développement des énergies renouvelables en mélangeant des subventions, des incitations fiscales et de mettre en place d'un cadre réglementaire favorable aux TenR, PPI et aux tarifs de cession d'énergie au réseau.



1.5. Evaluation des sources et technologies d'énergies renouvelables

Les ressources d'énergie renouvelable suivantes ont été identifiées:

- Opportunités pour les PCH en particulier pour les Etats membres du Sud de la CEDEAO comme production sur les réseaux nationaux ou locaux en complément à la grande hydro déjà prise en compte par le programme de l'EEEOA.
- Les différentes utilisations de la biomasse en particulier dans le sud à partir des déchets industriels (Coques, pailles, tiges, noyaux de fruits, tourteaux, de vieux hévéas ou des palmiers à huile). Comme 75% de la population dépend du bois-énergie, cette ressource n'est pas vraiment disponible à des fins autres que l'énergie domestique et mérite d'être sauvegardée et protégée.
- L'énergie solaire pour la production d'énergie connectée au réseau dans les pays du Nord de la CEDEAO, économisant ainsi pendant la journée une part équivalente de production d'hydroélectricité et d'énergie thermiques et réduisant les pertes du système (contraintes: coût initial et réseau de transmission stable et fiable à disposition avec une tension appropriée).
- L'énergie éolienne: la production erratique située sur les zones côtières et dans le nord du Nigeria et du Mali présente l'avantage de coûts d'investissement faibles, similaires à ceux de la production thermique à grande échelle. Plus que d'autres EnR, l'énergie éolienne nécessite un réseau stable et fiable avec des besoins de capacités de régulation pouvant être fournies par des capacités hydroélectriques et thermiques pour absorber en temps réel les fluctuations de la production d'énergie éolienne.

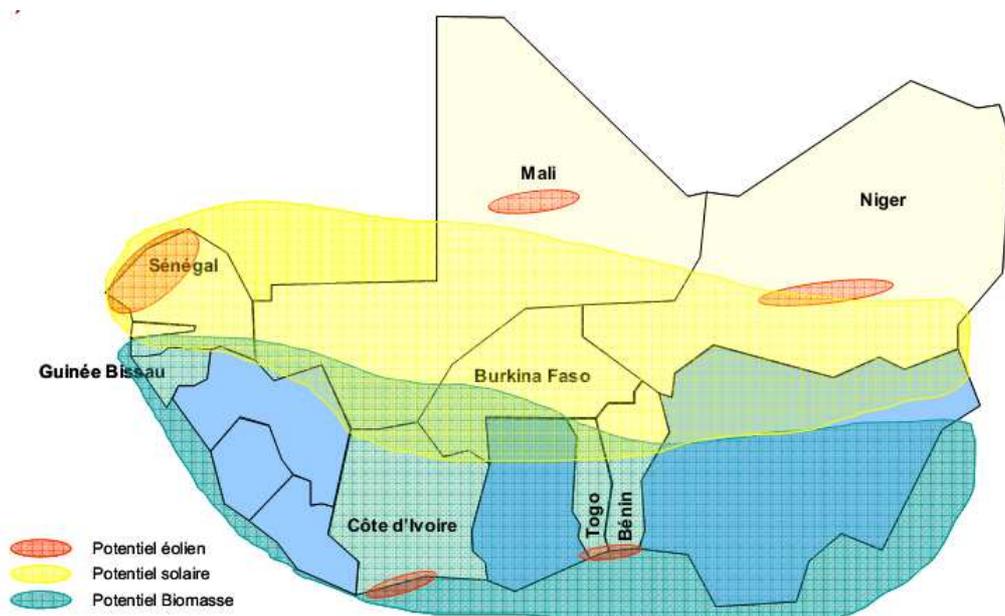


Figure 1: Carte des potentiels d'énergies renouvelables dans la région de la CEDEAO

Certaines des technologies faisant appel aux énergies renouvelables sont d'ores et déjà compétitives par rapport à d'autres alternatives et certaines d'entre elles deviendront compétitives d'ici 2020/2030. Pour les pays disposant de ressources suffisantes, la biomasse et les PCH sont les meilleures options, puisqu'elles fournissent de l'électricité à un coût qui est compatible avec les options tarifaires des projets régionaux. Le schéma suivant résume tous les coûts de production des différentes technologies dans des conditions financières commerciales et dans le cadre de l'APD.

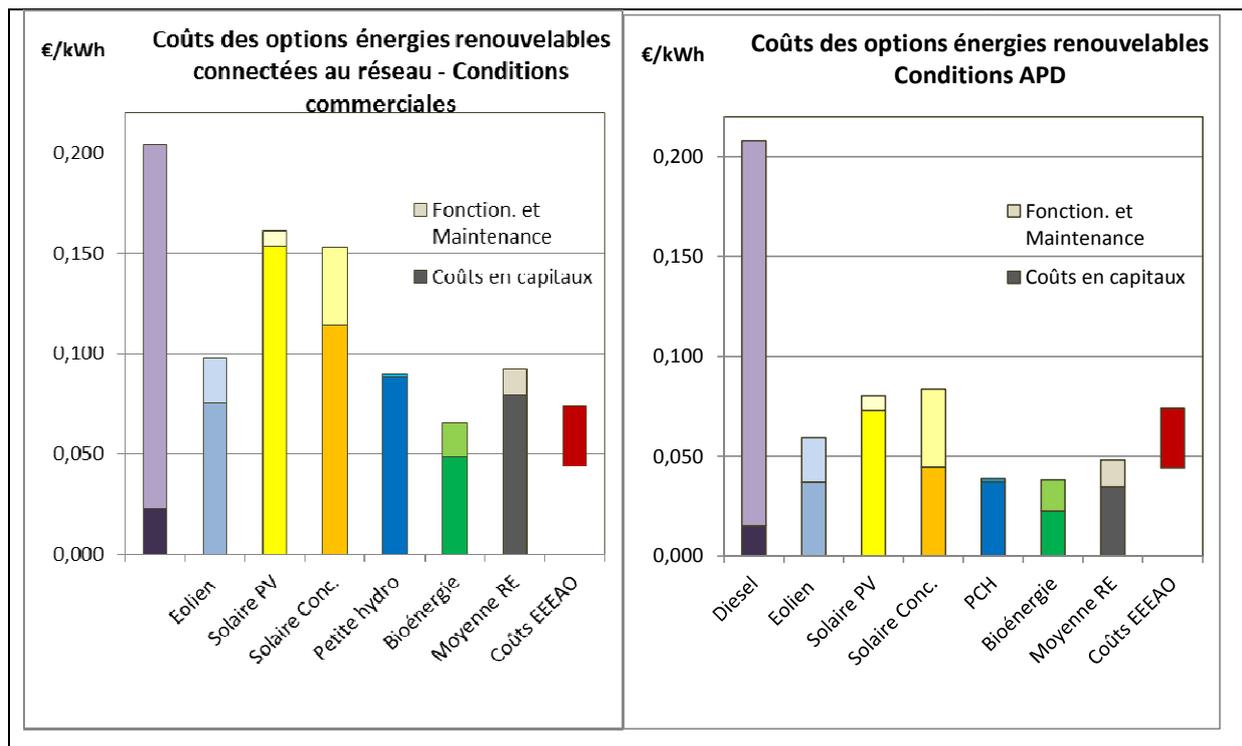


Figure 2: Simulation des coûts - Conditions commerciales (gauche) / prêt bonifié, conditions de financement APD (droite)

Les petites centrales hydroélectriques et la biomasse sont les meilleures parmi les technologies EnR. Elles sont pleinement compétitives par rapport aux coûts de réseau de l'EEEAO (colonne noire marqué «moyenne») pour les deux hypothèses financières. L'énergie éolienne est en train de devenir la deuxième énergie renouvelable la moins chère, mais est plus chère que la «parité réseau» de quelques centimes d'euros. À l'heure actuelle, l'énergie solaire reste chère. Elle arrive à égaler les coûts élevés de la production thermique diesel seulement quand les ressources sont optimales. A la lumière de cette analyse, la priorité doit être donnée à la biomasse et aux petites centrales hydroélectriques. L'énergie éolienne est intéressante en tant que source d'énergie moins chère, mais nécessite que sa capacité de stockage soit réglementée. L'énergie solaire reste la source d'énergie renouvelable la plus chère. Compte tenu de l'évolution prévue de la baisse de prix pour les technologies d'énergies renouvelables, des mesures d'incitation devraient être proposées afin d'initier un processus d'intégration de ces ressources et technologies à la liste de futurs candidats de production d'énergie électrique.



1.6. La Politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC)

1.6.1. Fondement

Les sources d'énergie renouvelables sont largement disponibles et les coûts de certaines solutions technologiques se rapprochent de ceux accessibles sur le réseau HT, comme c'est le cas des mini-centrales hydroélectriques, de la biomasse et de l'énergie éolienne. Par conséquent, c'est le moment opportun d'élaborer une Politique en matière d'énergies renouvelables à l'échelle régionale assurant à court et moyen terme des options d'énergies renouvelables à moindre coûts pour la grande production d'énergie sur le réseau national au lieu de la production de diesel et pour le renforcement de l'électrification rurale hors réseau. La PERC crée des synergies et complète la Politique en matière d'efficacité énergétique de la CEDEAO (PEEC) qui est en cours de développement. Les 30% d'économie d'électricité prévus ont été pris en compte dans les prévisions de la demande.

1.6.2. Objectifs

A l'échelle régionale, les principaux objectifs de la PERC seront les suivants:

- mobiliser les options additionnelles d'énergie renouvelable à moyenne ou moyenne-grande échelle qui pourraient dans le long terme réduire le besoin de sources d'énergie nuisibles à l'environnement, comme le charbon et l'uranium. Ces options pourraient apporter des solutions d'approvisionnement rapide pour les pays ayant un manque de capacités, en attendant la réalisation des options de l'EEEOA.

A l'échelle nationale, les objectifs de la PERC peuvent être formulés comme suit:

- aider et assurer la mobilisation des options d'énergie renouvelable de moyenne envergure à moindre coût, réduisant de façon durable l'utilisation de combustibles fossiles dans la production d'électricité et / ou permettant une augmentation de la capacité globale d'énergie pour pallier à d'éventuelles pénuries d'approvisionnement causées par les retards dans les grandes stratégies régionales. La PERC tire parti des avantages mutuels de l'amélioration de l'efficacité énergétique.
- Favoriser un cadre réglementaire et financier favorable permettant au secteur privé d'investir dans le secteur de l'énergie.

A l'échelle du hors- réseau, les objectifs devraient être:

- créer les conditions d'un véritable marché, pour de robustes solutions décentralisées qui soient abordables pour la population rurale locale dont le pouvoir d'achat est faible.

Au niveau des ménages, les objectifs sont les suivants:

- soutenir l'aménagement durable des forêts et des savanes boisées sur un plan national, promouvoir une utilisation efficace de l'énergie domestique (bois de feu ainsi que le gaz et le kérosène) à travers la politique régionale en matière d'efficacité énergétique. C'est aussi d'encourager l'utilisation d'applications solaires à fins productives ou d'économies d'énergie telles que les séchoirs solaires et les chauffe-eaux solaires à travers des activités d'information et de sensibilisation. Enfin, pour favoriser l'émergence d'un marché des lampes solaires, créer des opportunités pour la production régionale de masse.



1.6.3. Marchés potentiels pour les applications EnR

■ Approvisionnement par le réseau

La modélisation du marché globale de l'électricité suppose que le marché régional de l'approvisionnement en réseau passera d'une valeur de 45 TWh/9 GW desservant 135 millions d'habitants:

- à 150 TWh/25 GW d'ici 2020, ce qui permet de doubler (facteur 2) la population desservie par le réseau en 2010 (taux d'accès de 64% ; atteignant 24% des localités);
- à 245 TWh/39 GW d'ici 2030, ce qui permet de tripler (factor 3.3) le même segment de population (taux d'accès de 74.8%; atteignant 42% des localités).

Ces prévisions sont parfaitement conformes aux prévisions d'énergie et de capacité de l'EEEOA prévoyant les besoins d'augmenter la capacité installée (MW) et l'approvisionnement (GWh) d'un facteur de 2,3 en 2020 et 3,7 en 2030 par rapport à l'année de référence 2010.

■ Segment du marché pour les mini-réseaux alimentés en EnR

Le marché des mini-réseaux doit répondre aux besoins de 58% des localités comptant en moyenne 1.200 habitants qui ne sont pas raccordés au réseau.

Un marché potentiel global de 156.000 mini-réseaux alimentés en EnR avec une capacité moyenne de 50 kW a été identifié pour les 20 prochaines années, couvrant les besoins de 103,2 millions d'habitants de la région de la CEDEAO vivant dans les localités comprises entre 200 et 2.200 habitants. Pour couvrir l'ensemble de ces besoins, il faudra construire 23 mini-réseaux/an/1million d'habitants (2010) pendant la période 2012-2030.

■ Systèmes isolés

Pour couvrir la demande résiduelle provenant de la population isolée, il a été identifié la nécessité de créer 7 millions de systèmes isolés servant à la production d'EnR : 2,1 millions jusqu'à 2020 couvrant la moitié de la demande et 4,7 millions permettant l'accès universel d'ici à 2030.

En termes de marché, la contribution maximale pour les systèmes isolés sera de 875 systèmes/an/1 million d'habitants (2010) entre 2012 et 2030, ce qui correspond à un total de 128.000 mini-réseaux sur la période.

1.6.4. Objectifs de la PERC

Trois séries d'objectifs sont fixées pour la politique régionale en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO: la première série mettant l'accent sur la production électrique à base **d'énergies renouvelables raccordée au réseau**, la seconde série pour **les applications hors-réseau et autonomes** et la troisième étant relative au secteur des **énergies domestiques** liées à la cuisson des aliments et aux activités assimilées (foyer amélioré, biogaz domestique, briquettes et gaz butane) à des mesures d'efficacité énergétique comme le chauffe-eau solaire et la production d'énergie distribuée (PV sur le toit et petites éoliennes).



Objectifs pour les sources d'énergie renouvelables raccordées au réseau

capacité installée en MW	2010	2020	2030
Les options d'énergie renouvelable de la PERC en MW	0	2 425	7 606
Les options d'énergie renouvelable de la PERC en % de la demande de pointe	0%	10%	19%
Pénétration totale de l'énergie renouvelable compris la grande hydroélectricité	32%	35%	48%
en GWh	2010	2020	2030
Les options d'énergie renouvelable de la PERC – production en GWh	0	8 350	29 229
Les options d'énergie renouvelable de la PERC - % de la demande d'énergie	0%	5%	12%
La production totale de l'énergie renouvelable incl. la grande hydroélectricité	26%	23%	31%

Objectifs pour les applications hors réseau

Options à moindre coûts	2010	2020	2030
Non raccordées au réseau (mini-réseaux et microsystemes isolés), Proportion de la population rurale desservie par les énergies renouvelables -%		22%	25%

Objectifs pour les applications domestiques et les biocarburants%

Options à moindre coûts	2010	2020	2030
Foyers améliorés en - % de la population	11%	100%	100%
Utilisation de combustibles modernes de cuisson (p. ex. GPL) -% de la population	17%	36%	41%
Carbonisation efficace en -% de la production totale		60%	100%

1.6.5. Solidité financière

Les options de la PERC choisies pour atteindre les objectifs fixés offrent des perspectives financières intéressantes. Comme de nombreux pays dépendront jusqu'en 2018/21 d'un mixe énergétique comprenant une part importante de la production de diesel restante, les options d'énergie renouvelables ne constitueront pas une charge financière pour l'avenir et certaines d'entre elles pourraient être mises en œuvre dans des conditions entièrement commerciales.

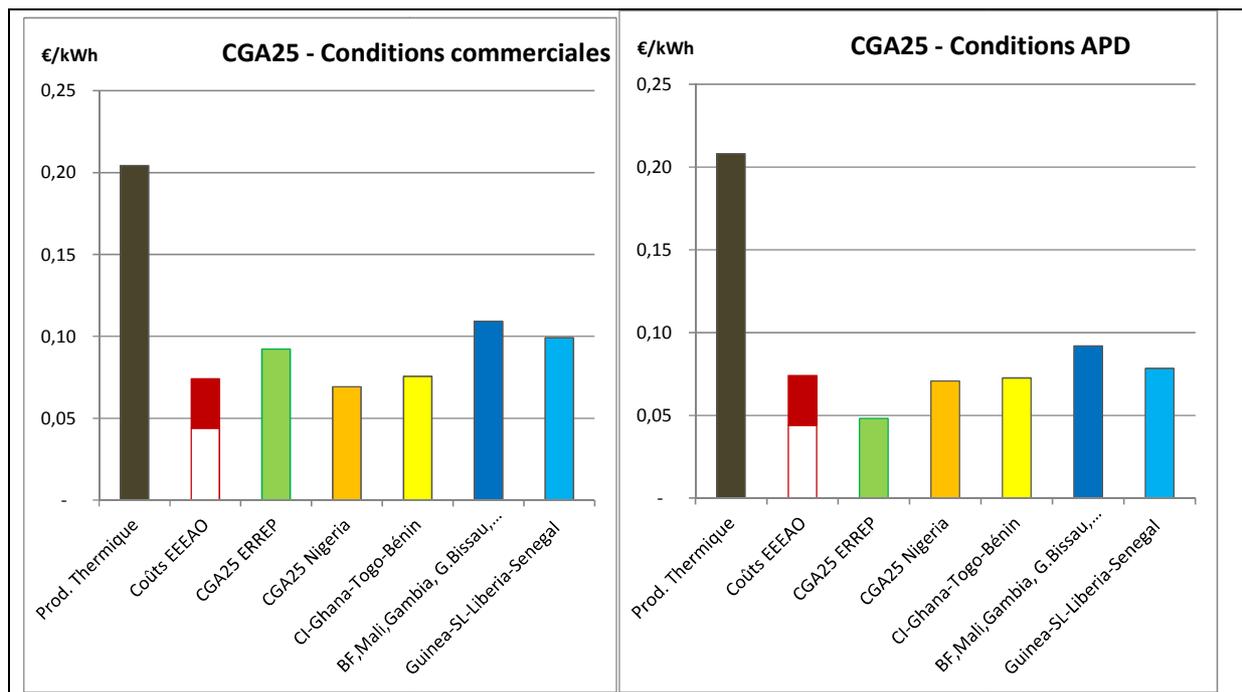


Figure 3: CGA pour les différentes parties de la CEDEAO par rapport à la production de diesel et les tarifs de l'EEEOA (Conditions commerciales et prêt bonifié)

Comme le montrent les figures, les coûts normalisés pour les options proposées par la PERC (colonne verte) sont inférieurs à la parité réseau pour les pays qui reposent en grande partie sur la production de diesel jusqu'à ce qu'ils puissent accéder à l'approvisionnement et aux options de prix prévus par l'EEEOA (colonnes bleues). Pour les autres pays, les options les plus compétitives doivent être sélectionnées.

Cependant, les options de la PERC nécessiteront un soutien financier pendant les premières années du processus d'apprentissage pour initier le développement d'un marché régional de l'énergie renouvelable, dont la faiblesse réelle est l'un des principaux obstacles à la réduction des coûts.



2 Introduction

La Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) est un regroupement régional de quinze pays créé en 1975.¹ Sa mission est de favoriser l'intégration dans «tous les domaines de l'activité économique, notamment l'industrie, les transports, les télécommunications, l'énergie, l'agriculture, les ressources naturelles, le commerce, les questions monétaires et financières, les questions sociales et culturelles (...)».

En guise de réponse politique aux défis de la sécurité énergétique, de la pauvreté énergétique et du changement climatique, les Etats membres de la CEDEAO ont exprimé la nécessité d'intégrer l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique (EnR & EE) dans leurs politiques nationales. Toutefois, ces efforts seront plus fructueux s'ils sont développés dans un cadre régional. Les expériences dans d'autres régions, comme par exemple dans l'Union européenne, ont montré que l'intégration régionale peut être un outil efficace dans la recherche de solutions optimales d'énergies renouvelables et que les accords régionaux sur les politiques peuvent catalyser les actions nécessaires au niveau national.

Ayant pour mandat de créer des conditions-cadres favorables pour les marchés EnR & EE en soutenant des activités pour limiter les obstacles existant sur le plan technique, juridique, institutionnel, économique, financier, politique et ceux liés aux capacités, le Centre régional de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CEREEC) a lancé le développement de la Politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC). En parallèle, le Centre élabore la politique en matière d'efficacité énergétique de la CEDEAO complémentaire (PEEC). Les deux politiques doivent être adoptées au Forum de haut niveau sur l'Energie organisé par la CEDEAO à Accra, en Octobre 2012.

Le Rapport de base qui suit a été développé par le CEREEC comme une base pour la PERC avec le soutien du Programme de coopération Afrique-UE dans le domaine des énergies renouvelable (RECP) financé par l'Union européenne et l'assistance technique de Innovation, Énergie et Développement (IED). Il a également été soutenu par la Coopération autrichienne pour le développement, l'Agence Espagnole de Coopération Internationale pour le Développement (AECID) et l'Organisation des Nations Unies pour le développement industriel (ONUDI). Entre Octobre 2011 et Mars 2012 plusieurs missions dans les pays ont été effectuées.

Portée technologique du rapport de base

Parmi les ressources renouvelables, l'on peut citer l'énergie solaire, l'éolien, la force hydraulique, la chaleur du sol (géothermie), les végétaux et les déchets organiques (bioénergie), l'énergie des vagues, les courants océaniques, les différences de températures dans les océans et l'énergie marémotrice. Les technologies fondées sur les énergies renouvelables produisent de l'électricité, de la chaleur ou de l'énergie mécanique en transformant ces ressources en électricité ou en énergie motrice. Le présent document se concentre sur des technologies mûres et viables sur le plan commercial, qui peuvent s'appuyer sur un potentiel important et réalisable dans la région de la CEDEAO. Il s'agit des énergies renouvelables suivantes:

1

Benin, Burkina Faso, Cape Verde, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Ivory Coast, Liberia, Mali, Niger, Nigeria, Senegal, Sierra Leone, and Togo



- **La Bio-énergie** qui couvre trois domaines différents :
 - Bois-énergie (bois de feu et charbon de bois) utilisé dans les foyers domestiques et à des fins commerciales (restaurants, brasseries, ateliers de poterie, ateliers de forgeron). Les ressources excédentaires de bois de feu pourraient être utilisées pour produire de l'énergie en lien avec d'autres sources de biomasse (résidus utilisés pour produire du charbon, par exemple).
 - Sous-produits issus des cultures (tiges, paille, cosses, coques, noyaux, etc.). Lorsqu'ils sont récoltés sur un site agro-industriel, ces sous-produits peuvent permettre de produire de l'énergie. La production de biogaz est également possible avec le fumier et les déjections (concentration de ces ressources dans les laiteries et les abattoirs ou sur les marchés aux bestiaux et des déchets urbains).
 - Enfin, les cultures énergétiques utilisées pour produire de l'électricité, les plantations énergétiques ou éventuellement des biocarburants durables (par exemple le jatropha) offrent des perspectives intéressantes.
- **Les centrales hydroélectriques à petite échelle (PCH)**, dont la capacité maximale ne dépassera pas 30 MW (elles comprennent aussi en partie les projets hydro de moyenne taille entre 30 et 100 MW). L'énergie hydroélectrique à grande échelle (à partir de 100MW) est déjà visée par le Schéma directeur de l'EEEOA. Les différentes tailles de l'énergie hydraulique dans la région de la CEDEAO sont définies comme suit:

Tableau 1: Définitions de la CEDEAO pour l'hydroélectricité

Conditions		Puissance de sortie
Pico Hydroélectricité	Petite Hydraulique "PCH"	< 5 kW
Micro hydroélectricité		5 - 100 kW
Mini hydroélectricité		100 – 1 000 kW (=1 MW)
Petite hydroélectricité ("PCH")		1 MW - 30 MW (!)
Moyenne Hydroélectricité		30 MW - 100 MW
Grande Hydroélectricité		> 100 MW

- **L'énergie éolienne** (par raccordement au réseau, hors réseau, en mer ou sur la terre ferme)
- **L'énergie solaire:** PV et CSP ainsi que chauffe-eau solaires et la climatisation solaire.

L'utilisation des technologies de production d'énergie renouvelable dans la région de la CEDEAO peut contribuer à ce qui suit:

- la grande production d'électricité raccordée au réseau de transmission haute tension: Les objectifs principaux seront à la fois l'approvisionnement régional, quand la production nationale dépasse les besoins internes, ainsi que l'approvisionnement national afin de diversifier le bouquet énergétique national (grandes centrales hydroélectriques, installations solaires (PV et CSP), parcs éoliens, centrales thermiques à biomasse)
- la grande production d'électricité raccordée au réseau électrique MT ou BT: Ici la production EnR vise le niveau d'approvisionnement national / local à des fins diverses



(contribution à l'option de génération de puissance, soutien de la tension sur les lignes MT longues, et l'écrêtement des pointes dans les zones urbaines). Les technologies suivantes peuvent être pertinentes: les petites centrales hydroélectriques, les centrales solaires plus petites, toitures PV, les éoliennes, les petites centrales à biogaz/biomasse, l'énergie excédentaire des auto-producteurs, ou l'utilisation de l'huile végétale brute dans les centrales thermiques classiques pour réduire la consommation de carburant)

- Les systèmes de mini réseaux: permettant l'accès aux services énergétiques modernes, fiables et abordables dans les zones rurales. Les technologies concernées sont: les hybrides avec ou sans capacité de stockage, les centrales solaires et éoliennes, les centrales hydroélectriques à petite échelle, l'utilisation de l'huile végétale brute dans les générateurs diesel, gazogènes à base de biomasse, les centrales à biogaz.
- Les systèmes isolés: les kits solaires domestiques et communautaires avec stockage
- Autres applications: La production d'eau chaude domestique et industrielle au moyen de chauffe-eau solaires, séchoirs solaires pour la transformation des aliments, la cogénération de la biomasse pour la transformation des aliments et la production d'énergie associée, les cuiseurs solaires, le refroidissement solaire (boîte et concentration parabolique), les systèmes solaires photovoltaïques pour l'industrie et les institutions afin de réduire l'utilisation de diesel.



3 Contexte général

Résumé:

Les enjeux énergétiques et les objectifs de la politique régionale:

La région de la CEDEAO est confrontée à la fois à une crise énergétique sévère et aux défis de la sécurité énergétique, à la pauvreté énergétique et à l'atténuation des changements climatiques. La région de la CEDEAO évolue dans un cadre complexe où coexistent des politiques et objectifs énergétiques régionaux, sous régionaux et nationaux:

- Le livre blanc de la CEDEAO / UEMOA sur l'accès à des services énergétiques dans les zones périurbaines et rurales a défini trois objectifs à atteindre d'ici 2015 qui sont (i) l'accès à des combustibles modernes de cuisson et à des foyers améliorés (ii) l'accès au service électrique individuel (100 % dans les zones urbaines et 36 % dans les zones rurales), (iii) 60 % de la population vivant dans des zones rurales doivent avoir accès à la force motrice à des fins productives. Il prévoyait qu'au moins 20 % des nouveaux investissements dans la production d'électricité seront régis par les ressources en énergies locales et renouvelables.
- Le Schéma directeur de l'EEEOA révisé en 2011 prévoit que près de 35% de la puissance totale installée dans la CEDEAO sera à base de technologies fondées sur les énergies renouvelables d'ici 2025. Selon ce scénario, la contribution de la grande hydro serait d'environ 31% et les «nouvelles énergies renouvelables» auraient une part de 4%.
- L'Initiative Régionale pour l'Energie Durable au sein de l'UEMOA (IRED) propose une pénétration des EnR dans le réseau d'électricité de l'UEMOA de 78% en 2030. Il est prévu que la principale contribution à la production d'EnR viendra de nouvelles énergies renouvelables et de la grande hydro.
- L'initiative du CILSS couvre sept pays de la CEDEAO (Niger, Burkina Faso, Mali, Sénégal, Cap-Vert, Guinée-Bissau et Gambie) et se concentre sur la biomasse forestière, la gestion durable des forêts et des terres boisées et l'usage durable du bois de chauffage, notamment par des stratégies de substitution (GPL et kérosène).

Situation de l'accès à l'énergie:

Parmi les 301 millions de citoyens de la CEDEAO en 2010, seulement 126 millions d'habitants ont accès à l'électricité. 75% d'entre eux vivent dans les villes. 174,5 millions d'habitants n'ont pas accès à l'électricité et la plupart d'entre eux (77%) vivent à la campagne. Certains pays sont plus avancés que d'autres sur la question de la fourniture d'électricité à leurs citoyens. Dans le cas du Cap-Vert, Ghana, Nigeria, de la Côte d'Ivoire, du Sénégal et du Mali près de la moitié de la population a accès à l'électricité. Pour les autres pays la possibilité d'accès à l'électricité est plus limitée, en moyenne de 16%, dont 90% de la population est urbaine.

Situation de l'approvisionnement en électricité et les tendances:

Le Schéma directeur de l'EEEOA classe les pays de la CEDEAO en trois catégories:

- **Les pays avec un potentiel d'auto-alimentation:** c'est le cas du Sénégal, de la Côte d'Ivoire, du Ghana, du Nigeria, Togo / Bénin et du Niger après 2020 (une grande production thermique à base de charbon est prévue à cette date).
- **Les pays en situation de dépendance aux importations d'énergie:** la Gambie, la Guinée Bissau, le Mali et le Burkina Faso et le Niger avant 2020.
- **Les pays ayant le potentiel de devenir des exportateurs d'énergie** (généralement en développant leur potentiel hydroélectrique): comme la Côte d'Ivoire (pendant une période), la Guinée, la Sierra Leone et le Liberia après 2018. Pour tous ces pays, l'excédent d'énergie hydroélectrique dépendra de la mise en œuvre du programme d'investissement de l'EEEOA



en ce qui concerne le calendrier convenu.

Les segments du marché des énergies renouvelables de la CEDEAO:

Les segments de marché EnR suivants ont été identifiés:

- **Les grandes applications pour le commerce régional de l'électricité** (par exemple pour compléter les projets de l'EEEOA / IRED)
- **Les applications de taille moyenne** contribuant à la sécurité d'approvisionnement national et à la réduction de la dépendance à l'importation (les produits pétroliers, mais aussi l'électricité, tant que le marché régional n'est pas entièrement mis en œuvre)
- **Les applications à petite ou moyenne échelle** pour alimenter les zones hors réseau par le biais de mini-réseaux autonomes
- **Les applications autonomes** pour la population isolée vivant dans des habitats dispersés (moins de 200 habitants)

3.1. Les défis énergétiques de la région de la CEDEAO

Les efforts pour développer une politique des énergies renouvelables sont une réponse à la sévère crise énergétique de la CEDEAO qui nuit au développement social, économique et industriel de la région. Les pays sont confrontés simultanément à des **défis interdépendants de l'accès de l'énergie, la sécurité énergétique et l'atténuation du changement climatique**. Le manque d'accès à des services énergétiques modernes, abordables et fiables est intimement lié à divers problèmes économiques, sociaux, environnementaux et politiques :

- Dans les scénarios de référence- sans investissements supplémentaires considérables - **la pauvreté énergétique** et ses conséquences pour l'économie et la société continueront d'être un défi prédominant dans la région de la CEDEAO en 2030. L'Afrique de l'Ouest, avec près de 300 millions d'habitants équivalant à environ un tiers de la population totale de l'Afrique, détient l'un des plus faibles taux de consommation d'énergie moderne du monde. L'accès des ménages à l'électricité dans la région est d'environ 20%, mais des écarts importants existent entre les taux d'accès dans les zones urbaines et dans les zones rurales. Les réseaux d'électricité desservent essentiellement les centres urbains et les banlieues. En Afrique de l'Ouest, les populations pauvres, urbaines et rurales, dépensent une plus grande part de leurs revenus pour acheter des services énergétiques de qualité médiocre que les mieux lotis, qui ont accès à des services de meilleure qualité.
- Les systèmes d'électricité en Afrique de l'Ouest sont confrontés à des défis en raison de **l'écart croissant entre la demande prévue, les capacités de production existantes et le manque de capitaux à investir**. En dépit de l'écart croissant et du manque de capitaux d'investissement, l'intensité énergétique dans les pays reste élevée et l'énergie est utilisée de façon inefficace dans tous les secteurs. On estime les pertes techniques et commerciales d'électricité dans les systèmes électriques à 40% dans toute la région ouest-africaine. L'augmentation de la dépendance des importations de combustibles fossiles, la pénurie et la fluctuation des prix des combustibles fossiles sont des préoccupations majeures dans les pays d'Afrique occidentale qui nécessitent une diversification des ressources. Dans certains pays, plus de 90% de la production d'électricité est satisfaite par du diesel ou des fuels lourds très coûteux. En conséquence, l'augmentation constante et fluctuante des prix du pétrole a eu un effet dévastateur sur les économies de la région.
- Avec le changement climatique, une autre préoccupation a été ajoutée à l'agenda de l'énergie déjà chargée de la région de la CEDEAO. L'Afrique de l'Ouest est jusqu'ici seulement



responsable d'une fraction des émissions mondiales de GES. Cependant, **le secteur de l'énergie sera fortement touché par les coûts de l'atténuation et l'adaptation au changement climatique** dans les décennies à venir. Les risques liés au changement climatique et la nécessité d'un approvisionnement en énergie fiable et abordable pour assurer la sécurité énergétique et l'accès énergétique créent un dilemme. D'une part, des investissements urgents sont nécessaires. D'autre part, le développement de l'approvisionnement énergétique basé sur des techniques utilisant les combustibles fossiles à faible coût et inefficaces causera une augmentation des émissions de GES et des impacts négatifs interdépendants du changement climatique qui nuisent surtout à l'Afrique subsaharienne. Des investissements dans de nouvelles infrastructures énergétiques ont une longue durée de vie et déterminent les émissions de GES pour les 20 à 30 prochaines années. Les impacts du changement climatique (élévation de la température, les phénomènes météorologiques extrêmes, les sécheresses) seront un défi pour la sécurité énergétique des pays de la CEDEAO et doivent être intégrés dans la planification de la politique énergétique. Ceci est particulièrement important en ce qui concerne l'énergie hydroélectrique en raison des changements possibles dans les régimes de précipitations et des débits fluviaux.

3.2. Les politiques énergétiques et les objectifs régionaux

En ce qui concerne les questions énergétiques, les 15 Etats membres de la CEDEAO évoluent dans un cadre complexe où les politiques régionales, sous-régionales et nationales coexistent en même temps:

- Le Livre Blanc de la CEDEAO pour améliorer l'accès aux services énergétiques pour les populations rurales et périurbaines d'ici 2015.
- Le Schéma directeur de 2011 des Echanges d'Énergie Electrique Ouest Africain (EEEOA).
- Le contexte de l'UEMOA, avec sa politique énergétique et des programmes comme l'ancien PREB pour la biomasse et l'actuelle Initiative régionale pour l'énergie durable (IREED).
- Le Comité Permanent Inter-Etats de Lutte contre la Sécheresse dans le Sahel (CILSS), qui couvre six pays de la CEDEAO (Niger, Burkina Faso, Mali, Sénégal, Cap-Vert et Guinée-Bissau), et se concentre sur la biomasse forestière, la gestion durable des forêts et des terres boisées et l'usage durable du bois de chauffage, notamment par des stratégies de substitution (GPL et le kérosène).
- La politique énergétique de chaque pays et les stratégies.

3.3. Le Livre Blanc de la CEDEAO / UEMOA comme référence pour l'accès à l'énergie

En Janvier 2006, les chefs d'Etat et de gouvernement des 15 États membres de la CEDEAO ont adopté la politique régionale de la CEDEAO/UEMOA visant à accroître l'accès aux services énergétiques dans les zones périurbaines et rurales afin de réduire la pauvreté. Ils espéraient que sa mise en œuvre se traduirait par une l'accélération du processus de développement en vue de la réalisation des objectifs du Millénaire pour le développement (OMD). Trois objectifs à atteindre d'ici 2015 avaient été définis:

- I. 100% de la population totale, soit 325 millions de personnes, doivent avoir accès à des combustibles modernes de cuisson et à des foyers améliorés, tandis que 9,2 % doivent avoir accès à des appareils de cuisson au GPL ;
- II. Au moins 60% de la population des zones rurales auront accès à des services énergétiques à des fins productives dans les villages, en particulier la force motrice à des fins d'améliorer la productivité des activités économiques ;
- III. 66% de la population, soit 214 millions de personnes, auront accès à un approvisionnement individuel en électricité. Ce serait :
 - a. 100% des zones urbaines et périurbaines;
 - b. 36% de la population rurales ;
 - c. De plus, 60% de la population rurale vivra dans une localité avec :



- i. Des services sociaux de base modernisés- santé, eau potable, communication, éclairage, etc
- ii. Accès à l'éclairage, aux services audiovisuels et de télécommunications, etc.
- iii. La couverture des populations isolées par des approches décentralisées.

10 indicateurs ont été répertoriés afin de mesurer les impacts de la politique mise en œuvre. Le 10^e indicateur mentionne que «au moins 20 % des nouveaux investissements dans la production d'électricité seront régis par les ressources en énergies locales et renouvelables, notamment l'hydroélectricité, afin d'atteindre l'efficacité énergétique autonome, de réduire la vulnérabilité et de favoriser le développement durable de l'environnement, conformément au projet régional». De plus, la ligne d'action 2 du Livre blanc prévoit la création d'un fonds d'investissement et d'innovation pour les EnR & EE qui doit lever des fonds pour au moins 200 projets de démonstration et soutenir la fabrication locale et les sociétés de services. L'état de la mise en œuvre du Livre blanc régional dans les 15 pays est très différent et seuls cinq pays mentionnent clairement l'énergie renouvelable dans leur livre blanc national, tandis que 6 d'entre eux ne l'ont pas encore adoptée.

L'évolution de la mise en œuvre du livre blanc

La plupart des pays de la CEDEAO ont fixé un objectif en matière d'accès à l'électricité sur un horizon temporel. Cependant, presque tous les Etats membres de la CEDEAO n'ont pas encore fixé des objectifs spécifiques pour l'accès aux combustibles modernes de cuisson, à des foyers améliorés, et l'énergie mécanique. En outre, aucun pays n'a fixé un objectif spécifique pour réduire la part de la population qui a recours à la biomasse traditionnelle. Les organisations d'aide au développement telles que l'Agence autrichienne de développement (ADA), l'AECID, le PNUD, l'ONUDI et les institutions financières internationales (IFI) assistent les pays dans la mise en œuvre du livre blanc au niveau national. Ils aident également à intégrer dans les marchés les technologies et services durables liées à l'énergie.

Dans ce contexte, le Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CERECEC) a récemment lancé la Facilité pour les Energies Renouvelables de la CEDEAO (EREF) pour les zones péri-urbaines et rurales qui répond à la ligne d'action 2 du Livre blanc. Malgré les efforts des gouvernements nationaux et des organismes internationaux, les progrès dans l'accès aux services énergétiques modernes ont été lents, comme l'indique le tableau ci-dessous, en raison de contraintes telles que la mise en œuvre inadéquate ou mauvaise des politiques, des objectifs et des règlements. Il est clair que les objectifs visés ne peuvent être atteints d'ici 2015. En outre, les objectifs du Livre Blanc devraient maintenant être adaptés aux nouveaux objectifs des Nations Unies visant à garantir l'accès universel aux services énergétiques (SE4ALL) d'ici 2030.

Table 2 : Bilan des réalisations du Livre Blanc de la CEDEAO / UEMOA sur l'accès à l'énergie

Les types d'objectifs du Livre Blanc	Les objectifs du Livre Blanc d'ici 2015	Les progrès de l'accès à l'énergie en 2011
Accès aux combustibles pour la cuisine moderne	100% de la population	17% des populations (30% urbaine, 7% rurale)
Accès individuel à l'électricité	66% de la population	42%
Dans les zones urbaines et péri-urbaines	100%	70%
Populations rurales	36%	11%



3.3.1. La contribution des énergies renouvelables dans l'amélioration de l'accès à l'énergie

En 2009, 42% de la population totale a accès à l'électricité. Environ 75% de cette population vit dans les villes et seulement 25% vivent à la campagne. 58% de la population totale vit sans accès à l'électricité, parmi lesquels 25% vivent en milieu urbain et 75% en milieu rural².

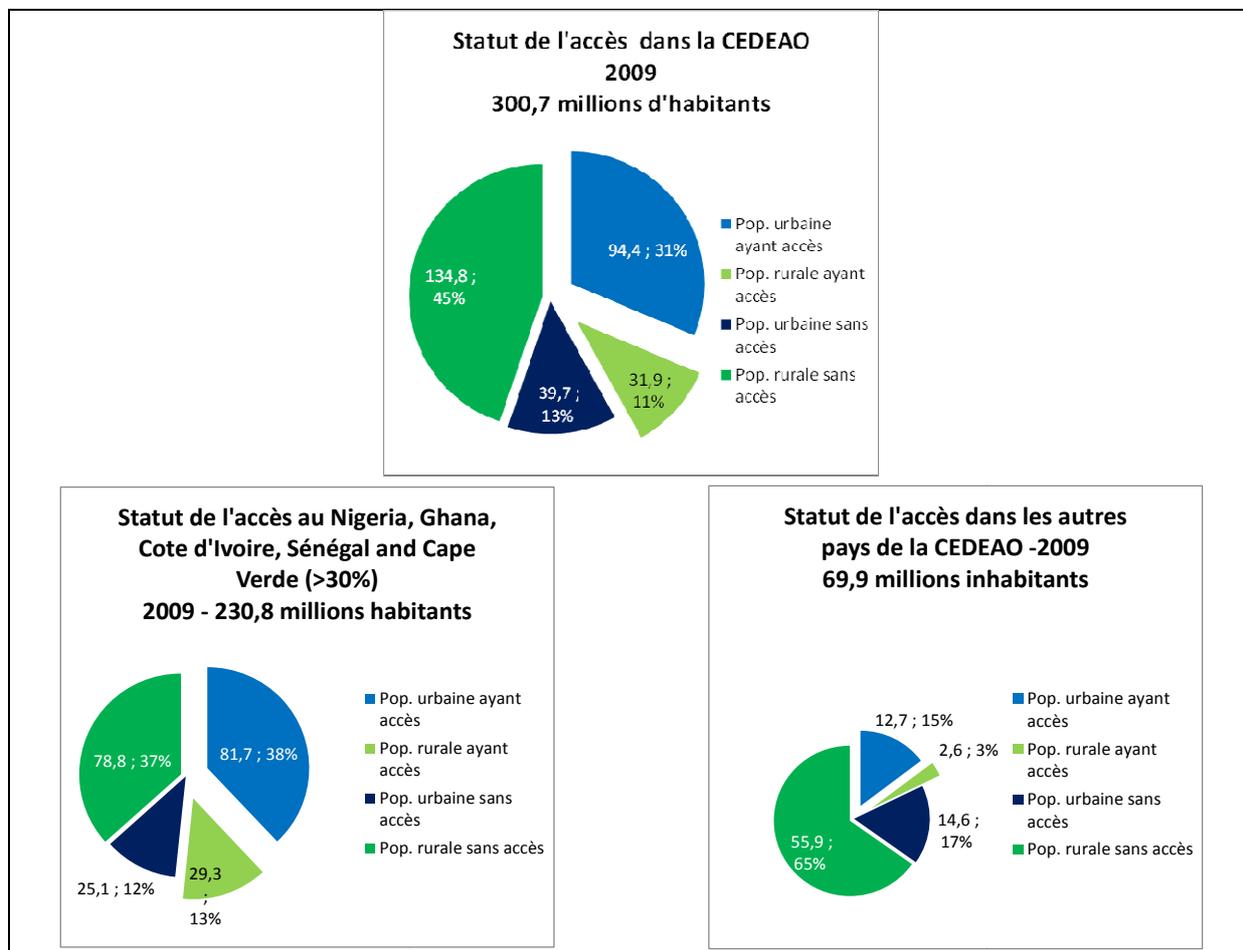


Figure 4: La situation de l'accès à l'électricité dans la région de la CEDEAO

²Principale source le rapport PNUD sur l'accès à l'Énergie générale dans la région de la CEDEAO: le PNUD Dakar - Projet Régional de la pauvreté énergétique - 2011, corrigé pour certaines erreurs factuelles et de compilation comme par exemple le taux d'accès national du Mali: 28% au lieu de 17% et le taux d'accès régional à l'électricité 42 % au lieu de 27%; le soi-disant le taux d'électrification dans le tableau équivaut au taux de pénétration: pourcentage de ménages ayant réellement accès à l'électricité dans des zones alimentées en électricité.



Tableau 3: Situation de l'accès à l'électricité dans la région de la CEDEAO

	Population 2010	Urban Population in %	Rural pop in %	Urban populatio n in 10^6	Rural populatio n in 10^6	Total elect. rate in %	electr. rate rural pop in %	electr. rate urban pop in %	Tot populatio n with access	Urban pop with access	Rural pop with access	Urban pop without access	Rural pop without access
Benin	8,8	42%	58%	3,7	5,1	24,8%	2,4%	56%	2,2	2,1	0,1	1,6	5,0
Burkina	16,5	20%	80%	3,3	13,2	14,6%	2,0%	65%	2,4	2,1	0,3	1,2	12,9
Cap Verde	0,5	61%	39%	0,3	0,2	87,0%	70,0%	98%	0,4	0,3	0,1	0,0	0,1
Côte d'Ivoire	19,7	50%	50%	9,9	9,9	47,3%	18,0%	77%	9,3	7,5	1,8	2,3	8,1
The Gambia	1,7	58%	42%	1,0	0,7	19,0%	3,0%	31%	0,3	0,3	0,0	0,7	0,7
Ghana	24,4	51%	49%	12,4	12,0	66,7%	47,0%	86%	16,3	10,7	5,6	1,8	6,3
Guinea	10,0	35%	65%	3,5	6,5	15,0%	3,0%	37%	1,5	1,3	0,2	2,2	6,3
Guinea-Bissau	1,5	30%	70%	0,5	1,1	15,0%	2,0%	45%	0,2	0,2	0,0	0,2	1,0
Liberia	4,0	61%	39%	2,4	1,6	15,0%	2,0%	23%	0,6	0,6	0,0	1,9	1,5
Mali	15,4	33%	67%	5,1	10,3	27,1%	14,0%	54%	4,2	2,7	1,4	2,4	8,9
Niger	15,5	17%	83%	2,6	12,9	8,0%	1,5%	40%	1,2	1,0	0,2	1,6	12,7
Nigeria	158,4	50%	50%	79,2	79,2	50,6%	26,0%	75%	80,2	59,6	20,6	19,6	58,6
Senegal	12,4	43%	57%	5,3	7,1	42,0%	18,0%	74%	5,2	3,9	1,3	1,4	5,8
Sierra Leone	5,9	38%	62%	2,2	3,7	15,0%	1,0%	38%	0,9	0,8	0,0	1,4	3,6
Togo	6,0	43%	57%	2,6	3,4	22,0%	5,0%	45%	1,3	1,1	0,2	1,4	3,2
ECOWAS	300,7	45%	55%	134,0	166,7	42%	19,1%	70%	126,2	94,4	31,9	39,7	134,8



Six pays ont déjà un important taux d'accès national à l'électricité. Ce sont le Cap-Vert (87%), le Ghana (66,7%), le Nigeria (50%), la Côte d'Ivoire (47,3%), le Sénégal (42%) et le Mali (27%). Pour ces pays, 27,5 millions de personnes en milieu urbain et 87,7 millions des populations rurales n'avaient pas accès à l'électricité en 2009. Pour les neuf autres pays, seulement 16% de la population en moyenne avait accès à l'électricité, la plupart vivant dans des villes (90%). 84% de la population totale vit sans accès parmi lesquels 80% vit en milieu rural.

Le Cap-Vert peut être considéré comme complètement électrifié. La plupart des îles à l'exception de Santiago ont déjà un accès universel à l'électricité et il est prévu que l'ensemble du pays l'ait dans quelques années.

Des pays comme le Ghana, le Nigeria et la Côte d'Ivoire ont déjà des réseaux nationaux bien développés qui seront utilisés pour mieux permettre l'accès aux zones rurales. Ils mettent également au point une stratégie autonome d'approvisionnement en fonction de leurs propres ressources (gaz et grande hydro). Cependant, les systèmes d'approvisionnement par mini-réseau ou les microsystèmes isolés seront pertinents pour certaines régions éloignées et pour les petits habitats ruraux dispersés (200-1000 habitants).

Pour certains pays comme le Sénégal et le Mali, même si l'électrification rurale par raccordement au réseau sera la tendance, certaines zones spécifiques telles que les zones forestières au Sénégal ou la partie septentrionale du Mali ne sont pas adaptées à l'accès par réseau. A titre d'exemple, 3,2 millions de Sénégalais sont répartis sur 13.216 villages dont la taille maximale est 1000 habitants.

Pour ces groupes de pays, la production à moyenne-grande échelle d'énergies nouvelles et renouvelables raccordées au réseau contribuera également à l'approvisionnement national / régional neutre au point de vue CO₂, réduisant en première place la production d'énergie thermique à base de gaz et de charbon.

Dans les neuf pays restants (Niger, Burkina Faso, Bénin, Togo, Liberia, Sierra Leone, la Guinée Bissau, la Guinée et la Gambie), l'accès à l'électricité dans les zones rurales est très bas, environ de 2%. En outre, moins de la moitié des zones urbaines ont accès à l'électricité. Il est évident que ces pays doivent développer leur réseau national. Certains pays comme le Burkina Faso et le Bénin étendent leur réseau électrique national. Ces pays dépendent fortement de la mise en œuvre rapide des projets régionaux avec les nouvelles installations hydroélectriques de grande envergure, les centrales à gaz CC et / ou les projets de lignes électriques.

Par conséquent, l'EnR raccordée au réseau peut apporter une contribution fiable et durable à l'énergie nationale en attendant l'approvisionnement régional. En outre, les mini-réseaux alimentés par des options d'énergies renouvelables pour l'électrification rurale devraient être prises en considération et développés, puisque la charge économique pour développer le réseau national sera très élevée et pas nécessairement une option à moindre coût.

3.4. Le Schéma directeur de l'EEEOA comme référence pour les coûts de production d'électricité

L'Organisation de l'EEEOA a pour vision « l'intégration des opérations des systèmes électriques nationaux au sein d'un marché électrique régional unifié, dans l'objectif d'assurer, à moyen et à long termes, une fourniture d'électricité stable, fiable et à un coût abordable. Par conséquent, la vision du secrétariat de l'EEEOA est de développer et de mettre en place un mécanisme de mise en commun de pouvoir coopératif pour l'intégration des opérations des systèmes électriques nationaux dans un marché électrique régional unifié. »

L'objectif principal de l'EEEOA est de trouver un équilibre technique et économique optimal entre :

- Le développement de grands projets de production d'électricité à l'échelle régionale ; et
- La création d'interconnexions énergétiques régionales entre les pays de la CEDEAO, afin que l'électricité provenant de ces projets puisse être dirigée vers les pays déficitaires.



3.4.1. Le scénario du Schéma directeur de l'EEEOA

Le scénario du Schéma directeur de l'EEEOA de 2004 vise à tripler la demande pour la production d'électricité d'environ 10.659 MW en 2011 à plus de 30.731 MW d'ici 2025. En 2011, le Schéma directeur adopté en 2004 a été révisé. La version révisée vise les objectifs généraux suivants:

- Elaborer un plan de développement optimal pour la production régionale et la transmission de l'énergie électrique, comme de nombreuses options précédentes ont été critiquées par les États membres, en raison de la crise mondiale de l'énergie, la crise financière et la forte volatilité des prix du pétrole.
- Proposer une liste de projets prioritaires régionaux qui assureront la sécurité d'approvisionnement énergétique et la réalisation d'un réseau interconnecté régional HT permettant les échanges d'énergie à travers tous les pays ouest-africains d'ici 2018.
- La réalisation de ces objectifs devrait être facilitée par l'élaboration d'une stratégie de mise en œuvre des projets régionaux prioritaires.

La liste des projets du Schéma directeur de l'EEEOA de 2011 a été adoptée par la CEDEAO en Novembre 2011. L'exécution des projets prévus augmenterait la part des énergies renouvelables dans le mix des capacités énergétiques de la région de la CEDEAO, d'un niveau de 27% en 2011 (100% hydroélectricité à grande échelle) à 36% en 2025. La majeure partie des 28% serait toujours fournie par les grandes centrales hydroélectriques. Les «nouvelles énergies renouvelables» représenteraient une part d'environ 8%. La part de la production d'électricité à base de charbon serait de 4%.

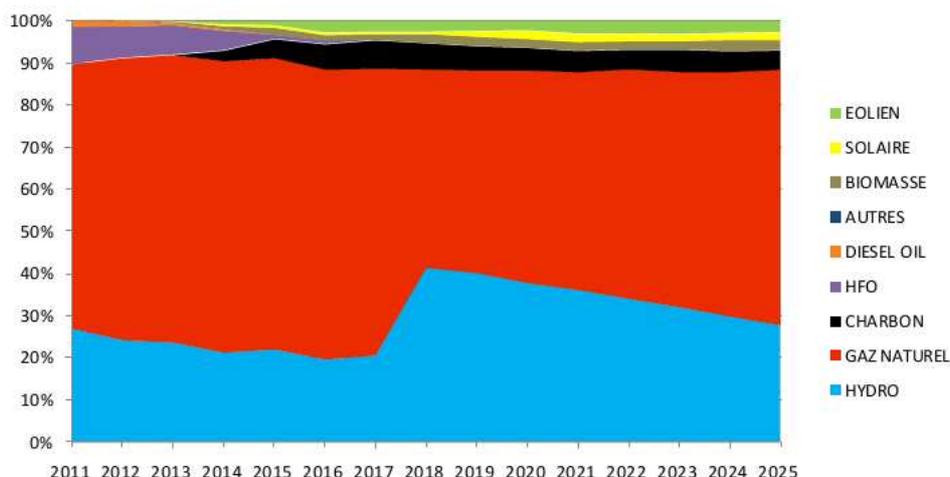


Figure 5 : Le mix énergétique dans le scénario volontaire des EnR de l'EEEOA en terme de capacité installée

Le scénario de l'EEEOA vise à diminuer les coûts marginaux de production d'électricité dans la région de la CEDEAO d'une fourchette allant de 4,4 c € / kWh et 22,2 c € / kWh en 2010 à une fourchette comprise entre 4,1 c € / kWh à 7,4 c € / kWh pour la période 2017-2025.

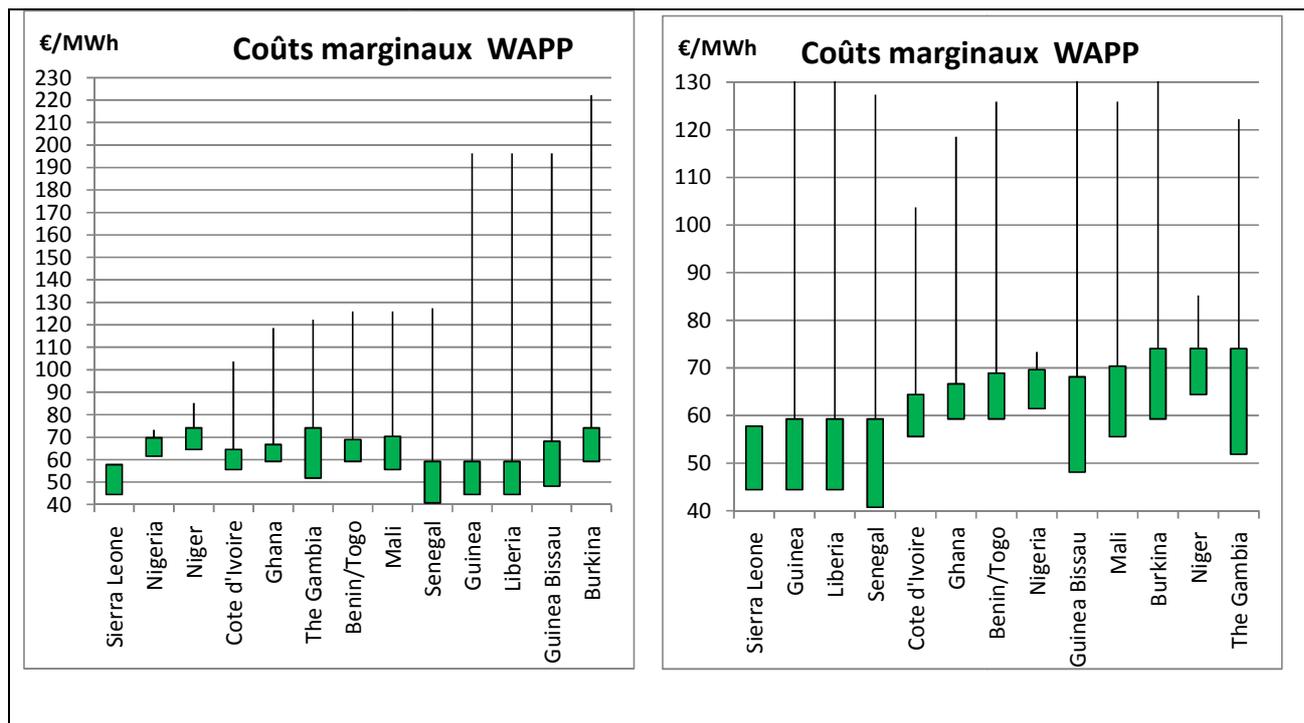


Figure 6 : Evolution des coûts marginaux de production dans le Schéma directeur de l'EEEOA

Les lignes fines dans la figure ci-dessus indiquent le niveau réel des coûts de production dans les pays respectifs. Les barres vertes indiquent la fourchette prévue des coûts de production après la mise en œuvre des projets de l'EEEOA d'ici 2025. La fourchette des coûts constitue également un point de référence pour la détermination de la compétitivité des différentes technologies de production d'énergies renouvelables disponibles dans les différents pays. Le second point de référence est de comparer le rapport coût-efficacité de la production EnR avec la production d'énergie thermique à base de fioul (par exemple le gasoil ou fioul lourd) jusqu'à ce que les projets de l'EEEOA soient pleinement mis en œuvre. La même chose est valable pour les zones rurales.

Il est à noter que le volume 2 du Schéma directeur révisé comprend également un scénario alternatif basé sur les "nouvelles énergies renouvelables" (environ 3.650 MW de capacités EnR supplémentaires à installer - 20% de la biomasse, 40% du solaire et 40% de l'éolien). Les conclusions indiquent que le scénario basé sur les énergies renouvelables, avec 10 % de la puissance totale installée à base de technologies fondées sur les énergies renouvelables (centrales hydroélectriques à grande échelle exclues) d'ici 2020, est économiquement viable pour les pays n'ayant pas de ressources hydrauliques ni d'accès au gaz naturel. Il est prévu que le scénario alternatif entraînerait des coûts supplémentaires très limités (environ 2% d'augmentation sur les coûts kWh).

3.4.2. Le portefeuille des projets du Schéma directeur de l'EEEOA de 2011

Le portefeuille des projets du Schéma directeur révisé de l'EEEOA est fondé sur trois types de projets régionaux :

- Les projets nationaux ou régionaux ayant une mission régionale et ayant déjà été approuvés.
- Les grands projets approuvés, appuyés par des structures régionaux d'énergie, telles que l'OMVS et l'OMVG.
- Les projets régionaux prioritaires, sélectionnés par l'EEEOA composés de :
 - Projets de production d'énergie, basés sur les grandes potentialités de l'hydroélectricité (21 projets), sur le gaz naturel (3 projets), sur le charbon (2 projets) et sur les énergies renouvelables (4 projets).
 - Lignes de transmission électrique haute tension, permettant le transfert d'électricité sur les



côtes et le bouclage électrique HT des pays enclavés (Niger, le Mali et le Burkina Faso, le nord du Nigéria).

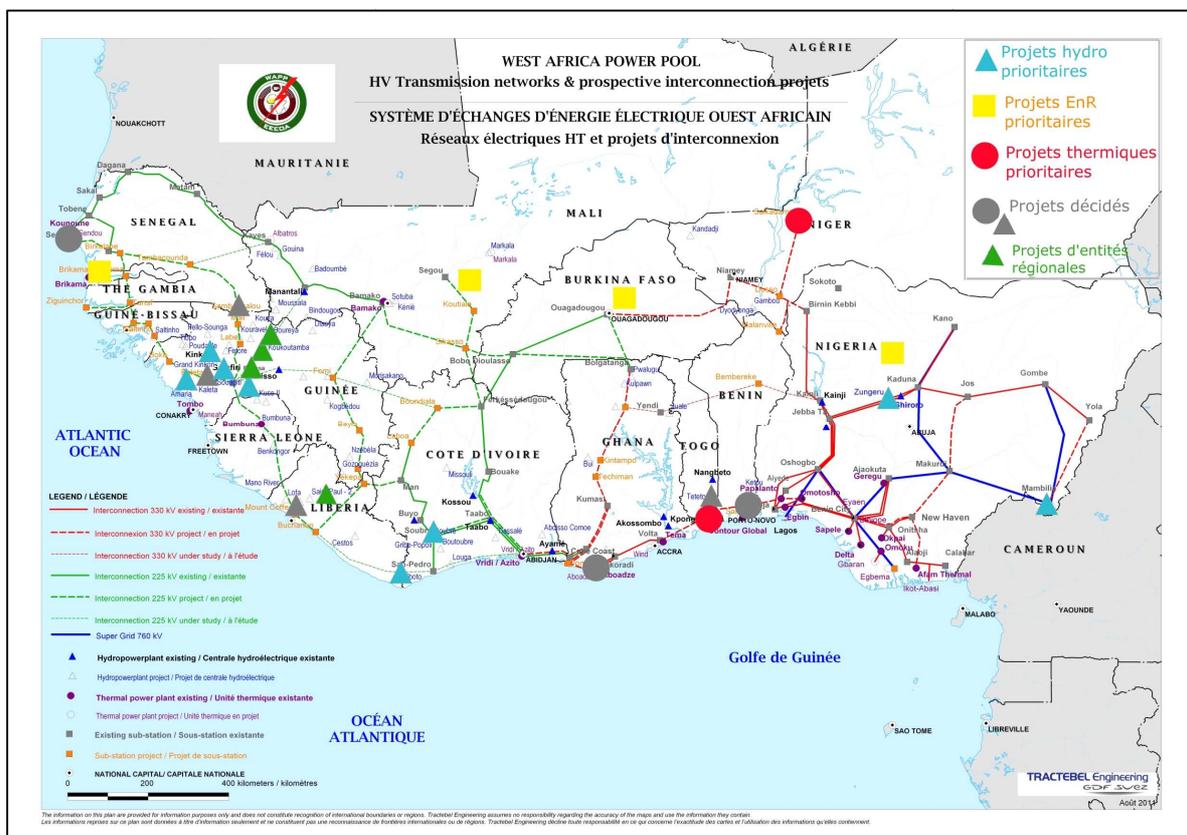


Figure 7: Plan d'extension du réseau électrique sur la base du Schéma directeur de l'EEEOA

Le portefeuille des projets de l'EEEOA de 2011 se concentre essentiellement sur l'expansion des capacités de production d'électricité EnR en 2025. En somme, la mise en œuvre de ces projets permettra:

- la construction de 10.268 MW de capacités de production supplémentaire (dont 7.093 MW viennent de la grande hydroélectricité et 800 MW seront des installations solaires et éoliennes). Le scénario prévoit un doublement de la capacité actuelle installée dans la région de la CEDEAO (environ 9 à 10 GW en 2010 dont 3,45 GW est une grande installation hydroélectrique)³.
- et 16.000 km de lignes de transmission HT (26 projets de lignes de transmission)

Les coûts d'investissement globaux pour ces projets sont estimés à 24,5 milliards de dollars (18,0 milliards d'euros): 18 milliards de dollars (14 milliards d'euros) pour les projets de production et 6,5

³ Pas d'indications sur la capacité totale installée a été trouvée dans le Schéma Directeur Révisé. 3.445 MW d'hydro est indiqué par l'IRENA, CGA approche 2012.



milliards de dollars (4,9 milliards d'euros) pour les projets de transport. Les détails des investissements sont indiqués dans le tableau ci-dessous:

Table 4: Projets approuvés du schéma directeur de l'EEEOA par type

	No de projets	MW	M EUR
Hydro	21	7 093	8 925
Solaire	2	300	830
Eolien	2	500	601
Centrales Gaz cycle combiné	3	1 300	875
Charbon	2	1 075	2 347
Totale	30	10 268	13 578

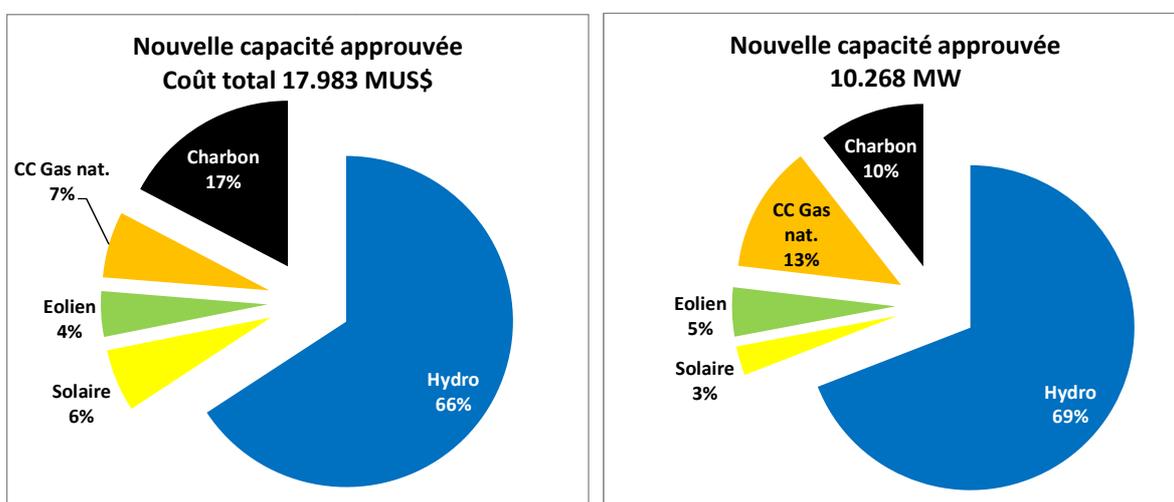


Figure 8: Schéma directeur de L'EEEOA: nouvelles capacités approuvées et investissements

3.4.3. Le calendrier de mise en œuvre du schéma Directeur

Le calendrier révisé pour la mise en œuvre de l'EEEOA est illustré par le schéma joint en annexe.

La stratégie de mise en œuvre s'appuie sur 4 axes spécifiques:

- unifier et synchroniser la zone A de l'EEEOA, en établissant la dorsale côtière et le système central du Nord (Nigeria, Niger, Burkina, Bénin)
- créer le noyau de transmission interzones, en intégrant le système de Mali-Sénégal à la zone A de l'EEEOA (Côte-d'Ivoire et le Mali, le Ghana et le Mali, le Ghana, le Burkina, la Guinée-Mali)
- relier les autres pays de la zone B à l'EEEOA, à travers le système OMVG-OMVS (Gambie, Guinée, Guinée-Bissau) et à travers le système CLSG (Côte-d'Ivoire, le Liberia, la Sierra Leone et la Guinée).

De ce cadre, les conclusions suivantes peuvent être soulignées:

- 1) La liaison côtière (Côte-d'Ivoire → Bénin) ainsi que les interconnexions au système de Mali-Sénégal progressent et seront mises en œuvre selon le calendrier, même si certains retards mineurs peuvent être attendus sur la ligne de 330 kV de Bolgatanga- Abodze ainsi que la ligne de 225 kV de Bolgatanga à Bamako.



- 2) La mise en service des deux grandes centrales CC de Aboadze (CI) et Maria Gleta prévues en 2014 (B) sera peut être retardée de quelques années, puisque la conception technique n'est pas encore commencée.
- 3) En ce qui concerne la capacité hydroélectrique, il semble que seule la centrale de Mount Coffee est sur la bonne voie. Tous les autres projets sont au stade de préfinancement alors que leur mise en service est attendue pour 2016/17/18. Des retards importants sont à prévoir.
- 4) Le système OMVS-OMVG, qui approvisionnera la Gambie, la Guinée Bissau et la Guinée ainsi que le système CLSG (Côte d'Ivoire, Libéria, Sierra Leone et Guinée) reposent à la fois sur la construction dans les temps des lignes HT et sur de plus grands barrages pour devenir le futur réservoir hydroélectrique de l'ensemble de la région. Ces systèmes risquent de ne pas être pleinement opérationnels en 2017-18, comme prévu dans le plan, et des retards importants sont à prévoir.

3.5. L'Initiative régionale pour l'énergie durable (IRED) de l'UEMOA

L'objectif de développement de l'IRED est formulé comme suit: «En 2030, l'ensemble des citoyens de l'UEMOA accédera à une énergie à bas prix, au sein d'un vaste marché d'échanges d'énergie électrique intégré et harmonisé à l'échelon de l'Afrique de l'Ouest, produisant une énergie propre et s'appuyant sur un partenariat public-privé dynamique». Cette vision est fondée sur trois objectifs précis:

- 1) Créer des systèmes de production et d'approvisionnement pour tous, garantissant un prix de l'électricité bas pour protéger la compétitivité et le développement des entreprises. Un objectif de 4,6 c€/kWh (30 F CFA/kWh) est fixé pour 2030. Le taux d'accès aux services électriques de 17 % en 2007 doit atteindre 80 % d'ici 2020 et l'objectif d'accès universel doit être atteint d'ici 2030. Les objectifs relatifs au prix et à la pénétration sont considérés comme très ambitieux.
- 2) Développer un marché intégré permettant l'échange d'énergie afin de tirer profit du partage des capacités de production complémentaires. Cette hypothèse s'appuie sur le développement du système régional d'interconnexions à haute tension, géré par l'EEEOA.
- 3) Approvisionner les citoyens en énergie propre, c'est-à-dire basée sur un usage étendu des énergies renouvelables (hydroélectricité, énergie solaire et biomasse). Cette stratégie sera possible grâce à une plus grande mobilisation des Mécanismes de développement propre (MDP) et d'autres mécanismes de financement tels que les crédits carbone. Comme l'illustre le tableau 9, le scénario EnR contribue à 40% de la capacité installée en 2007 et devrait atteindre 61% en 2020 et 78% en 2030. Environ 2% provient de sources renouvelables nouvelles (solaire, éolien et biomasse) en 2007, environ 27% d'ici 2020 et 62% en 2030. Près de 38% est fournie par les grandes centrales hydroélectriques en 2007, 34% en 2020 et 16% en 2030. Le scénario de l'UEMOA prévoit l'installation de 15.146 MW supplémentaires des nouvelles énergies renouvelables et 2.981 MW d'ici 2030.

Tableau 9 Répartition du développement des capacités prévues dans l'UEMOA⁴ (én %)

	OFFRE 2007	OFFRE 2012	OFFRE 2020	OFFRE 2030
Energies fossiles (pétrole)	38%	30%	13%	5%
Energies fossiles (gaz, charbon)	22%	40%	27%	12%
Hydroélectricité	38%	25%	34%	16%
Energies renouvelables (solaire, biomasse, éolien)	2%	4%	27%	62%
Energie nucléaire	0%	0%	0%	4%

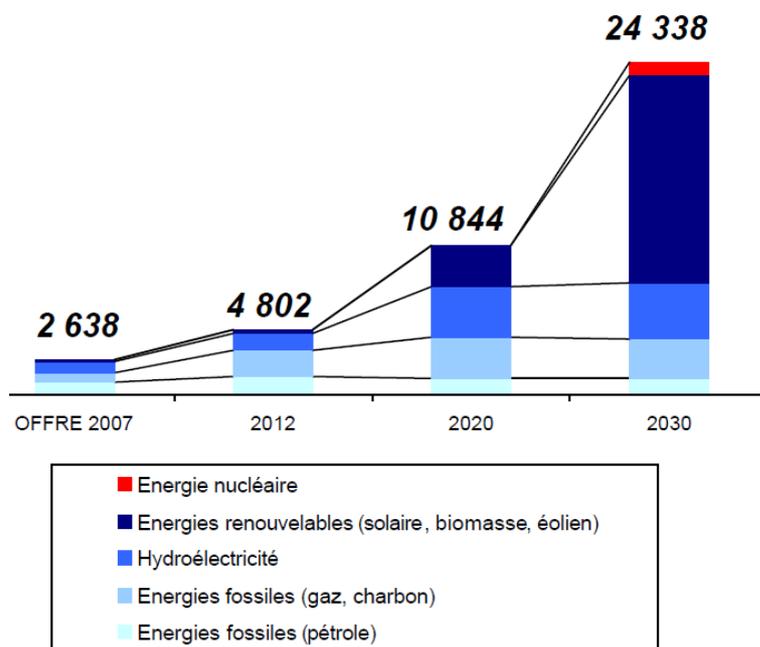


Figure 10 Répartition du développement des capacités prévues dans l'UEMOA⁵ (en MW)

La vision sera mise en œuvre par la mobilisation importante du secteur privé grâce à des modalités dynamiques de PPP. Cette stratégie est fondée sur trois axes principaux :

- La réhabilitation et le développement de la production hydroélectrique à grande échelle.
- Le passage du gasoil ou fioul lourd au gaz dans les centrales thermiques existantes et réhabilitation et création de grandes centrales au gaz à cycle combiné (450 MW).
- Partage de la puissance régionale à travers l'intégration régionale (interconnexions).

En outre, certaines sources d'énergie renouvelable sont requises pour jouer un rôle croissant dans l'approvisionnement futur (après 2020). Parmi celles-ci il y a :

- L'énergie solaire dans les pays comme le Mali, le Burkina et le Niger, avec les centrales solaires à concentration (CSP) comme technologie de base, même si cette technologie est actuellement assez chère et plus compliquée. Les spécialistes de l'énergie de l'UEMOA ont convenu avec le consultant⁶ que les installations photovoltaïques constitueront dans les années à venir une technologie plus appropriée pour les pays du Sahel, comme c'est une technologie statique et nécessitant peu d'entretien et que son prix est actuellement en baisse. Le CSP ne suivra pas le même modèle car il nécessite beaucoup plus d'équipement lourd et son fonctionnement et entretien exigent beaucoup plus de main-d'œuvre. Le scénario EnR de l'EEEOA n'a pas retenu l'option du CSP comme économiquement valable.
- En outre les opportunités de PCH qui ne sont pas incluses dans les activités de base seront prises en charge par l'UEMOA pour renforcer la fiabilité de la production nationale d'électricité et contribuer à l'accès à l'énergie moderne dans les zones rurales.

Par rapport aux prévisions de la demande allant pour l'année 2030 de 11 à 32 GW avec une valeur moyenne de 25,5 MW (scénario de référence), il y a un fossé énorme qui sera comblé par des importations d'énergie en provenance des pays de l'EEEOA et par les options EnR supplémentaires si

⁵ UEMOA: IRED, Annexe, September 2009, p.13

⁶ Rencontre avec Alassane Ouattara, Expert en Energie (UEMOA) 29 février, 2012



les objectifs d'approvisionnement en énergie propre sont atteints. Ci-après, le scénario d'approvisionnement IRED vise à répondre à la demande accrue dans le court, moyen et long terme. Cependant, il est à noter que dans l'IRED il n'y a pas de détails sur la répartition de cette capacité d'approvisionnement à l'exception de l'indication que cette augmentation sera basée sur une majeure utilisation d'EnR (hydroélectricité, énergie solaire, biomasse).

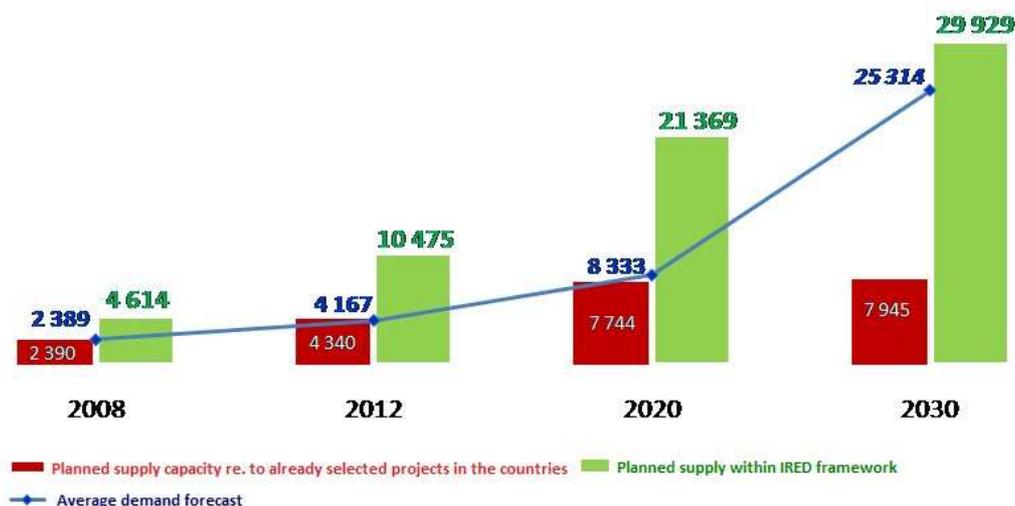


Figure 11: Capacité de production prévue pour les projets déjà sélectionnés dans les Pays l'UEMOA par rapport à la capacité d'approvisionnement prévue au sein de l'IRED (MW)

3.6. Le Comité inter-états de lutte contre la sécheresse dans le Sahel (CILSS)

L'initiative du CILSS couvre sept pays de la CEDEAO (Niger, Burkina Faso, Mali, Sénégal, Cap-Vert, Guinée-Bissau et Gambie) et se concentre sur la biomasse forestière, la gestion durable des forêts et des terres boisées et l'usage durable du bois de chauffage, notamment par des stratégies de substitution (GPL et kérosène). D'après le rapport d'évaluation du PREDAS (2010), programme relatif aux énergies domestiques dans les pays du CILSS, la Guinée-Bissau, le Sénégal et la Gambie disposent de ressources suffisantes, au regard de leur demande actuelle et future, à condition que l'utilisation de foyers hautement efficaces soit étendue.

Dans les trois pays les plus densément peuplés de la région du Sahel, Burkina Faso, Mali et Niger, les ressources forestières se raréfient en raison de la demande croissante. Des efforts spécifiques sont nécessaires en matière de gestion durable des forêts et des mesures d'économie d'énergie doivent être mises en place du côté de la demande. La diffusion des foyers améliorés est réussie à Bamako et dans les grandes villes maliennes et augmente au Burkina Faso (200 000 foyers dans le cadre du projet FA FASO visant les foyers améliorés, financé par la Coopération hollandaise DGIS.). La production nationale de GPL, estimée à 30 000 tonnes dans la nouvelle raffinerie d'Agadez, permettra de soulager les ressources forestières surexploitées du Niger. Il semble que le vieux modèle de marché rural du bois de chauffage, développé au Mali et au Niger il y a près de 20 ans, et qui tente de rationaliser la gestion des forêts et de la rendre durable, grâce à des mécanismes commerciaux et à des taxes différentielles, soit un échec. Il est toutefois encourageant de constater une nouvelle tendance qui consiste à planter des arbres sur des terres privées et non sur les terres communautaires (région de Maharadi).

Dans les autres pays de la CEDEAO qui ne font pas partie du CILSS, seule la Côte d'Ivoire étend ses zones forestières. Des programmes visant la production durable de bois et de charbon de bois sont également mis en œuvre. Des pays comme le Bénin, le Togo et la Sierra Leone ne devraient pas avoir



des problèmes majeurs dans l'approvisionnement en bois-énergie ; néanmoins, il sera toujours opportun de s'efforcer de disséminer les foyers améliorés. Au Nigeria, les zones forestières et les savanes boisés diminuent année après année, comme l'indique l'Évaluation des ressources forestières mondiales de la FAO (FAO 2005).

Les pays du CILSS déploient des efforts pour susciter l'engagement autour d'une politique nationale relative aux combustibles domestiques ; la gestion durable des forêts, l'utilisation efficace des ressources (foyers et production de charbon de bois) et la substitution des combustibles en sont les axes principaux.

3.7. Les bénéfices des EnR dans le contexte du marché de l'énergie au plan régional

L'expansion de la production d'énergie à partir de "nouvelles sources renouvelables" offre la possibilité de compléter le scénario du marché d'électricité régional de l'EEEOA. Les pays de la CEDEAO peuvent profiter de leurs sources d'énergie renouvelable locales en fonction de leur situation individuelle et de la compétitivité des technologies renouvelables disponibles. Le Schéma directeur divise la région de la CEDEAO en trois groupes de pays et leur attribue des rôles différents.

- a. **Les pays avec un potentiel d'auto-alimentation:** c'est le cas du Sénégal, de la Côte d'Ivoire, du Ghana, du Nigeria, Togo / Bénin et du Niger après 2020 (une plus grande production thermique à base de charbon est prévue à cette date). C'est aussi le cas du Cap-Vert.
- b. **Les pays en situation de dépendance aux importations d'énergie:** la Gambie, la Guinée Bissau, le Mali et le Burkina Faso. Dans le cas du Niger il faudra qu'environ 1/3 de ses besoins en électricité soit de l'énergie importée jusqu'en 2021; par la suite ce serait un excédent qui pourrait être exporté.
- c. **Les pays ayant le potentiel de devenir des exportateurs d'énergie après 2018:** c'est le cas de la Guinée, de la Sierra Leone, du Libéria et dans une moindre mesure la Côte d'Ivoire, et le Niger après 2021. La production hydro conduira à un faible coût marginal de l'électricité qui peut être un obstacle pour d'autres options EnR comme par exemple la biomasse ou des mini-centrales hydroélectriques.

3.7.1. Les avantages de l'EnR pour les Pays ayant un approvisionnement auto-suffisant:

Pour ce groupe de pays (Ghana, Nigeria, Togo / Bénin, Sénégal, Côte d'Ivoire), la production d'électricité supplémentaire de «nouvelles énergies renouvelables» devrait avoir un impact positif car elle remplacerait une partie des capacités conventionnelles prévues. Toutefois, cela nécessiterait de la capacité d'énergie auxiliaire pour assurer la stabilité du réseau (par exemple pour l'intégration des énergies éolienne et solaire). Seulement quelques-unes des technologies EnR seront compétitives avec les sources conventionnelles utilisées dans ces pays:

- a. Pour le Sénégal, de l'EnR supplémentaire pourrait réduire la production d'énergie thermique à base de charbon pendant toute la période et pourrait contribuer à améliorer la sécurité de l'approvisionnement en 2012-13, puisque une part de l'approvisionnement en énergie du Sénégal provient de l'importation. Comme la production thermique sera basée sur le charbon⁷, la production d'EnR supplémentaire aura un effet positif sur les émissions de CO₂.
- b. Pour le Ghana, la production d'EnR supplémentaire pourrait remplacer une partie de l'importation d'énergie renforçant la sécurité d'approvisionnement énergétique à partir de 2018 et une part de la production thermique à base de gaz (2014-17) qui devrait être exportée vers le Burkina Faso.
- c. Pour la Côte d'Ivoire, la construction d'un nouveau barrage en 2018 garantira l'approvisionnement domestique et une certaine quantité d'énergie à exporter. Il n'y a pas de production d'EnR supplémentaire en plus de la production hydroélectrique programmé par

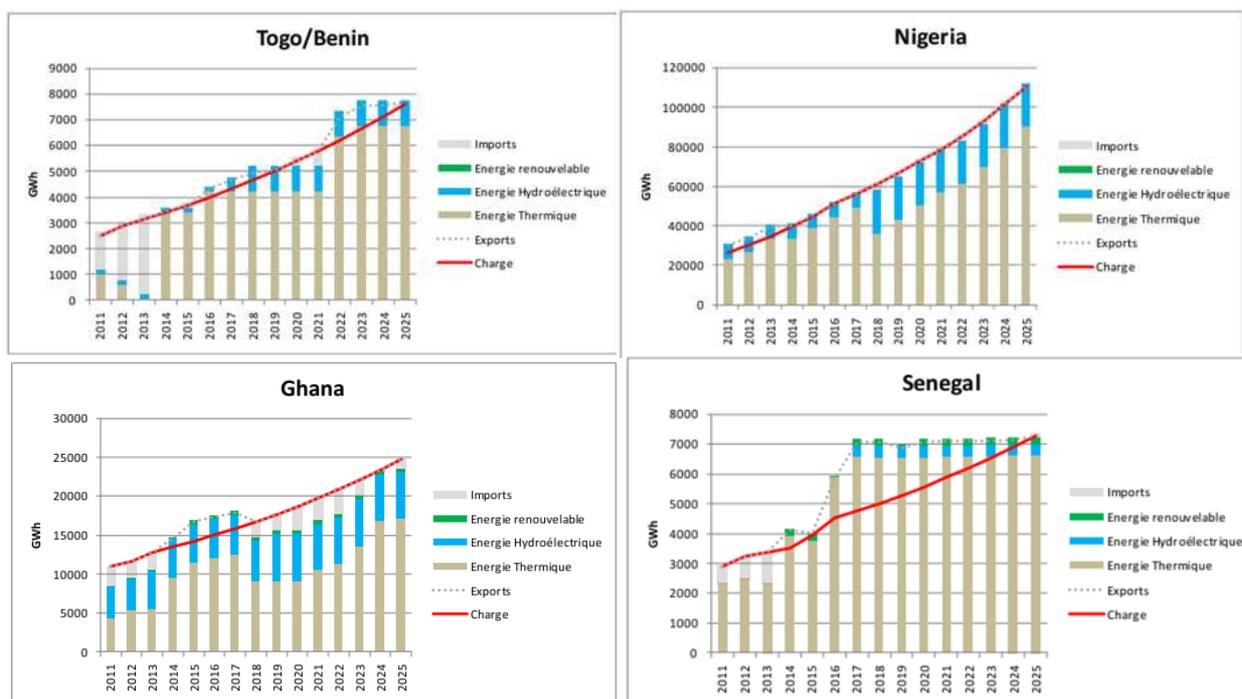
⁷ Centrale à charbon de Sendou 875 MW de nouvelle capacité prévu d'ici 2016



- l'EEEOA et la Côte d'Ivoire est très réticente à envisager des options d'énergies renouvelables dans son alimentation en énergie.
- d. Pour le Nigeria, la production d'EnR supplémentaire remplacerait la production thermique à base de gaz ou tout simplement comblerait les écarts en termes de capacités.
 - e. Pour le Togo, le Bénin, ainsi que pour le Nigeria, la production d'EnR supplémentaire substituerait une part de la production thermique à base de gaz (centrale à gaz de 450 MW à Maria Gléta à partir de 2014) ou comblerait l'écart en cas de retard.

Dans tous les cas, l'ampleur de la production thermique ou hydroélectrique (demande de base) est suffisante pour équilibrer les variations possibles grâce à la production d'EnR (par exemple, éolienne, solaire). Les pays peuvent compter sur des ressources différentes d'EnR:

- a. Le Sénégal: l'énergie éolienne et la biomasse sont des candidats évidents. L'option solaire est à confirmer en fonction de l'accès adéquat au réseau (tension appropriée et distance).
- b. Le Ghana: la biomasse et l'énergie éolienne, l'option solaire est peut-être moins rentable que la biomasse, mais peut être utilisée pour les petites applications. Des mini projets hydroélectriques pourraient contribuer à la fois à l'énergie raccordée réseaux et à des systèmes de production d'énergie isolés.
- c. Le Nigeria: PCH, solaire et éolienne dans le Nord (à vérifier) et potentiellement la biomasse et les déchets agro-industriels.
- d. Le Togo / Bénin: la biomasse et PCH raccordée au réseau.
- e. Le Niger après 2020: Solaire, mais il faudra une capacité de transfert suffisante sur le réseau haute tension selon l'endroit où les fermes solaires seront installées.



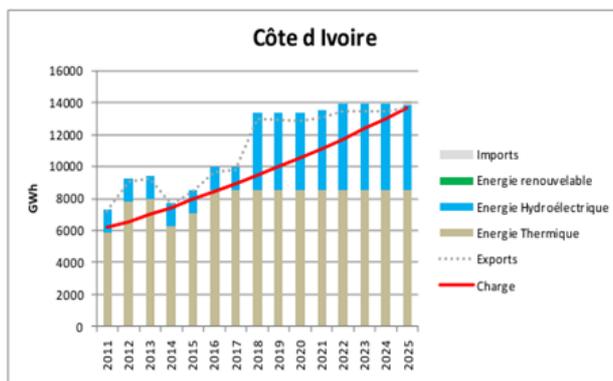


Figure 12 : Pays ayant un approvisionnement auto-suffisant

3.7.2. Les avantages de l'EnR pour les pays tributaires de leurs importations

En ce qui concerne le Burkina Faso, la Gambie, la Guinée Bissau, le Mali et le Niger (avant 2020), la production supplémentaire d'EnR pourrait accroître leur sécurité d'approvisionnement et probablement réduire de manière significative les risques et les coûts d'une expansion de production de diesel et fioul lourd, nécessaire en raison de retards dans la mise en place du Schéma directeur de l'EEEOA. Dans le scénario « non renouvelable », les pays seront fortement tributaires des importations d'énergie et vulnérables par rapport aux retards d'exécution du schéma directeur de l'EEEOA. Cela pourrait conduire au redémarrage de leurs centrales thermiques à base de diesel / fioul lourd (réserves froides disponibles) et éventuellement à de programmes de délestages massifs. Cela engendrerait aussi très probablement de nouveaux investissements dans la production conventionnelle. La location de générateurs diesel de secours serait le pire des scénarios.

Un pays comme le Burkina Faso a déjà anticipé ses investissements prévus dans les capacités de réserve diesel pendant la mise en oeuvre de 80 MW en 2009-2012, et nécessite plus de capacité diesel pour ses centres régionaux. Par exemple, la ligne Ouaga - Bolgatanga de 162 kV a déjà été reportée de quelques années.

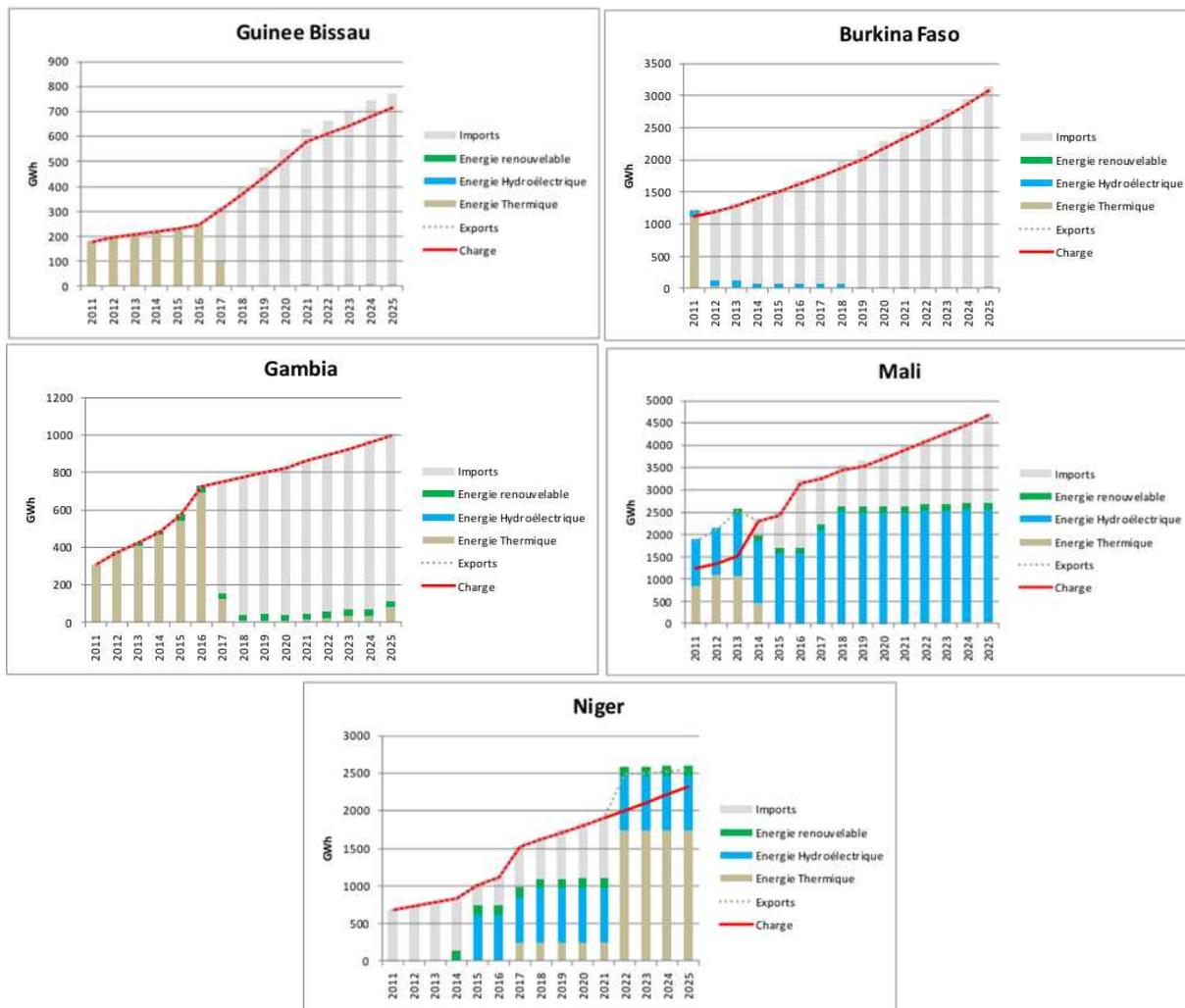


Figure 13: Pays dépendant des importations



L'expansion de la production locale de «nouvelles énergies renouvelables» est une option intéressante pour ces pays. Certaines de ces technologies sont très compétitives par rapport aux options classiques, telles que la production à base de diesel et de fioul lourd. Dans le cas du Niger, la production d'EnR supplémentaire contribuerait à une meilleure sécurité d'approvisionnement pendant toute la période jusqu'en 2020, avant de remplacer une partie de la production d'électricité par des centrales au charbon ayant un impact négatif en termes de production de CO₂ (Centrale de Salkadamma de 200 MW) . Les options de production de RE supplémentaire pour ces pays sont résumées dans le tableau ci-dessous:

Tableau 5: Les options d'énergies renouvelables pour les pays qui dépendent des importations

Options	Burkina	Mali	Niger	Guinée Bissau	Gambie
solaire PV	Pertinent	Pertinent	Pertinent	?	?
Eolien	Zéro	Nord pour Tombouctou. Le potentiel est en marge d'être économiquement viable pour une production plus importante	Potentiel possible dans la partie nord du pays, mais connexion à un réseau approprié	Sur la côte? Mais il y a beaucoup de végétation tropicale	Sur la côte
Biomasse	balles de coton, bagasse	balles de coton, graines de coton coquille et écorce de riz (office du Niger)	Zéro	Résidus de l'industrie du bois pertinents coquilles d'Anacardiens	Coquilles d'arachides pour la cogénération au moulin à huile de Banjul
Biogaz	Les agro-industries, les laiteries	Abattoirs			
Biocarburants	7000 ha de jatropha, plusieurs parties intéressées	2000 à 4000 ha biocarburants au Mali	Zéro	Zéro	Zéro
PCH	potentiel estimé à environ 138 MW	Potentiel d'environ 70 MW	Potentiel d'environ 30 MW	Potentiel d'environ 48 MW	Pas de ressources

Outre la petite hydroélectricité, les ressources solaires et éoliennes qui peuvent contribuer à la production d'électricité à plus grande échelle (de l'ordre de MW), la biomasse nécessite une certaine quantité de ressources rassemblées en un seul endroit pour être économiquement viable comme option raccordée au réseau. Dans le cas contraire, les frais de transport entravent la viabilité de la production d'énergie. La biomasse peut également fournir dans une moindre mesure de l'énergie aux zones rurales (gazogènes, centrales à biogaz).

Les utilisations de la biomasse dépendront essentiellement de la volonté politique d'en faire la promotion. En général, l'utilisation des résidus de biomasse suppose une certaine concentration dans le lieu de transformation agroindustrielle afin d'assurer une économie minimale dans la transformation de déchet en énergie. La récolte des balles de coton dans les champs est une entreprise coûteuse puisque la densité d'énergie par hectare est très faible et les coûts de transport sont élevés en raison de la faible densité du produit.



Les déchets et le fumier, outre ceux dans les laiteries et les abattoirs qui sont en quantité suffisante pour permettre une production de biogaz économique, la plupart des «ressources potentielles» de l'Afrique de l'Ouest ne sont pas économiquement disponibles pour la production d'énergie et leur collecte devrait se concentrer sur leur valeur en engrais en vue de produire un meilleur compost.

La production de biocarburants est devenue un sujet de controverse, puisque la production mondiale de biocarburants aux Etats-Unis et en Allemagne a été perçue par certains comme la cause de la crise alimentaire de 2008/09. Cependant, des pays comme le Mali et le Burkina continuent à développer la production de biocarburants à base de jatropha en se concentrant sur une production locale pour les besoins locaux (huile végétale brute filtrée utilisée dans les moteurs diesel locaux pour la production d'électricité ou pompage) ..

3.7.3. Les avantages de l'EnR pour les pays potentiellement exportateurs d'énergie

Dans le scénario du Schéma directeur de l'EEEOA les approvisionnements des pays comme la Guinée, la Sierra Leone et le Libéria dépendront entièrement des nouvelles capacités hydroélectriques de grande envergure et des lignes de transmission. Malheureusement, il y a déjà des retards dans les décisions concernant les lignes de CLSG. Par ailleurs, la Guinée a décidé de construire le barrage de Kaleta (240 MW) en tant que projet national, ce qui crée de graves préoccupations parmi les pays voisins.

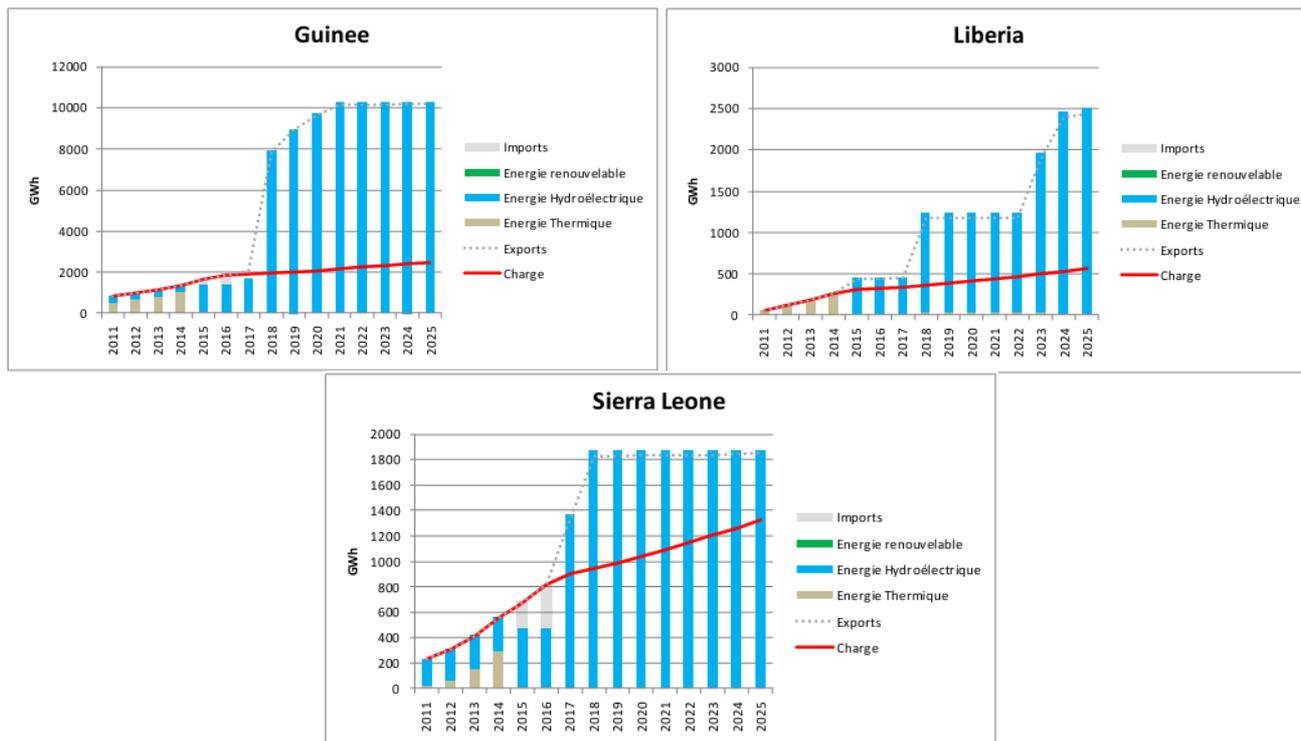


Figure 14: Pays potentiellement exportateurs

A partir de 2018-19 il sera difficile pour les autres options d'énergie renouvelable d'être en concurrence avec la production à bon marché de l'hydroélectricité à grande échelle. Le scénario EnR de l'EEEOA a démontré que les centrales éoliennes, les PCH et les grandes centrales alimentées à biomasse peuvent être concurrentielles par rapport à l'approvisionnement en énergie prévu par l'EEEOA, en particulier lorsque le niveau atteint 41 à 74 €/MWh. D'autres ressources sont disponibles, tels que des hévéas morts au Libéria, et un potentiel considérable de l'agro-industriel en Côte d'Ivoire, et qui pourraient être mobilisée pour la production d'énergie compétitive. Les centrales à biomasse peuvent également être encouragées.

Une centrale à biomasse d'une capacité de 36 MW pour alimenter la capitale du Libéria est proche de la clôture financière. En Sierra Leone, une usine capable de produire 90.000 m³ d'éthanol par an



et 32 MW de capacité d'énergie électrique nominale, dont 15 MW seront disponibles à la vente au réseau national, est en construction, financée par la BAD.

3.8. Les différentes hypothèses et les incertitudes des scénarios de l'EEEOA / IRED

3.8.1. Prévisions de la demande d'électricité de la CEDEAO

Les deux premières phases de l'IRED sont minutieusement planifiées et presque financées par le Fonds pour l'énergie de l'UEMOA. Toutefois, le plan ne couvre pas l'augmentation de la capacité après 2020. Pour l'EEEOA, une sélection de projets de production et de transmission prioritaires a été élaborée et approuvée dans le Schéma directeur de 2011. Tous les moyens de financement ne sont pas complètement garantis, mais la plupart des projets ont reçus des promesses de financement par un consortium de bailleurs de fonds multilatéraux et bilatéraux.

Un calendrier de mise en œuvre est établi pour les deux initiatives, mais il peut être soumis à des modifications dues à des retards imprévus ou inhérents liés à la mise en œuvre du projet et / ou la mobilisation de fonds. Les projets régionaux, impliquant des consortiums de grandes entreprises et les accords conjoints d'un grand nombre de partenaires gouvernementaux et de financiers, sont à haut risque et très longues. Par exemple, l'IRED a prévu un ambitieux plan de renforcement des capacités de l'ordre de 2.224 MW pour la période 2008-2012. En outre, certains des projets prévus par l'EEEOA semblent soit retardés soit avoir des résultats incertains (par exemple le développement des grandes centrales hydroélectriques en Guinée).

La prévision de la demande d'énergie est un exercice difficile en Afrique de l'Ouest puisque une partie de la demande est actuellement supprimée ou non comptabilisée en raison du manque d'infrastructures pour accéder au service dans les zones suburbaines et rurales ou en raison de l'insuffisance de l'offre (par exemple le délestage). En outre, une partie de la demande n'est pas exprimée pour des raisons économiques (frais de connexion trop chers ou des tarifs trop élevés pour les pauvres).

Il existe donc un écart important entre les deux séries de prévisions étant donné que la prévision de la «demande faible» réalisée par l'étude d'IRED est au même niveau que la prévision de la «forte demande» pour le Schéma directeur de l'EEEOA. Les taux de croissance utilisés dans les prévisions de l'EEEOA sont respectivement de 6 et de 7% pour "la faible demande et la demande de référence". Le document de l'IRED propose des taux de croissance nettement plus élevés: 7% pour la prévision de la demande supprimée, 10,9% pour la référence et 11,9% pour la prévision d'accès sans contrainte à l'électricité. La croissance actuelle de la consommation dans le réseau électrifié tient compte de l'électrification rurale. Pour l'avenir, le taux de croissance de l'électrification rurale est supposé être identique à celui d'aujourd'hui, ce qui pourrait ne pas se produire.

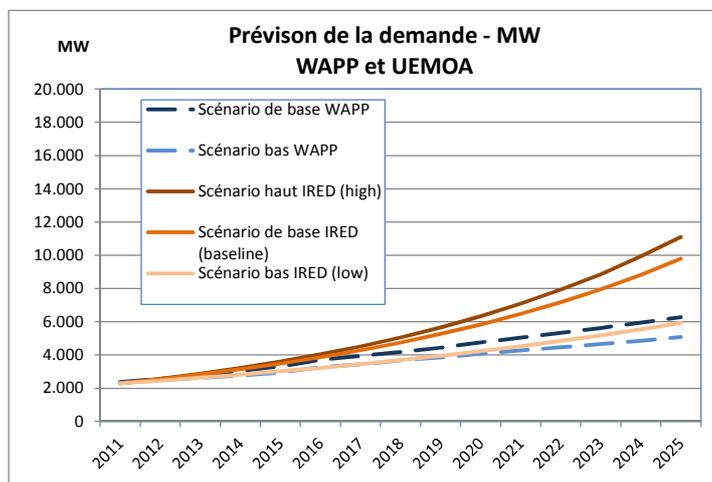


Figure 15 Comparaison entre les prévisions de l'IRED et de l'EEEOA



Il est intéressant de visualiser les tailles respectives des pays et de leurs besoins énergétiques projetés. En 2025, le Nigeria continuera d'être l'acteur économique majeur en contribuant à environ 61% de la demande globale d'énergie de la CEDEAO, suivi par le Ghana avec 12,2% et la Côte d'Ivoire avec 6,5%. Les 11 autres pays ne représentent qu'environ 20% de la demande totale en 2025.

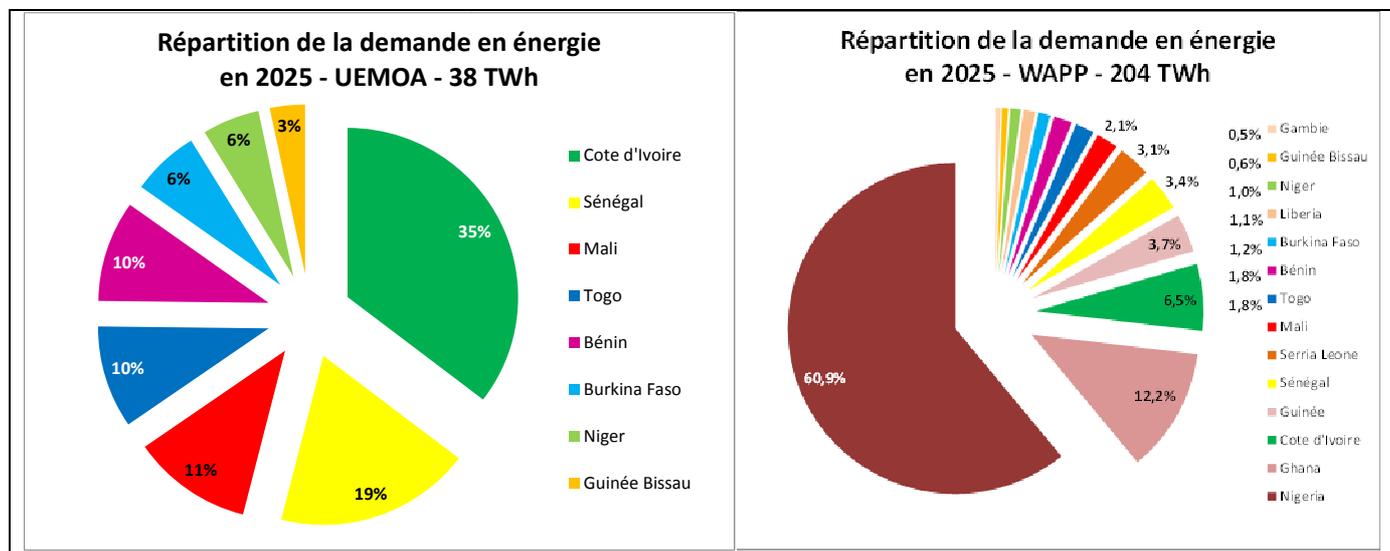


Figure 16: Répartition des besoins en énergie pour les pays membres de l'UEMOA et de la CEDEAO en 2025

3.8.2. La prévision de la demande de l'EEEO en tant que base pour la PERC

Pour la présente étude, la prévision de base de l'EEEO sera utilisée comme référence pour le développement des scénarios EnR car elle couvre toute la région de la CEDEAO. Il faut noter que cette prévision ne tient pas compte de la demande hors réseau qui peut être couverte par des systèmes de mini-réseaux et systèmes isolés. En outre, la prévision inclut une part importante de la demande non satisfaite du Nigeria qui n'a pas été couverte en raison de retards importants dans les investissements. Depuis 2009/10, des efforts ont été faits pour rattraper ces déficits de production.

Table 6: Prévisions de l'EEEO de la demande de base

Pays	Consommation en GWh			Capacité en MW		
	2011	2020	2030	2011	2020	2030
BENIN	1.341	2.576	4.275	219	420	697
BURKINA FASO	873	1.694	2.840	178	345	579
CAPE VERDE	360	540	740	112	169	231
COTE D'IVOIRE	6.005	10.244	15.580	968	1.652	2.512
GAMBIE	239	847	1.351	50	135	212
GHANA	11.107	18.828	28.758	1.629	2.775	4.198
GUINEE	608	1.937	3.072	139	340	519
GUINEE BISSAU	141	385	705	29	83	152
LIBERIA	47	355	633	9	68	121
MALI	1.136	3.398	5.621	199	550	900
NIGER	849	1.609	2.469	149	287	449
NIGERIA	39.102	91.873	148.049	6.376	14.983	23.778
SENEGAL	2.654	5.306	8.441	456	891	1.412
SIERRA LEONE	202	907	1.561	38	170	292



TOGO	1.042	2.609	4.482	170	426	731
Mines	350	12.733	15.325	50	1.834	2.348
ECOWAS - mines	65.706	143.108	228.576	10.721	23.294	36.783
ECOWAS + mines	66.056	155.841	243.901	10.771	25.128	39.131

Les prévisions de base de l'EEEOA prévoient que la demande d'énergie et de capacité double en 2020 (facteur d'augmentation de 2,18 et 2,17 respectivement pour GWh et MW) et qu'elle triple sans problème pour 2030 (facteur x 3,48 et 3,43).

3.8.3. Conformité des objectifs d'EnR des politiques de l'EEEOA/ UEMOA

Les scénarios de l'EEEOA et de l'UEMOA vont dans le même sens. Les scénarios de l'EEEOA comme de l'IRED (UEMOA) proposent des objectifs ambitieux pour l'intégration des énergies renouvelables dans leurs systèmes électriques régionaux (les objectifs dépassent les objectifs de l'UE ou de la SADC en 2020). Toutefois, il convient de noter que le scénario très proactif de l'IRED semble être davantage une vision idéaliste qu'un scénario basé sur une bonne analyse économique des coûts et des bénéfices. Le scénario de l'EEEOA a été calqué sur la base des projets déjà identifiés et en tenant compte de la compétitivité des différentes options technologiques:

1. Dans le scénario de l'UEMOA l'EnR contribue à 40% de la capacité installée en 2007 et devrait atteindre 61% d'ici 2020 et 78% d'ici 2030. La taille du système de l'UEMOA représente environ 23% du système énergétique de la CEDEAO. Dans le scénario de l'UEMOA environ 2% de la capacité installée serait dérivé de nouvelles énergies renouvelables (solaire, éolienne et biomasse) en 2007, environ 27% d'ici 2020 et 62% en 2030. Près de 38% est fournie par la grande hydro en 2007, 34% en 2020 et 16% en 2030. On n'explique pas de manière détaillée comment ces parts très élevées devraient être réalisées/atteintes. Avec plus de 33,5 milliards d'euros, le plan d'investissement dépasse les estimations du Schéma directeur de l'EEEOA pour la région de la CEDEAO près de deux fois. La question de la provenance de cet investissement n'est pas abordée non plus.
- Le scénario de l'EEEOA prévoit un taux de pénétration de l'EnR de 35% de la capacité installée d'ici 2020 tout au long de 2025 dans le scénario de base et une part de 41% dans le plus ambitieux scénario alternatif EnR. Environ 4% de la capacité installée serait fournie par de nouvelles EnR dans le scénario de base et 10% dans le scénario alternatif. Le reste proviendrait de grandes sources hydroélectriques.

Les deux scénarios requièrent des investissements essentiels dans les infrastructures d'EnR dans les années à venir:

1. Dans le scénario de base de l'EEEOA environ 69% de la capacité supplémentaire proviendrait de grandes centrales hydroélectriques et environ 8% de nouvelles énergies renouvelables d'ici 2025.
2. Le scénario de l'IRED prévoit l'installation de 15.146 MW supplémentaires de nouvelles énergies renouvelables d'ici 2020 et de 2981 MW d'ici 2030.

3.8.4 Les risques de mise en œuvre

Les deux programmes régionaux développent une image parfaite de l'évolution future de l'alimentation en énergie de l'Afrique de Ouest qui est basée sur des options centralisées bien connues du secteur de l'électricité moderne et à haute intensité de capital, basé sur un système de transmission dense et performant qui distribue de l'électricité produite de façon centralisée à des consommateurs domestiques et industriels dont le pouvoir d'achat est élevé. Ces programmes doivent être contestés sur les fronts suivants:



- l'anticipation de certains risques qui pourraient survenir au cours de la phase de mise en œuvre, comme par exemple un décalage entre la disponibilité de l'énergie prévue dans le sud (hydroélectricité et gaz) et la capacité de transport vers les régions déficitaires. Les lignes électriques sont terminées, mais il n'y a pas assez d'énergie à transporter. Le pire ce sera le cas avec de la capacité disponible et aucune ligne pour la partager dans les zones voisines.
- la distribution en réseau dans les zones rurales ne peut être financée car son impact sur le tarif moyen est trop élevé (coût d'investissement élevé, pertes d'énergie élevées) et / ou certaines zones rurales demeurent non desservies.

Le risque de retard dû à la mobilisation du financement: les scénarios de l'EEEOA et de l'IREED se concentrant essentiellement sur les grands projets qui suivent la logique de la viabilité économique sont exposés à un risque élevé de retard dans la mise en œuvre en raison des difficultés à obtenir du financement. Et ce en particulier dans le nouveau contexte international actuel caractérisé par une grave crise financière qui pourrait rendre le financement plus incertain. Une différenciation sur les segments de l'investissement et de l'intérêt pour les projets de moindre envergure (par ex. la petite hydraulique) pourrait aider à réduire ce risque.

3.9. Les limites des scénarios de l'EEEOA et de l'IREED

3.9.1. Le centrage exclusif sur l'électricité

Étant donné que les rapports de l'EEEOA/UEMOA sont plus axés sur l'électricité ils laissent à l'écart d'autres énergies renouvelables (tels que les systèmes thermiques solaires, le biogaz) pour la cuisson, le chauffage ou le refroidissement. Toutefois, certaines de ces solutions peuvent être de grande valeur pour certains des pays de la CEDEAO. En outre, le Schéma directeur de l'EEEOA ne considère pas les PCH comme une option d'énergie renouvelable, ce qui exclut l'une des technologies les plus compétitives des projections de scénarios.

3.9.2. Les zones rurales hors réseau

Il y a une autre question que les deux scénarios ne traitent pas très bien et qui est celle des besoins des zones rurales. Les deux initiatives sont davantage axées sur le marché régional de l'électricité qui satisfera principalement les besoins des zones urbaines et dans une certaine mesure aussi les zones périurbaines (extension du réseau, par exemple). La mise à disposition de grandes quantités d'électricité à meilleur marché au niveau national ne signifiera pas nécessairement un accès accru pour les zones rurales, puisque sa distribution dans les zones rurales les moins peuplées peut être une affaire coûteuse. L'approche régionale introduit un biais technologique pour l'électrification rurale. L'électricité dite bon marché et abondante conduit à des hypothèses en faveur de l'électrification rurale par raccordement au réseau qui ne sont pas remises en question puisque le raccordement au réseau est réputé être le produit de qualité que méritent les centres administratifs ou les villages de personnalités politiques influentes. Cela a souvent pour conséquence la construction de réseaux de distribution MW non économiques qui empêchent dans le court et le moyen terme une approche EnR au moindre coût. Lorsque l'on regarde le catalogue des technologies mises au point dans les deux études, seules les technologies de grande envergure sont prises en compte comme par exemple les chaudières à lit fluidisé pour les utilisations de la biomasse ou les grandes centrales hydroélectriques ou éoliennes de 1 MW. L'approche renforce ainsi la tendance traditionnelle en faveur du raccordement au réseau.

3.9.3. La question de la biomasse

Malgré le fait que de nombreuses incertitudes soient liées au financement et au calendrier de mise en œuvre de ces plans, le contexte global pour l'alimentation régionale en électricité tel que l'envisagent les projets de l'EEEOA et de l'IREED a un sens dans une vision économique. Puisque les



besoins en électricité et l'approvisionnement en énergie sont les principales préoccupations de ces grands programmes, on accorde peu d'attention aux ressources de la biomasse qui constituent environ 75% du bilan énergétique global de la CEDEAO et de l'UEMOA. Ces ressources sont souvent surexploitées ou exploitées de façon non durable, en particulier pour la cuisson. Toutefois, si les utilisations finales peuvent être gérées de manière durable, et des mesures de gestion durable des forêts et de régénération prises, des quantités importantes de biomasse ligneuse pourraient être libérées, ce qui pourrait être utilisé pour la production d'énergie conjointement avec des sous-produits résiduels de l'agriculture, comme c'est actuellement le cas dans de nombreux pays en développement. Mais cela nécessitera un changement de mentalité pour de nombreux décideurs politiques, étant donné que le bois pour la production d'énergie est un sujet tabou pour beaucoup d'entre eux. Cela restera un enjeu important.

3.9.4 *Stabilité du réseau et réseaux intelligents (smart-grids)*

Bien que les scénarios de l'EEEOA et de l'IREC considèrent l'éolien et le solaire comme des technologies de production d'énergie renouvelable qui contribuent au bouquet énergétique, aucune mention n'est faite du contrôle et de la surveillance technique des charges intermittentes afin d'assurer un fonctionnement performant et fiable des technologies EnR. La promotion des réseaux intelligents pourrait aider à résoudre les problèmes liés à un approvisionnement et une utilisation de l'électricité efficace et fiable ainsi qu'à l'intégration des sources d'énergie renouvelables. Dans la plupart des pays, la question de la stabilité du réseau ne sera pas pertinente, car la contribution des énergies renouvelables intermittentes restera moindre. Toutefois, dans le cas de certains réseaux au Cap-Vert, la question de la stabilité du réseau devient un facteur restrictif pour introduire davantage d'énergie éolienne (par exemple Praia, São Vicente, Saint-Antão).



4 Le cadre institutionnel régional pour l'énergie

Au début des années 80, les Chefs d'État de la CEDEAO ont identifié la nécessité d'une approche plus pragmatique de la lutte contre la pauvreté énergétique en prenant des décisions importantes sur le programme énergétique régional. Il s'agit notamment de l'adoption de la politique énergétique de la CEDEAO en décembre 1982, la décision de mettre en place un marché régional de l'électricité (EEEO) en décembre 1999, l'adoption du Protocole sur l'énergie de la CEDEAO en janvier 2003, l'adoption en janvier 2006 du Schéma directeur sur la production et le transport de la CEDEAO, ainsi que l'adoption en janvier 2008 d'un acte additionnel mettant en place un régulateur régional pour assurer un échange d'énergie ouvert et transparent en Afrique de l'Ouest.

En 2006, la CEDEAO / UEMOA a adopté le Livre blanc sur l'accès aux services énergétiques modernes pour les populations des zones rurales et péri-urbaines. Ces initiatives reflètent un élan croissant en faveur de l'intégration des marchés de l'énergie dans la région et justifient donc une approche régionale pour le développement des secteurs des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Par exemple, le Livre blanc de la CEDEAO / UEMOA prévoyait qu'au moins 20% des nouveaux investissements dans la production d'électricité dans la région serait alimentés par des ressources renouvelables. C'est dans ce contexte que lors de sa 61^{ème} session à Ouagadougou, au Burkina Faso, le Conseil des Ministres de la CEDEAO a demandé à la Commission de recentrer son programme d'accès à l'énergie sur la promotion de l'utilisation de sources d'énergie alternatives, notamment l'énergie solaire, l'énergie éolienne et les autres énergies renouvelables et a posé les bases de la création du Centre de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CERECEC) le 23 Novembre 2008.

Parmi les principaux textes juridiques:

- Le Traité de la CEDEAO et le Protocole sur l'énergie de la CEDEAO qui donnent le contexte juridique de l'EEEO
- Les articles de convention sur l'organisation et le fonctionnement du système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest-Africain (Octobre 2005) définissant le caractère obligatoire des projets de production d'énergie régionale. L'EEEO a été créée en 2006 et est basée à Cotonou au Bénin.
- Le règlement C/REG.27/12/07 sur la composition, l'organisation et le fonctionnement de l'Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO.
- L'Acte additionnel A/SA.2/1/08 instituant l'Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO (ARREC), qui est constituée et basée à Accra (Ghana) depuis 2007.
- Le règlement C/REG.23/11/08 instituant le CERECEC, le Centre régional pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique basé à Praia, Cap-Vert.

Quatre institutions fondamentales ont été créées et sont pleinement opérationnelles.

4.1. Le Centre de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CERECEC)

Le CERECEC est une institution spécialisée de la CEDEAO avec un mandat public pour promouvoir le marché régional des énergies renouvelables (EnR) et de l'efficacité énergétique (EE). Il agit comme un organisme indépendant, mais dans le cadre juridique, administratif et financier de la CEDEAO. Le Centre a été créé en 2010 avec l'appui de la CEDEAO, des Gouvernements autrichien et espagnol et avec l'assistance technique capitale de l'Organisation des Nations Unies pour le développement industriel (ONUDI). Le CERECEC vise les objectifs suivants:

- promouvoir le développement durable en Afrique de l'Ouest en améliorant l'accès aux services énergétiques modernes, la sécurité énergétique et l'atténuation des changements climatiques par l'utilisation des EnR et de l'EE.
- créer un environnement favorable aux marchés régionaux des EnR & EE en réduisant les divers obstacles à la diffusion des technologies et services énergétiques verts.



Avec ses activités le CERECC contribue:

- au programme des Nations Unis pour une énergie durable pour tous (SE4ALL) qui présente des objectifs complémentaires, à atteindre d'ici 2030: l'accès universel à des services énergétiques modernes, abordables et fiables ; le doublement du taux d'amélioration mondial dans le domaine de l'efficacité énergétique ; le doublement de la part d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique mondial.
- au scénario du Schéma directeur de l'EEEAO qui vise à doubler la capacité de production électrique régionale d'ici 2025
- au Livre Blanc de la CEDEAO sur l'accès de l'énergie qui prévoit qu'au moins 20% des nouveaux investissements d'électrification rurale doit provenir de ressources renouvelables disponibles localement.

La portée géographique du CERECC est définie comme suit. Le Centre:

- soutient et exécute des activités et projets EnR & EE qui couvrent un ou plusieurs pays de la CEDEAO : Bénin, Burkina Faso, Cap-Vert, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée-Bissau, Côte d'Ivoire, Libéria, Mali, Niger, Nigeria, Sénégal, Sierra Leone, et Togo.
- se concentre principalement sur les activités et projets ayant un impact régional ou sur les projets nationaux qui démontrent un fort potentiel de changement d'échelle ou de réplification régionale.
- travaille en zones urbaines ainsi que périurbaines et rurales. En raison de la grande pertinence de technologies et services EnR & EE décentralisés pour les zones rurales, le Centre lancera un programme spécial d'énergie rurale.

Le Centre promeut les technologies / solutions énergétiques suivantes:

- Toutes les énergies renouvelables et les technologies et solutions d'efficacité énergétique appropriées, y compris les systèmes hybrides et les mini-réseaux utilisant en partie les énergies renouvelables.
- Les petits projets hydroélectriques avec en général une capacité maximale de 30 MW.
- Les projets de biocarburants qui démontrent leur durabilité..
- Les projets visant à encourager la cuisson au gaz de pétrole liquéfié (LPG) sont éligibles en raison de leur grand intérêt pour les groupes de population à faible revenu.

Le Centre met en œuvre des activités, des programmes et des projets dans le cadre des quatre domaines suivants :

- Les cadres politiques, juridiques et réglementaires adaptés
- Le développement de capacités et la formation
- La gestion des connaissances, la sensibilisation, le plaidoyer et les réseaux
- La promotion des entreprises et investissements

Le CERECC offre les services suivants aux clients et groupes cibles:

- Développer et mettre en œuvre un cadre politique régional EnR & EE cohérent au niveau de la CEDEAO et faciliter sa mise en œuvre aux niveaux nationaux ;
- Élaborer et exécuter des programmes et projets régionaux avec d'autres partenaires et de mobiliser des fonds ;
- Jouer le rôle de point d'entrée majeur pour la mise en œuvre de financements internationaux pour atténuer le changement climatique dans le secteur de l'énergie (par exemple, les Nations Unies, le FEM, la BIRD) ;
- Fournir des co-financements pour des programmes répondant à la demande et des projets



exécutés par les secteurs public et privé ou la société civile dans la région (par exemple appels à propositions et appels d'offres) ;

- Fournir un cadre pour les activités de renforcement des capacités et renforcer les réseaux entre les institutions de recherche et de formation ainsi qu'organiser des ateliers de formation des formateurs ;
- Mettre à jour et fournir des informations sur les EnR & EE et des données pour les investisseurs ;
- Assurer le rôle de Think tank, de lobbyiste et de plateforme de conseil pour les EnR & EE en Afrique de l'Ouest ;
- Faciliter la mise en réseau et co-organiser des conférences, des forums et des ateliers ;
- Faciliter la coopération nord-sud et sud-sud pour le transfert de technologies et de connaissances.

La structure institutionnelle du Centre comprend:

- le Secrétariat basé à Praia, Cap-Vert
- le Conseil exécutif (CE)
- le Comité technique (CT)
- les Institutions Focales Nationales (IFN) dans les 15 pays de la CEDEAO.

Le **Secrétariat du CEREEC** est basé dans la capitale Praia au Cap-Vert, et fonctionne dans les trois langues de la CEDEAO (anglais, français, portugais). Il fonctionne avec une petite équipe multinationale d'Afrique de l'Ouest et du personnel international à temps plein.

Le CEREEC a mis en place **un réseau d'Institutions Focales Nationales (IFN)** qui relie entre eux le Secrétariat et tous les États membres de la CEDEAO. Les activités du Centre sont menées en coopération avec les IFN ou d'autres entités des secteurs public et privé. Le Secrétariat met en œuvre les activités et élabore les plans de travail annuels et des rapports de situation, et soumet les documents au Comité technique et au Comité exécutif pour révision et approbation.

Le Centre est dirigé par un **Conseil exécutif (CE) et un Comité technique (CT)** qui se réunissent normalement deux fois par an. Le CE est la plus haute instance décisionnelle qui fournit une orientation stratégique et approuve les programmes de travail annuels, les rapports et les états financiers du Centre. L'orientation technique est assurée par le Comité technique (CT). Le CT a pour rôle d'examiner les principaux documents techniques et rapports à soumettre au CE. Si nécessaire, le CT examine les projets qui seront financés par les fonds du CEREEC et conseille le CE pour leur approbation.

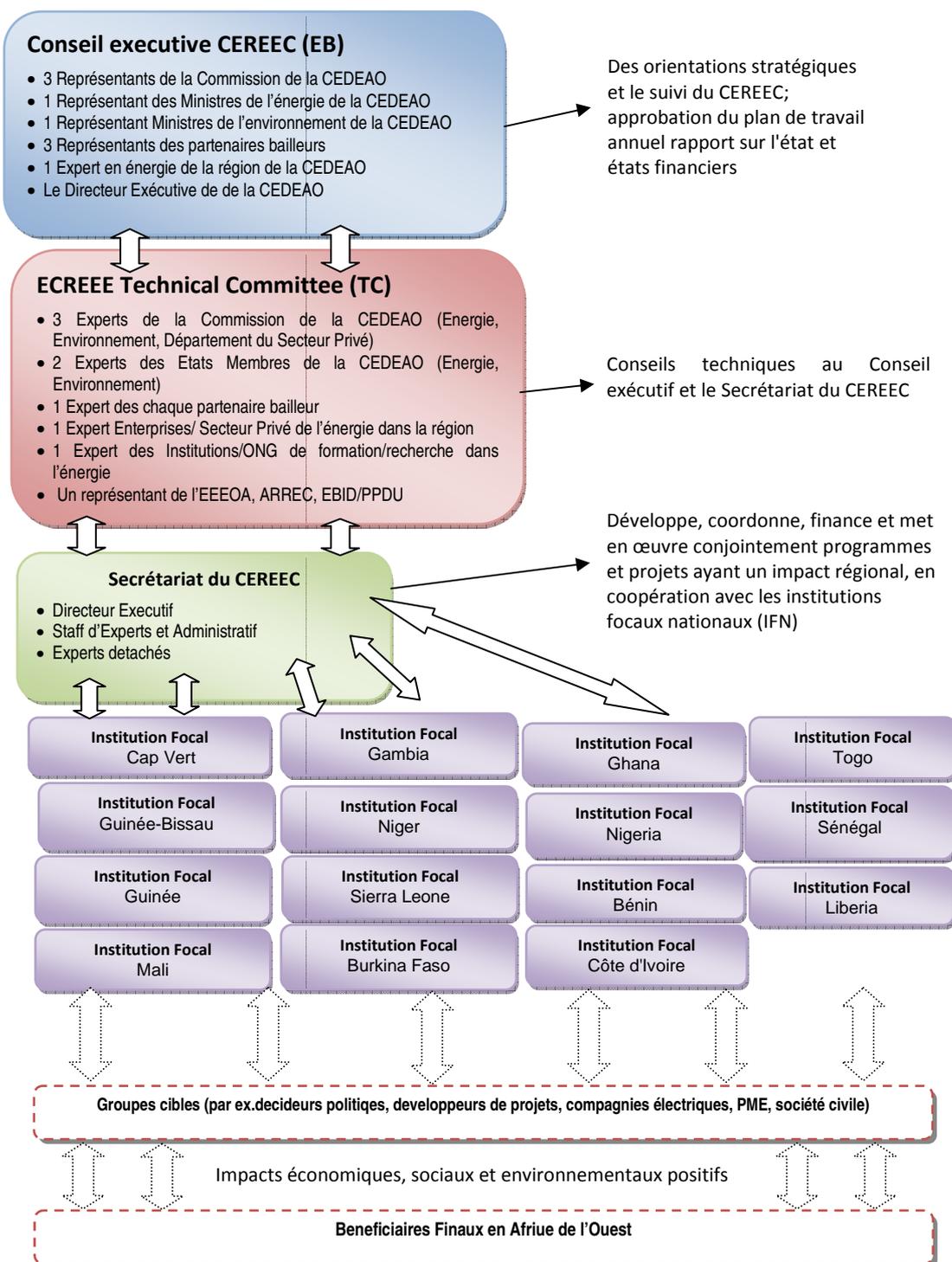


Figure 17: Structure institutionnelle du CEREEC

4.2. Le système d'Echanges d'Énergie Électrique Ouest-Africain (EEEOA)

L'EEEOA est organisé avec son Assemblée générale, un Conseil exécutif, des comités d'organisation, le Secrétariat général de l'EEEOA et le centre d'information et de coordination de l'EEEOA. Le système d'Echanges d'Énergie Électrique Ouest-Africain réunit les sociétés électriques nationales de 14 des 15 États membres de la CEDEAO, à l'exception du Cap-Vert qui est un archipel sans connexion électrique avec le continent africain. La vision de cette organisation est de « développer et mettre en



place un mécanisme coopératif de mise en commun de l'énergie pour l'intégration des exploitations des systèmes électriques nationaux au sein d'un marché électrique régional unifié."

À l'heure actuelle, l'EEEOA promeut le développement des infrastructures (réseau de transport haute tension reliant les différents systèmes énergétiques, et capacités de production de grande puissance pour résoudre la crise énergétique récurrente) et l'élaboration de normes électriques communes pour promouvoir et obtenir une synchronisation complète de la région de l'EEEOA.

Comme cela a été dit précédemment, l'EEEOA est une association de toutes les sociétés électriques privées et publiques qui opèrent dans les limites de la région continentale de la CEDEAO (les sociétés électriques du Cap-Vert ne sont pas affiliées à l'EEEOA). Certains pays comme le Ghana et le Mali ont plusieurs sociétés représentées (par exemple les 3 sociétés électriques ghanéennes : GRIDCO, VRA, et ECG). L'EEEOA représente les intérêts des entreprises régionales du secteur de l'énergie et n'est pas en soi une institution politique avec des pouvoirs décisionnels comme l'est la CEDEAO.

Les organes décisionnels de l'EEEOA sont l'Assemblée générale et son Conseil exécutif qui est chargé de mettre en œuvre les décisions prises par l'Assemblée générale. Trois comités aident le Conseil exécutif dans ses fonctions et ses tâches:

- le Comité d'ingénierie et des opérations en charge des normes ;
- le Comité de planification stratégique en charge de la coordination générale des activités de planification (réseaux de transport et nouvelles capacités de production).
- le Comité des finances et des ressources humaines, qui sera divisé en deux comités distincts pour faire face au développement des activités de l'EEEOA.

Les activités quotidiennes de l'EEEOA sont coordonnées par le secrétariat général de l'EEEOA basé à Cotonou. Le secrétariat est organisé en trois divisions:

- Division des opérations (Centre d'Information et de Coordination)
- Division Finance, Marchés et Ressources Humaines
- Division de la planification, de la programmation des investissements et de la protection environnementale

4.2.1. Les priorités de l'EEEOA

Les priorités actuelles de l'EEEOA sont de développer et de créer les conditions nécessaires à l'émergence d'un marché unique dans les limites fixées par l'EEEOA en:

- Développant et coordonnant le Schéma directeur de l'EEEOA qui devrait fournir à l'horizon 2020/25 une capacité de production et de transport d'électricité suffisante au niveau régional ; En 2011 le Schéma directeur révisé a été adopté.
- Préparant le manuel d'utilisation de l'EEEOA, qui donne des règles, des normes et des spécifications techniques, des droits et des devoirs pour les opérateurs des systèmes et des producteurs d'électricité opérant sur le réseau régional, et en s'assurant de faire approuver ce manuel par toutes les entreprises électriques des pays membres de l'EEEOA. Ce manuel est terminé mais pas encore approuvé par les autorités nationales. Toutefois, ce manuel ne prend pas en compte le caractère technique spécifique de la production d'électricité EnR (par exemple les variations de l'offre). Comme les productions d'EnR à plus grande échelle sont prévues après 2017, le manuel sera révisé à ce moment-là.
- Accélération la synchronisation des différents systèmes électriques. Actuellement, il y a seulement trois sous-systèmes électriques qui sont synchronisés (fonctionnant à la même fréquence synchrone) : deux sous-systèmes dans la zone A de l'EEEOA (partie est de l'EEEOA) le bloc Côte d'Ivoire – Burkina – Togo - Bénin, et Niger – Nigeria - Bénin et le bloc Mali - Sénégal dans la zone B de l'EEEOA. Les deux blocs de la zone A ne peuvent pas être



synchronisés à l'heure actuelle en raison des importantes fluctuations de fréquence qui se produisent au Nigeria. Tous les autres pays fonctionnent comme des réseaux nationaux distincts et appartiennent à la zone B de l'EEEOA (Gambie, Guinée Bissau, Guinée, Sierra Leone et Libéria)

- La création d'un marché de l'énergie nécessite un réseau régional synchronisé et unifié. Cela nécessite également la création de deux nouvelles fonctions régionales : un opérateur de système régional surveillant et contrôlant en temps réel les flux d'énergie sur le réseau en étroite collaboration avec les gestionnaires de réseaux nationaux et un opérateur de marché qui doit programmer la prévision de la demande et suivre les ventes et les échanges d'électricité sur le plan commercial. Ces fonctions n'existent pas actuellement. L'EEEOA prévoit de construire, dans un avenir proche, le centre de coordination technique dans le voisinage de Cotonou, qui contrôlera les échanges électriques entre la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Burkina Faso, et le Togo et le Bénin, lorsque le Bénin n'est pas approvisionné par le Nigeria.

4.3. L'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC)

L'ARREC est le régulateur régional pour les interconnexions électriques transfrontalières en Afrique de l'Ouest. La mission et les objectifs de l'ARREC sont les suivants:

- Régulation des connexions électriques transfrontalières et des échanges commerciaux entre les États membres de la CEDEAO
- Mise en place d'une méthodologie claire et transparente de calcul des tarifs pour les échanges régionaux d'énergie électrique
- Facilitation de la mise en place d'un environnement réglementaire et économique pour le développement du marché régional
- Réglementation technique du système régional d'échange d'énergie électrique et suivi des opérations sur le marché régional
- Appui à la Commission de la CEDEAO pour définir la stratégie pour la politique énergétique régionale
- Mise en place de méthodes efficaces de règlement des différends entre les acteurs du marché régional
- Appui aux organismes nationaux de réglementation de la CEDEAO sur le renforcement des capacités et les questions techniques sur demande

L'ARREC est régie par un organe décisionnel et managérial appelé le Conseil régulateur. Le Conseil régulateur se compose actuellement de trois membres, présidé par le président et accompagné de deux autres membres (et sera plus tard élargi à 5 membres). Les membres du conseil sont nommés pour une durée déterminée non renouvelable de 5 ans. Le Conseil est appuyé par un groupe d'experts en charge du fonctionnement quotidien de l'ARREC.

4.4. La Société d'exploitation du Gazoduc Ouest Africain (WAPCo)

La WAPCo est une société à responsabilité limitée qui possède et exploite le gazoduc ouest-africain (WAGP) sous les auspices de la CEDEAO. La société a son siège à Accra, au Ghana, avec un bureau à Badagry, Nigeria, et des bureaux délocalisés à Cotonou (Bénin), Lomé (Togo), ainsi qu'à Tema et Takoradi, au Ghana. La WAPCo est une *joint-venture* entre des entreprises des secteurs public et privé du Nigeria, du Bénin, du Togo et du Ghana. La mission principale de l'entreprise est de transporter le gaz naturel depuis le Nigeria vers ses clients au Bénin, au Togo et au Ghana en toute sécurité, responsabilité, et fiabilité, à des prix concurrentiels par rapport aux autres combustibles. La WAPCo est la propriété de Chevron West African Gas Pipeline Ltd (36,7%) ; de la Nigerian National



Petroleum Corporation (25%) ; de Shell Overseas Holdings Limited (18%) et de Takoradi Power Company Limited (16,3%), de la Société Togolaise de Gaz (2%) et de la Société BenGaz SA (2%). L'Autorité du Gazoduc Ouest Africain basée à Abuja est l'organisme régulateur de la WAPCo.

4.5. Problèmes principaux pour le développement d'un marché de l'électricité intégré

Une question institutionnelle majeure de l'EEEOA est de préparer les Etats membres à modifier leurs législations sur l'électricité, afin d'ouvrir l'accès aux capacités de transport inutilisées des réseaux HT nationaux, en tant que composantes du réseau de transport régional. Une évaluation de tous les éléments constituant ce réseau de distribution régional doit être réalisée afin d'estimer quel type d'investissement appuiera à l'avenir les acteurs aux niveaux nationaux ou régional. À l'heure actuelle, le Nigeria et le Ghana sont les deux pays laissant libre accès à leur réseau de transport. Les sociétés électriques nationales restantes (verticalement intégrés ou dérégulés) maintiennent en vigueur leur monopole en tant qu'acheteur unique sur le réseau de transport national, sans autoriser l'accès à un tiers.

Il est également essentiel de décider d'une institution à laquelle attribuer les fonctions d'opérateur de marché. Toutefois, il n'a pas encore été décidé si les fonctions d'opérateur du marché seront attribuées à une institution existante ou s'il est préférable d'en créer une à ces fins. En ce qui concerne la supervision et le suivi des échanges d'énergie, un centre de coordination technique doit être créé. Une parcelle de terrain est déjà allouée à la construction du Centre de coordination à Cotonou. Cependant, le centre de dispatching de la Côte d'Ivoire a pour ambition de jouer ce rôle. Un manuel d'utilisation élaboré par le secrétariat de l'EEEOA recommande des normes techniques pour l'exploitation sûre et efficiente des réseaux régionaux. Ce manuel n'a pas encore été approuvé par les membres des sociétés électriques nationales de l'EEEOA, car seulement quelques-uns d'entre eux sont interconnectés. Le secrétariat de l'EEEOA suit la mise en œuvre des ajustements des normes nationales en conformité avec le manuel d'exploitation régional. Ce manuel devra être révisé pour tenir compte de l'intermittence de la disponibilité de la production d'énergie EnR (solaire et surtout éolienne).

À l'heure actuelle, tous les échanges d'énergie et les accords commerciaux sont bilatéraux entre les compagnies électriques nationales concernées. Etant donné que le libre accès n'est pas en place, les échanges d'électricité avec un pays tiers ne sont pas possibles, comme c'est le cas pour l'échange entre la Côte d'Ivoire et le Bénin-Togo (CEB). Le Ghana achète de l'énergie à la Côte d'Ivoire pour la vendre à la CEB. L'EEEOA codifie les échanges commerciaux bilatéraux et développe des contrats types pour les transactions. Une définition et une qualification des acteurs du marché est également en cours et le rôle et les obligations des Opérateurs de systèmes de transport (OST) en ce qui concerne le centre régional de coordination sont en cours d'élaboration.

L'Autorité de régulation régionale, l'ARREC, est en place et opérationnelle. Mais tous les Etats membres de la CEDEAO ne disposent pas encore d'un organisme de régulation opérationnel, comme par exemple le Bénin ou le Burkina Faso. En matière de régulation, la prochaine grande étape sera de définir les mandats, les obligations et les devoirs de l'opérateur de marché régional, pour permettre un « marché J+1 » et suivre toutes les transactions bilatérales transitant par des pays tiers. Des modèles de contrat doivent être créés par le secrétariat général de l'EEEOA durant la phase de préparation actuelle. Les procédures concernant ces contrats devraient être développées ultérieurement par l'opérateur du marché dans le cadre de ses activités initiales.

En conclusion, l'intégration physique des réseaux électriques de l'EEEOA est une condition préalable à un échange d'énergie étendu entre les blocs distincts ou les systèmes nationaux. Selon le Schéma directeur, cette intégration devrait être réalisée à l'horizon 2017-18, qui correspond à l'achèvement des grands programmes d'infrastructures régionales (grands barrages hydro, interconnexions et grandes centrales à gaz à cycle combiné).



Tant que toutes les autorités compétentes des Etats membres de la CEDEAO n'auront pas accordé le libre accès à leur réseau de transport, la création du marché régional restera à sa phase actuelle de préparation. Il est important que le centre de coordination qui contrôle les échanges d'énergie inter frontaliers sur le réseau régional soit établi et commence à fonctionner à titre d'essai pour acquérir de l'expérience et pour guider les opérateurs des systèmes nationaux (OST) dans leurs nouvelles fonctions et responsabilités. Les pays doivent atteindre un seuil minimum dans l'adoption et la mise en œuvre des normes régionales, qui constituent le préalable pour l'exploitation en toute sécurité du réseau régional.

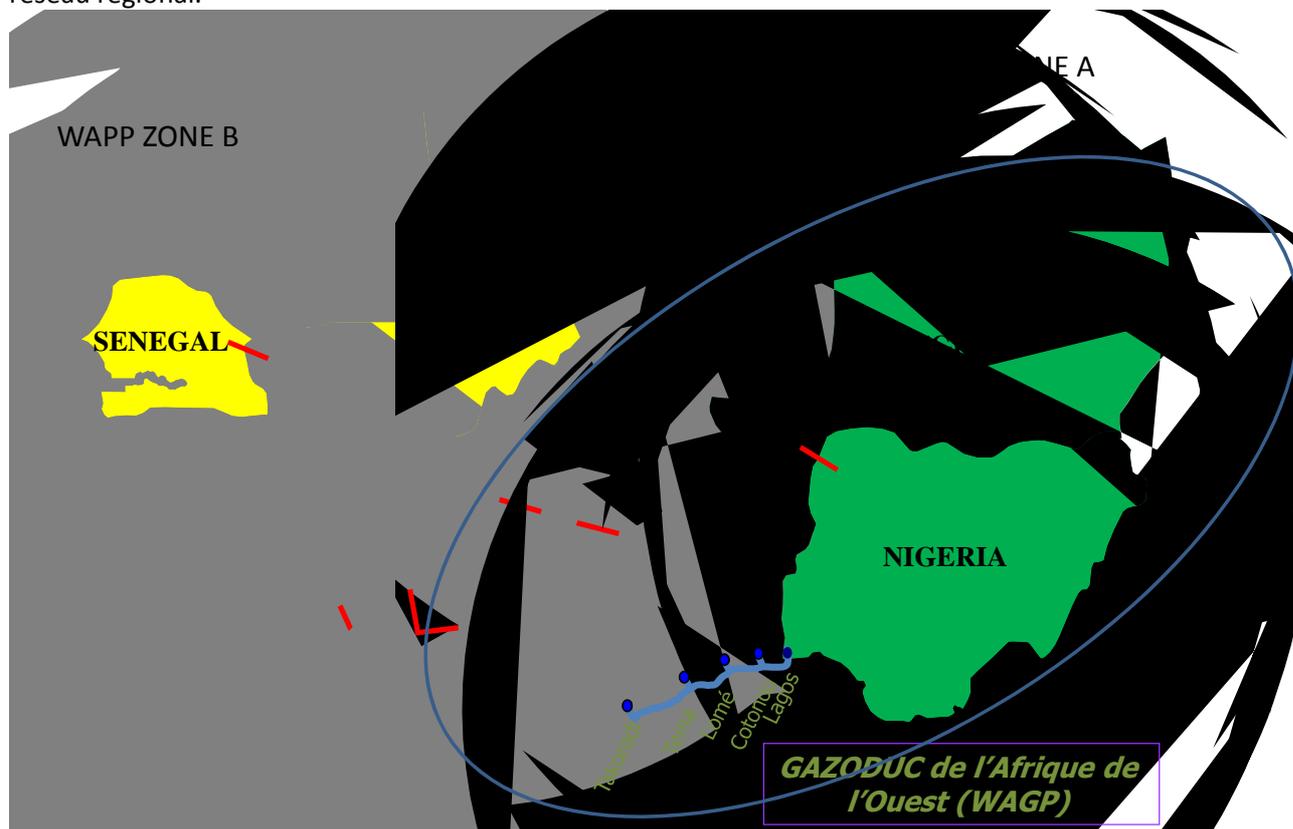


Figure 18: La situation actuelle de l'EEEOA en ce qui concerne la synchronisation des réseaux



5 Cadres nationaux institutionnels et réglementaires

Résumé:

Les niveaux de mise en œuvre du Livre blanc de la CEDEAO / UEMOA et l'intégration des énergies renouvelables dans les documents stratégiques de réduction de la pauvreté varient selon les pays de la CEDEAO:

- Le Burkina Faso, le Ghana, la Guinée, le Libéria et le Niger ont élaboré un Livre blanc stratégique pour l'accès aux services énergétiques modernes, en suivant les directives régionales
- Le Mali et le Sénégal ont développé des outils et des politiques adéquates dans le but d'intégrer l'accès à l'énergie et l'utilisation de l'énergie renouvelable dans les principaux documents politiques, pour l'intégrer au programme présidentiel
- Le Nigeria a élaboré son Schéma directeur de l'énergie renouvelable et a créé une Agence pour l'électrification rurale (2006). Au Bénin, une étude sur «les énergies renouvelables pour le développement durable» financée par le PNUD a été réalisée en 2010
- Certains pays n'ont pas encore commencé (la Guinée-Bissau et le Togo) ou sont sur le point de commencer (la Sierra Leone et la Gambie) cet exercice de politique.

L'intégration de l'EnR dans les cadres nationaux politiques et réglementaires

La politique nationale a toujours mis l'accent sur le secteur conventionnel et centralisé d'énergie électrique. Cependant, 3 groupes différents peuvent être différenciés dans les pays de la CEDEAO:

- **Un groupe pionnier de la CEDEAO (Cap-Vert)** a réussi à adopter une politique et a déjà progressé dans sa mise en œuvre.
- **Un deuxième groupe de la CEDEAO** est composé des pays qui s'efforcent d'élaborer, d'adopter ou de mettre en œuvre une politique d'EnR: le Sénégal, le Ghana, le Mali, le Libéria, la Guinée et le Nigeria ont une politique détaillée en matière d'énergies renouvelables, signée au niveau national ou présidentiel.
- **Un troisième groupe de la CEDEAO** est composé de pays où les EnRs ne sont pas mis en exergue, mais sont mentionnées comme outils pour la diversification du bouquet énergétique afin de réduire la dépendance vis-à-vis du pétrole ou d'accroître l'accès aux services énergétiques modernes dans les régions rurales. .

Les objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables

En général, on peut observer qu'il y a cinq pays qui n'ont pas d'objectifs définis à ce jour en matière d'énergies renouvelables: la Guinée-Bissau, le Burkina Faso, la Sierra Leone, le Togo et la Gambie. Toutefois, ces pays développent activement des projets d'EnR, comme le Burkina Faso (PV et biocarburants), le Togo (éolien), la Sierra Leone (Petite centrale hydraulique) et la Gambie (éolienne et biocarburants). Pour les autres, des objectifs sont fixés même si parfois les chiffres prêtent à confusion étant donné que souvent il n'est pas clair si l'objectif EnR se réfère à la capacité de production ou la production d'électricité ou, dans d'autres cas, si les pays comptabilisent des grandes centrales hydroélectriques dans les statistiques ou seulement les nouvelles EnR. Seuls quelques pays font la différence entre l'énergie électrique et l'énergie thermique (chaleur et froid). Cependant, dans la plupart des pays, la mise en œuvre de ces politiques et ces objectifs à travers les lois, les règlements, les allocations budgétaires et les incitations financières reste très imparfaite.



Les autres questions qui entravent le développement des énergies renouvelables:

- *La présence de mesures incitatives mises en place pour promouvoir les investissements dans la production d'énergie conventionnelle (par exemple, les subventions aux combustibles fossiles).*
- *Le subventionnement du réseau électrique a jusqu'ici pénalisé les investissements dans des solutions énergétiques alternatives.*
- *Le manque de responsabilité claire dans la mise en œuvre de la politique en matière d'énergies renouvelables dans de nombreux pays. Seuls quelques pays ont des agences spécialisées en énergie renouvelable.*
- *Le manque de coordination avec les autres ministères en charge des sources d'énergies renouvelables*
- *La position de monopole des compagnies nationales d'électricité qui empêche le développement du secteur privé*
- *L'accès au tiers non discriminatoire au réseau électrique national pour l'énergie renouvelable n'est pas assuré*
- *Les Agences d'Electrification Rurale créées pour prendre en charge l'électrification rurale décentralisée et leur financement n'ont pas pleinement remplies leurs missions et la plupart se concentrent sur des projets ruraux d'extension de réseau. Seules quelques-unes d'entre-elles intègrent des solutions d'énergies renouvelables dans leur programme d'activité (par exemple, les mini-réseaux, les systèmes isolés)*
- *A l'exception du Cap-Vert, du Nigeria et du Ghana, il n'existe pas, dans de nombreux pays de la CEDEAO, d'autorité de régulation qui ait un mandat spécifique pour les énergies renouvelables.*
- *Dans la plupart des pays, le cadre juridique et réglementaire pour les PPI et les PPP dans le secteur de l'énergie est inexistant ou peu appliqué*
- *En ce qui concerne les normes et l'étiquetage, certains pays font des efforts, en particulier pour les foyers améliorés (Burkina Faso, Mali, Bénin, Togo) et les EnRs (Ghana)*
- *Les banques et les investisseurs continuent à se concentrer sur des projets d'envergure dans le secteur conventionnel et ignorent les petits investissements en EnR*

5.1. L'énergie renouvelable dans les DSRP et dans le Livre Blanc la CEDEAO/UEMOA

L'une des principales conclusions du Sommet de la Terre, qui s'est tenu à Johannesburg en 2003, était que l'énergie était l'OMD oubliée. De nombreuses initiatives ont été lancées afin d'intégrer l'énergie dans l'agenda de développement national. A la même époque, les différents documents de stratégie de réduction de la pauvreté sont devenus une référence pour les donateurs multilatéraux et surtout bilatéraux. Pour faciliter ce processus la CEDEAO / UEMOA a adopté le Livre blanc sur l'accès aux services énergétiques modernes dans les zones périurbaines et rurales (voir d'autres explications dans les chapitres précédents). La politique régionale et ses activités prévues visant à promouvoir l'élaboration de politiques nationales et de programmes d'investissement sur l'accès à l'énergie sont à inclure dans les DSRP nationaux afin de garantir des ressources financières adéquates. Le tableau ci-dessous indique le statut et le niveau de mise en œuvre du Livre blanc de la CEDEAO / UEMOA dans les différents pays et indique dans quelle mesure l'énergie renouvelable est prise en compte dans les documents de stratégie pour la réduction de la pauvreté respectifs (DSRP).



Table 7 La position de l'énergie renouvelable dans les DSRP

Access to modern energy	Benin	Burkina Faso	Cape Verde	Ghana	Guinea	Guinea-Bissau	Ivory Coast	Liberia	Mali	Niger	Nigeria	Senegal	Sierra Leone	The Gambia	Togo
Mention in PRSP															
Nat. white book			na			nil	na						2012	2011	nil

- Oui
 En partie
 Non ou information non disponible

Comme le montre le tableau ci-dessus, cinq pays ont élaboré un Livre Blanc stratégique pour l'accès aux services énergétiques modernes, en suivant les directives régionales (Burkina Faso, Ghana, Guinée, Libéria et le Niger). Cet exercice peut être considéré comme positif étant donné que de nombreux pays ont été en mesure d'interagir positivement avec la politique nationale de référence (DSRP) pour modifier de manière significative leur cadre institutionnel et réglementaire en matière d'énergie et mobiliser les moyens financiers pour mettre en œuvre leur stratégie.

D'autres pays, comme le Mali et le Sénégal, ont développé des outils et des politiques adéquates avec des résultats similaires, à savoir intégrer l'accès à l'énergie et l'utilisation de l'énergie renouvelable dans les principaux documents politiques, entre autre au programme présidentiel pour le Sénégal.

Au même moment le Nigeria a élaboré son Plan Directeur des Energies Renouvelables et a créé une Agence pour l'électrification rurale (2006). Au Bénin, une étude sur «les énergies renouvelables pour le développement durable» financée par le PNUD a été menée en 2010. Certains pays n'ont pas encore commencé (Guinée-Bissau et au Togo) ou sont sur le point de commencer (Sierra Leone et la Gambie) cet exercice politique: En général, il existe une bonne corrélation entre le niveau de préparation et la diligence à élaborer une nouvelle politique et la volonté affichée des décideurs centraux et sa mise en œuvre. Des pays comme la Sierra Leone, le Togo, la Guinée-Bissau, et dans une certaine mesure le Bénin, sont en retard par rapport à des pays qui ont été plus proactifs dans l'élaboration des politiques de l'énergie rurale et renouvelable.

5.2. Politiques objectifs et lois en matière d'EnR

5.2.1. Documents de politique nationale

En général, les politiques nationales des pays de la CEDEAO sont axées principalement sur les sources conventionnelles de production d'électricité. Dans le contexte de l'augmentation des prix des combustibles fossiles (flambée des prix du pétrole en 2008) et des préoccupations internationales liées au changement climatique, certains des pays de la CEDEAO ont commencé à élaborer des politiques énergétiques nationales qui mettent davantage l'accent sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Cependant, dans la plupart des pays, les politiques et les objectifs ne sont pas traduits en actions concrètes sous la forme de lois, de règlements, d'allocations budgétaires ou de mesures d'incitation. En outre, dans la plupart des cas, il n'existe pas de politique claire et / ou de stratégie pour l'intégration de l'EnR dans les zones rurales. Certaines de ces politiques sont faiblement développées et manquent de fondement technique. Les pays de la CEDEAO peuvent être divisés en trois groupes politiques:



- Le **groupe pionnier de la CEDEAO** a réussi à adopter une politique et a déjà progressé dans sa mise en œuvre. Ce groupe se compose actuellement seulement du Cap-Vert. Le gouvernement a fixé un objectif ambitieux de pénétration RE de 50% dans le mixte de production électrique d'ici 2020. Pour atteindre les objectifs, le gouvernement a également adopté le plan d'investissement "Cabo Verde 50% Renovavel em 2020" qui comprend une série de projets prioritaires (principalement l'éolien et photovoltaïque). En outre, le gouvernement a adopté une loi sur l'énergie renouvelable en 2011 qui oblige la compagnie nationale à permettre aux producteurs d'énergie indépendants (PPI) d'utiliser le réseau et à acheter l'électricité injectée. Jusqu'à présent, il n'existe pas de tarif de vente au réseau (FIT) et les prix de vente sont négociés par un Contrat d'achat d'énergie (PPA). Les ménages, raccordés au réseau ont la possibilité de déduire de leur consommation l'électricité qu'il pourrait produire dès leur prochaine facture d'électricité (production distribuée-net-metering).
- Un **deuxième groupe de la CEDEAO** est composé des pays qui font actuellement un effort pour élaborer, adopter ou mettre en œuvre une politique d'EnR: le Sénégal, le Ghana, le Mali, le Libéria, la Guinée et le Nigeria ont une politique énergétique détaillée au niveau national/ présidentiel. Toutefois, entre l'adoption et la mise en œuvre de la politique il y a très souvent un long chemin. Jusqu'à présent, seuls le Ghana et le Sénégal ont adopté une loi sur l'énergie renouvelable. La politique du Ghana prévoit également la mise en place d'un système de tarif d'achat d'électricité (FIT). Les tarifs pour les différentes technologies sont en cours de négociation. Le régulateur du Nigeria (NERC) est également en train d'élaborer un cadre réglementaire pour la promotion d'électricité à base d'énergie renouvelable au Nigeria.
- Un **troisième groupe de la CEDEAO** est composé des pays où l'énergie renouvelable n'est pas une priorité, mais est mentionnée comme outil pour la diversification de la production électrique, afin de réduire la dépendance aux produits pétroliers ou d'accroître l'accès aux services énergétiques modernes dans les zones rurales. Ces pays sont généralement aux prises avec un manque récurrent de capacité de production d'électricité et restent malheureusement axés sur le développement de leur système conventionnel d'approvisionnement électrique (qui est dans certains cas plus cher que l'option des énergies renouvelables).

Dans ce contexte, il convient de mentionner que dans les pays où une politique des énergies renouvelables a été adoptée, très souvent, les ressources financières allouées ou les conditions de mise en œuvre pratiques sont insuffisantes et ne permettent pas d'atteindre les objectifs fixés. Pour ces raisons certains pays ne profitent pas de leurs sources d'énergie renouvelables, bien que certains d'entre eux soient plus concurrentiels que les options à base de combustibles fossiles (gasoil, fuel lourd). En outre, dans la plupart des pays, le développement des énergies renouvelables est freiné par le manque de planification globale qui les inclurait dans une stratégie globale et la mise à disposition des moyens financiers pour les mettre en œuvre. La capacité technique adéquate fait souvent défaut. L'électrification rurale est trop souvent conçue comme une extension naturelle du plan national d'électrification par réseau, ce qui laisse peu de place à des solutions moins coûteuses de mini-réseaux et de systèmes isolés alimentés par des énergies renouvelables. Les subventions aux carburants conventionnels entravent le développement des énergies renouvelables, en devenant des coûts cachés dans la structure tarifaire de l'électricité. Actuellement, un pays comme le Ghana ont réduit les subventions.



Tableau 8 Niveau de l'intégration des énergies renouvelables dans les documents politiques en 2011

RE and Policy Documents	Benin	Burkina Faso	Cape Verde	Ghana	Guinea	Guinea-Bissau	Ivory Coast	Liberia	Mali	Niger	Nigeria	Senegal	Sierra Leone	The Gambia	Togo
RE /Energy Policy	En partie	En partie	Oui	Oui	Oui	Oui		na	Oui	Oui	Oui		na	Oui	
RE / Electricity bill				Oui					Oui			Oui	na	Oui	
Specific RE Policy			Oui	Oui				Oui			Oui	Oui			
Specific RE law			Oui									Oui			

Oui
 En partie
 Non ou information non disponible

5.2.2. Les objectifs nationaux d'énergie renouvelable

Il y a environ huit pays de la CEDEAO qui ont au moins inclus des objectifs à court terme et/ou à long terme en matière d'énergie renouvelable dans leurs politiques sectorielles de l'énergie ou de l'approvisionnement électricité

1. Le champion de l'EnR est évidemment le Cap-Vert qui cherche une pénétration de l'EnR de 50% dans le mix de production électrique d'ici 2020. L'objectif de pénétration de l'EnR de 25% a été atteint en 2012 comme prévu. Le Cap-Vert a donc la plus forte pénétration d'EnR par habitant dans la région de la CEDEAO. D'autres pays ont également adopté des objectifs: le Sénégal avec 15% de pénétration EnR en 2020, suivi par le Ghana et le Mali avec 10% de pénétration EnR respectivement en 2020 et 2022 et le Nigeria (10% de la capacité électrique installée d'ici 2020, et la Côte d'Ivoire avec 5% de pénétration EnR en 2015). Dans certains cas, des objectifs très ambitieux ont été fixés comme par exemple le Libéria avec 30% de pénétration EnR en 2015

- Il y a cinq pays qui n'ont pas défini d'objectifs RE de production électrique jusqu'à présent: la Guinée-Bissau, le Burkina Faso, la Sierra Leone, le Togo et la Gambie. Toutefois, ces pays développent activement des projets d'EnR, comme au Burkina Faso (photovoltaïque et biocarburants), le Togo (éolien) et de la Sierra Leone (Petite hydroélectricité) et la Gambie (éolienne et les biocarburants).

Il est à noter, que dans quelques cas seulement l'analyse technique a conduit à la définition des objectifs. Dans certains cas, le rapport coût-efficacité et la faisabilité restent discutables. Il y a confusion sur les objectifs fixés dans la plupart des pays et, selon les documents, les chiffres peuvent être différents. La question est aussi de savoir si les pays comptent des grandes centrales hydroélectriques dans les statistiques ou seulement de nouvelles EnR. Souvent, il n'est pas clair si la cible EnR se réfère à la notion de puissance/capacité ou de production électrique (ce qui fait une grande différence). Seuls quelques pays font la différence entre l'électricité et de l'énergie pour la production de chaleur ou de froid (Guinée, Libéria, Mali et Nigeria). La Guinée a fixé des objectifs très distincts en fonction de la topologie de ses zones écologiques et les potentialités des EnR (biomasse, petites centrales hydroélectriques, chauffe-eau solaire photovoltaïque et biogaz). Dans la plupart des cas, il n'existe pas de stratégie unifiée pour intégrer l'énergie renouvelable dans les politiques du développement rural (agriculture, éducation, santé).



Seuls quelques pays de la CEDEAO ont adopté des objectifs d'EnR. Un résumé de des objectifs de "nouvelles énergies renouvelables" est fourni ci-dessous:

Table 9 Targets for Renewable Energy penetration

Pays\Objectifs	Electricité connectée au réseau		Energie (chaleur, refroidissement)		Objectifs spécifiques du secteur (hors-réseau/zones rurales/non-électricité/pour la santé ou agriculture, etc.)
	Court Terme	Long terme	Court Terme	Long terme	
BENIN	36% (945 GWh* 2015)	37% de pénétration (1700 GWh* en 2025)	NA	NA	NA (Electrification Rurale, 170 localités par solaire PV)
BURKINA	NA	NA	NA	NA	NA
CAP VERT		50% pénétration			
COTE D'IVOIRE	5% 2015	NA	NA	NA	
GAMBIA	NA	NA	NA	NA	
GHANA		10% pénétration d'EnR en 2020			
GUINEE			By 2013: 5% de couverture en solaire thermique pour l'eau chaude et la cuisson	20% en 2025	Electrification Rurale à travers l'énergie solaire en 2013 (2% Moyenne Guinée; 4% Guinée maritime; 6% Haute Guinée; 1% Guinée forestière) Electrification Rurale à travers l'énergie solaire en 2025: (6% Moyenne G; 12% G. Maritime; 19% Haute G; 3% G. Forestière) 1% de couverture en éolien pour l'électrification rurale en 2025: (2% Moyenne G.; 3% G. Maritime; 3% haute G; 1% G forestière) 5% de la demande en zone rurale couverte par de digesteurs à biogaz dans le court terme (2013), 30% en 2025.
LIBERIA	30% pénétration d'EnR en 2015	NA	consommation d'EnR en 2015	NA	NA
Mali (1)		10% pénétration en 2022		15% pen by 2022	plus 10%/per year of GWh generated from RE and per household from 2014 onwards
NIGER (3)		10% d'EnR dans le mix énergétique en 2020			Réduction de l'utilisation de bois-énergie de 88% à 20% (2015) comme part de bois-énergie et déchets agricole dans le bilan énergétique global
NIGERIA (2)	5% 2015 (746 MW installés)	10% 2025 (2945 MW installés)	16% 2015	9% 2025	
SENEGAL		15% pénétration d'EnR en 2020 (Biocarburant, Hydro, EnR)			
SIERRA LEONE	NA	NA	NA	NA	NA
TOGO	NA	NA	NA	NA	NA

* Ces valeurs sont la part d'EnR dans l'offre totale d'énergie électrique

(1) SREP Mali Vol 1

(2) RE Master Plan Nov 2005 page 19 and RE Policy Guidelines

(3) Stratégie Nationale et Plan d'Action sur les Energies Renouvelables 2003



5.2.3. L'énergie renouvelable dans la législation et la régulation en matière d'électricité

Seule une petite partie des pays ont adopté des lois et réglementations en matière d'EnR:

- Au **Mali** la loi sur l'électricité (2000) incorpore l'option d'instaurer des tarifs d'achat.
- **Le Sénégal** a un très bon cadre réglementaire qui vise à intégrer l'EnR dans le secteur de l'énergie, le développement rural et la réduction de la pauvreté. Une loi qui fixe les conditions d'achat de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable a été adoptée en Décembre 2011. À l'heure actuelle, le gouvernement définit les tarifs de rachat pour les différentes technologies d'énergie renouvelable avec l'assistance technique de la GIZ.
- **Le Ghana** a adopté sa loi sur l'énergie renouvelable en 2012 qui comprend également la mise en place d'un système de tarifs d'achat. À l'heure actuelle, le gouvernement définit les différents tarifs pour les différentes technologies d'énergie renouvelable.
- **Le Cap-Vert** a élaboré une loi complète et détaillée pour l'EnR afin d'attirer les investisseurs privés ainsi que les producteurs indépendants. En outre, le gouvernement a entrepris une évaluation globale du potentiel de l'EnR et a adopté un plan d'investissement pour les différents sites de l'énergie solaire et éolienne.

5.2.4. Manque de coordination et de mandats clairs

Le goulot d'étranglement dans la plupart des pays est le manque d'objectifs pour la mise en œuvre de la politique d'EnR. Lors de leur mise en œuvre concrète, les décideurs sont confrontés à des obstacles divers. En général, il y a un manque de clarté des mandats et des responsabilités institutionnels en matière de mise en œuvre des EnR. Seuls quelques pays ont des agences spécialisées en énergie renouvelable. En général, la responsabilité des énergies renouvelables revient au ministère de l'Énergie et seulement dans quelques cas à une direction spécifique:

- Au Nigeria, la loi qui établit la Commission de l'Énergie du Nigeria (ECN) a été soumise aux législateurs nigériens pour amendements. Elle vise à donner à l'ECN le mandat de promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique au niveau national. À l'heure actuelle, plusieurs ministères ont des mandats qui se chevauchent.
- La Guinée a une Division de l'énergie renouvelable au sein de la Division nationale de l'énergie
- Le centre des énergies renouvelables de la Gambie (GREC) est le service technique de la DoSPEMR responsable des activités de recherche en matière d'énergies renouvelables ainsi du développement et de la promotion des énergies renouvelables. Cependant, l'état actuel du GREC est médiocre, avec un nombre très limité de personnel qualifié, et des bureaux, un matériel de bureau et des installations techniques obsolètes. On trouve une situation similaire en Guinée-Bissau.
- Une direction spécifique pour les énergies renouvelables a récemment été créée en Côte d'Ivoire. Une réforme générale de la structure du secteur électrique du pays est en cours.
- Au Burkina Faso, une direction spécifique pour l'énergie renouvelable nationale existe et développe des activités sur le PV, les foyers améliorés et les biocarburants, sans avoir une politique globale en matière d'énergie renouvelable.
- Au Bénin, en 2011, une agence spécifique pour les énergies renouvelables et domestiques a été créée afin de mettre davantage l'accent sur les énergies renouvelables.
- Au Libéria: L'Agence de l'énergie rurale et renouvelable a été créée. Le Libéria et le Mali font partie des pays dont l'agence d'électrification rurale couvre à la fois les technologies de production électrique et les autres technologies (thermique).



5.2.5. *Le manque de coordination avec les autres ministères en charge des sources d'énergies renouvelables*

La biomasse et le bois-énergie sont en général sous la responsabilité du Ministère des Forêts et / ou de l'Agriculture; les aspects fiscaux (impôts et mesures d'incitations, etc.) sont souvent coordonnés par les ministères de l'Industrie et du Commerce et le ministère des Finances et celui de l'Énergie. Le manque de coordination entre les différents ministères entrave le développement dans le secteur des énergies renouvelables.

Dans de nombreux pays, les activités de recherche liées aux EnRs sont coordonnées par le Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche (par exemple en Côte d'Ivoire, au Burkina Faso et au Bénin).

En outre, très souvent les allocations budgétaires du gouvernement, les compagnies d'électricité et les agences d'électrification rurale ne reflètent pas l'orientation de la politique en matière d'énergie renouvelable. L'EnR reste souvent un 'pré carré' inefficace pour les fonctionnaires du ministère de l'Énergie. Il y a d'autres problèmes qui sont le manque de ressources humaines et le manque de compétences du personnel ministériel pour la mise en œuvre des programmes et des politiques en matière d'énergie renouvelable. Il y a très souvent un manque de connaissance des coûts de production des différentes technologies d'énergie renouvelable par rapport aux sources conventionnelles. Les analyses coût-bénéfice qui nécessitent une analyse des coûts financiers sur la durée de vie des projets est souvent faite de façon inadéquate.

5.2.6. *Les compagnies électriques sont toujours en position de monopole:*

Des efforts pour libéraliser le secteur de l'électricité ont été entrepris dans tous les pays de la CEDEAO. Le secteur de la production est libéralisé en théorie dans la plupart des pays de la CEDEAO. Dans de nombreux cas, les compagnies électriques ont connu une période de restructuration en raison de difficultés financières à la fin des années 90. Dans certains cas, comme en Côte d'Ivoire, au Nigeria, au Ghana et au Mali, le secteur électrique a été dégroupé alors que dans d'autres pays il reste de facto en situation de monopole en particulier pour la distribution et la transmission. Certaines des sociétés nationales d'électricité ont été provisoirement privatisées, pour certaines des plans de privatisation sont en cours. Des échecs de privatisation de compagnies électriques publics ont eu lieu au Cap-Vert, Sénégal, en Guinée, au Mali et en Gambie. Au Burkina Faso, le processus de privatisation a été arrêté après presque 10 ans de procédure.

Insert 1 - Le cas du Nigeria:

Au Nigeria, la Power Holding Company of Nigeria (PHCN) (anciennement National Power Electricity Authority (NEPA) est dégroupée en sociétés de production, de transmission et de distribution. Dans le processus de privatisation, la distribution sera divisée en 11 compagnies. La production sera séparée en 6 entreprises. Une seule entreprise, responsable de la transmission, restera la propriété du gouvernement pour assurer un certain contrôle sur le système de production électrique. En tant que seule entité responsable de la production et de la distribution d'électricité, la PHCN pourra mettre sa capacité technique et son expérience au service de ce projet actuel. Un des résultats de processus est que le Nigeria est l'un des pays de la CEDEAO avec le Ghana à avoir ouvert l'accès au tiers sur le réseau HT.

Insert 2 - Le cas de la Côte d'Ivoire:

La loi n° 85-583 de l'électricité de Juillet 1985 a permis à l'époque la déréglementation de toutes les activités au sein du secteur de l'énergie, y compris l'importation. En 1990 comme l'ancienne compagnie d'électricité nationale EECI était proche de la faillite, le secteur a été réorganisé en une société de patrimoine, une compagnie de transport et de distribution, plusieurs PPI et une société de services s'occupant de la planification et de l'électrification rurale.



SOGEPE, l'ancien EEI, a été transformé en 1998 en une société nationale de patrimoine qui gère les actifs et les flux financiers du secteur de l'énergie.

Depuis 1990, la Compagnie ivoirienne d'électricité (CIE) a obtenu une concession de service public en et exploite les équipements de production, de transport et de distribution d'électricité. SAUR une filiale de Bouygues est le concessionnaire.

Le cas de la Côte d'Ivoire peut être considéré comme une privatisation réussie. Certaines conditions ont été favorables à l'installation des investisseurs étrangers solides en Côte d'Ivoire: la présence de réserves de gaz naturel dans le golfe de Guinée qui permet la mise en œuvre des technologies moins coûteuses de production d'énergie et le fait que l'un des principaux acteurs (Bouygues) était présent tout au long de la chaîne de production (production de gaz, PPI et en charge du transport et distribution d'énergie)

5.2.7. Electrification rurale

Le secteur privé n'a pas été motivé à investir dans le secteur énergie des zones rurales en raison de l'absence de cadre juridique et réglementaire ainsi que de la faible consommation d'électricité et du manque de capacité et de volonté de payer qui caractérisent ces zones. Pour répondre à ces défis, certains gouvernements de la CEDEAO ont créé les agences d'électrification rurale pour prendre en charge l'électrification rurale décentralisée et son financement. Dans de nombreux cas, à côté des agences d'électrification rurale (REAs), les fonds d'électrification rurale (REFs) ont également été mis en place pour mobiliser les financements.

Table 10 : Liste des agences et/ou fonds qui existent dans la région de la CEDEAO

Pays	Agence de l'électrification rurale
Benin	Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise de l'Énergie
Burkina Faso	Fonds de Développement de l'électrification (FDE)
Cape Verde	Coordonné par le Ministère de l'énergie
Cote d'Ivoire	/
The Gambia	/
Ghana	Fonds d'électrification rurale
Guinée	Bureau de l'Electrification Rurale Décentralisée (BERD)
Guinée Bissau	/
Liberia	Agence pour l'énergie rurale et renouvelable (RREA)
Mali	Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et l'Electrification Rurale (AMADER)
Niger	Cellule d'Electrification Rurale
Nigeria	Agence de l'électrification rurale (REA)
Sénégal	Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER)
Sierra Leone	/
Togo	Une mission exploratoire est en cours pour créer une Agence d'électrification rurale

LE FDE au Burkina, les BERD en Guinée, l'ABERME au Bénin sont des exemples d'organismes qui sont actifs dans la promotion de projets d'énergies renouvelables dans les zones rurales. Cependant, très souvent, des solutions innovantes qui seraient encore plus rentables sont laissées de côté en raison d'un manque de connaissances ou de capacités techniques.



Le Cap-Vert a créé un Fonds en 2011 pour promouvoir l'électrification rurale décentralisée basée sur l'EnR; au Ghana un fonds pour la promotion des énergies renouvelables sera créé en vertu de la loi en matière d'EnR pour soutenir les projets de production décentralisée d'énergie renouvelable dans les zones reculées; le Libéria a créé une Agence des énergies rurales et renouvelables, une institution semi-autonome dont le mandat est d'intégrer l'énergie dans la planification du développement rural, promouvoir les techniques d'énergies renouvelables, de faciliter la livraison d'équipements et services énergétiques par le biais des sociétés prestataires de services énergétiques ruraux et les initiatives communautaires, de faciliter le financement des projets énergétiques ruraux, y compris la gestion d'un fond des énergies rurales qui offrira des prêts, des garanties de prêts, et des dons comme des subventions ciblées pour garantir l'accès des pauvres.

Insert 3 - Le cas du Mali

AMADER promeut l'EnR à travers un fonds d'électrification rurale et sur la base d'un partenariat public-privé avec les promoteurs nationaux finançant jusqu'à 20% de l'investissement initial sur les capitaux propres. Les projets relatifs à l'énergie renouvelable sont éligibles au financement. Ces dernières années, certains systèmes hybrides PV-diesel ont été cofinancés. Les EnR sont également disponibles pour les communautés locales afin d'améliorer les services sociaux et d'augmenter des utilisations productives (éclairage des écoles, des maternités et centres de santé, pompage de l'eau et de l'irrigation dans le secteur agricole).

Le fonds du SREP (Scaling-Up Renewables Energy Programmes) financé par la BAD, la Banque mondiale a été créé et se concentre principalement sur trois types de projets:

- Une centrale solaire de 20 MW en tant que PIP
- Un programme d'électrification rurale solaire (hybridation et module photovoltaïque)
- Le développement de la petite hydroélectricité pour son raccordement au réseau national ou pour l'électrification rurale locale

Un premier résumé de ce que les REAs/REFs ont réalisé depuis leur création au début des années 2000 montre que, dans de nombreux cas, ces fonds n'ont pas été conçus pour fonctionner comme des institutions financières ou de prêts. Ils n'ont pas eu suffisamment d'expertise financière pour mobiliser des ressources supplémentaires auprès de grandes institutions financières ou se refinancer. La plupart d'entre eux ont été axés sur des projets d'extension de réseau et seuls quelques-uns d'entre eux ont intégré des solutions d'énergies renouvelables dans leur champ d'activité (par exemple, les mini-réseaux, systèmes isolés). Il est important que leurs tâches et leur orientation soient réexaminés, et qu'ils soient dotés d'un personnel et d'une expertise adéquate, de façon que leur principal domaine d'intervention devienne l'électrification rurale utilisant des énergies renouvelables.

5.2.8. Les régulateurs et l'énergie renouvelable

Sauf pour le Cap-Vert, le Nigeria et le Ghana, aucune autorité de réglementation dans les nombreux pays de la CEDEAO n'a de mandat spécifique pour les énergies renouvelables. Au Ghana, la réglementation est partagée entre deux autorités, la Commission de l'Energie (traitant de la réglementation technique comme concession, d'autorisation et de planification) et la commission de régulation (PURC) réglementant les tarifs. La CE au Ghana a une certaine compétence en EnR. Il y a des pays qui ne disposent pas de régulateurs nationaux indépendants: le Bénin, le Libéria, la Guinée-Bissau. D'autres, comme le BF et la Guinée ont un régulateur, mais il n'est pas opérationnel ou n'a pas de missions claires. D'autres, comme le Mali, le Togo et le Sénégal, sont des autorités de régulation indépendantes à la fois des opérateurs et du gouvernement, dotées de la personnalité juridique et de l'autonomie financière, mais qui n'ont cependant aucune compétence spécifique en matière d'EnR.



Insert 4 - Le cas du Nigeria

Mandaté par le gouvernement pour réglementer les activités liées au secteur de l'électricité, la Nigeria Electricity Regulatory Commission (NERC) est organisée en 7 divisions. La 7ème division est « l'énergie renouvelable, la recherche et la division du développement », qui a pour mission de fournir à la Commission la base de données et les instruments de politiques nécessaires pour mener à bien ses différentes activités. En outre, la Division est chargée d'aider la Commission à conduire son programme d'énergies renouvelables. La NERC a élaboré un document politique contenant les réglementations sur le relevé du compteur, la facturation, les encaissements et de gestion du crédit pour l'approvisionnement électrique. Un système similaire peut être étendu au projet en cours.

Dans la plupart des pays de la CEDEAO la présence d'opérateurs privés est encore limitée aux grandes unités de production raccordées au secteur conventionnel de la production. La Côte d'Ivoire compte 2 grands producteurs indépendants, CIPREL et AZITO ENERGY et il y a au moins deux nouveaux PPI qui sont en phase d'introduction. Au Cap-Vert plusieurs producteurs indépendants privés fournissent des services d'électricité basés sur de la production de diesel ou de l'énergie éolienne. En 2011, un projet éolien regroupé raccordées au réseau d'une capacité de 25,5 MW, basé sur un modèle de partenariat public-privé (PPP), a été lancé. Un autre PPI dans le domaine de l'énergie éolienne a été créé en 2011 sur l'île de Santo Antão.

Au Ghana, il existe deux principaux producteurs d'électricité indépendants (PPI):

- i) CMS du Michigan, Etats-Unis, qui a acheté 51% en joint-venture avec la VRA pour mettre en place la centrale thermique d'Aboadze de 220 MW;
- ii) La centrale électrique d'Asogli (560 MW)

Le Sénégal est totalement ouvert aux PPI et actuellement deux grands sites de production ont été construits sous cette forme: GTI Dakar et Manantali Eskom. Au Togo, il y a actuellement 3 PPI, mais pour l'autoconsommation uniquement. Il y a très peu d'expérience avec des PPI produisant des équipements servant à la production d'énergie renouvelable. Il y a quelques SSE (sociétés de services énergétiques renouvelables) au Sénégal, au Mali et au Burkina Faso portant sur les services énergétiques décentralisés basés sur la technologie photovoltaïque.

5.2.9. Les PPI, PPP et tarif d'achat (FIT)

Dans la plupart des pays, les cadres juridiques et réglementaires pour les producteurs indépendants et les PPP dans le secteur de l'énergie sont inexistantes ou peu appliquées. La mise en œuvre effective de ces lois est un énorme défi dans la plupart des pays. Il est difficile de trouver des exemples dans les domaines des nouvelles EnR. Seuls quelques pays comme le Cap Vert, le Mali, le Ghana et le Sénégal ont des lois qui autorisent les PPP, les PPA standards et/ou FIT. Le Nigeria prépare une loi à cet égard. Dans certains des pays de la CEDEAO (par exemple le Sénégal, le Cap Vert, le Mali et la Guinée), des concessions pour des PPP (partenariat public-privé) sont disponibles.

En 2010, un parc éolien de moyenne échelle, exploité par un PPI (partenariat entre un Cap-Verdien et une société néerlandaise) a été raccordé au réseau de l'île de Santo Antão. Après cela, un partenariat public-privé a été inauguré au Cap-Vert en 2011. "Cabeolica", le projet éolien regroupant d'une capacité de 25,5 MW, a été financé par un consortium de la BAD, BEI, en coopération avec le Finfund et la Corporation Financière Africaine.

Les tarifs d'achat ou d'autres formes de mesures d'incitation (aides à l'investissement, par exemple) sont très rares. Des mesures d'incitation pour le développement des énergies renouvelables ont été récemment introduites au **Cap-Vert** et au **Sénégal**, où les lois sont passées sur les conditions de vente et d'achat d'électricité provenant de sources d'énergies renouvelables et sur l'excédent d'électricité à



partir d'EnR (FIT). Au **Ghana**, le projet de loi sur l'énergie renouvelable a été adopté par le Parlement en 2012 :

- i) Il introduit un mécanisme de tarifs d'achat pour encourager l'adoption et l'utilisation des énergies renouvelables;
- ii) Il crée une plate-forme pour le commerce de l'énergie renouvelable et prévoit l'introduction d'une obligation d'achat de l'énergie renouvelable pour les compagnies électriques;
- iii) Il prévoit des objectifs pour le mélange des biocarburants aux carburants de transport.

Des exemptions fiscales sont introduites pour l'importation de panneaux photovoltaïques ou de l'équipement EnR en général (Cap-Vert, Bénin, BF, Gambie, Mali, Niger, Sénégal, Togo). Souvent, les exemptions ne couvrent pas les câbles et les batteries. La loi en matière d'EnR du Cap-Vert permet également des exonérations fiscales pour les entreprises qui investissent et exploitent des centrales utilisant les énergies renouvelables au Cap-Vert. Des mesures semblables sont actuellement examinées dans le cadre institutionnel des énergies renouvelables au Nigéria.

5.3. Normes et étiquetage

En ce qui concerne les normes et l'étiquetage, il y a des efforts de la part de certains pays, en particulier pour les foyers améliorés (Burkina Faso, Mali, Bénin, Togo). Au Mali une série de normes pour les biocarburants a été développée par l'ANADEB qui vient d'être créée. La seule exception est le Ghana où les producteurs d'EnR doivent se conformer aux normes techniques et aux directives établies par la Commission de l'Energie. Il y a un certain nombre de sociétés privées qui s'occupent de l'approvisionnement, l'installation et la maintenance des équipements EnR. Ce nombre varie de 8 à 15 en fonction des pays. Outre cela, de nombreux vendeurs de PV informels et non qualifiés sont actifs sur le marché et vendent de l'équipement de moindre qualité.

5.4. Les besoins en matière de renforcement des capacités

La formation universitaire en matière d'énergies renouvelables est organisée au Bénin, au Burkina Faso (énergie solaire et la biomasse à 2iE), au Ghana (KITE, KNUST), Cap-Vert (UNICV) et, éventuellement, dans d'autres capitales (Sénégal et Mali). Au Nigeria, la Commission de l'énergie et d'autres entreprises privées, y compris les ONG sont impliquées dans la formation sur l'installation et la maintenance d'EnR. La Commission de l'énergie du Nigeria a créé des centres dans différentes régions du Nigeria pour former et mener des recherches sur les différentes sources d'énergie, y compris les EnR et EE:

- Le Centre national de recherche et de développement énergétique à l'Université du Nigeria, le centre de recherche en énergie Nsukka et
- Le centre de recherche en énergie Nsukka et Sokoto à l'Université Usmanu Danfodiyo, Sokoto.

Les deux centres sont axés sur la recherche et développement dans l'énergie solaire et d'autres sources d'énergie renouvelables. D'autres centres de recherche tels que le CNESOLER au Mali, l'IRSAT au Burkina, le CERESCOR en Guinée, le LERT au Togo offrent également des activités de formation liées aux EnR.



Cependant, ces efforts ne sont pas coordonnés ou soutenus par une stratégie globale pour le développement des énergies renouvelables. Pour mettre en évidence l'exemple du Ghana: sous la loi sur les énergies renouvelables, la Commission de l'énergie en tant qu'autorité de régulateur technique va jouer un rôle dans:

- i) la préparation du programme d'études sur l'utilisation efficace des sources d'énergie renouvelables;
- ii) la promotion de la fabrication locale de composants pour faciliter la croissance rapide des sources d'énergie renouvelables, et
- iii) la promotion de la formation et de l'appui à l'expertise local dans le domaine de l'énergie renouvelable

Au niveau régional AGRHYMET à Niamey (Niger) est le centre d'excellence du CILSS pour la gestion durable des ressources naturelles et de la foresterie.

Le CERECC en coopération avec ZiE, KNUST et UNICV procède actuellement à une évaluation des besoins dans tous les 15 pays de la CEDEAO. Le résultat de l'évaluation sera utilisé pour la conception d'un programme de renforcement des capacités régionales.



6 Cadres d'investissement, questions fiscales et tarifaires

Résumé :

- *Les initiatives et les cadres institutionnels ne sont pas à même d'attirer les investisseurs privés au sein de la CEDEAO.*
- *Les investissements dans le secteur de l'énergie en Afrique de l'Ouest restent plutôt classiques avec une part prédominante de financement de type 'Aide publique au Développement' APD. Le même modèle est valable pour les EnR avec 82% de financement de type APD et quasiment aucune implication d'intérêt privé. Les réussites (par exemple, les IPP, PPP) sont limitées, dans la plupart des cas, au secteur conventionnel tel que le gaz naturel et les grandes centrales hydroélectriques. Il est difficile de trouver des IPP ou des PPP dans le nouveau secteur des énergies renouvelables.*
- *En 2009, les investissements dans des énergies renouvelables plus modestes représentaient seulement 2% de la totalité des investissements en termes d'énergie renouvelables réalisés en Afrique*
- *Les subventions actuelles dans ce domaine créent des distorsions concernant les options d'approvisionnement en encourageant les investissements dans des technologies conventionnelles à moindre coût tout en décourageant les investissements impliquant des coûts initialement très élevés (habituellement en TEnR). C'est notamment le cas lorsque, pour de nombreuses raisons, les options à moindre coût en termes réels n'ont pas été prises en considération dans la planification énergétique. Ainsi il y a eu un parti pris envers l'extension du réseau qui verrouille les options décentralisées.*
- *Techniquement, d'après les estimations de la Banque mondiale, l'Afrique sub-saharienne pourrait aménager plus de 3200 projets MDP permettant de générer une énergie supplémentaire de l'ordre de 170 GW. Bien que le potentiel en termes de projet MDP soit considérable, la région n'a guère tiré de bénéfice du marché du carbone.*
- *Le développement des énergies renouvelables doit s'appréhender dans le cadre d'une approche progressive qui est fondée sur l'élaboration de structures et de systèmes financiers favorables. Avant d'installer un environnement favorable aux énergies renouvelables et appuyé par la forte implication du secteur privé et des banques, il est nécessaire, sur un marché émergent comme celui-ci, de soutenir le développement des énergies renouvelables en mêlant les subventions et les incitations fiscales tout en élaborant un cadre réglementaire favorable aux producteurs indépendants d'énergie renouvelable et de technologies faisant appel aux énergies renouvelables tout en mettant en place une politique de tarifs d'achat d'énergie.*

6.1. Investissements dans le secteur énergétique en général

Les investissements dans le secteur énergétique de la CEDEAO (seulement pour leur coût en capital) ont atteint 1,5 milliard en 2007 et 2009, et 1,9 milliard en 2011. La répartition entre les différents partenaires finançant ces investissements de capitaux est précisée dans le tableau ci-dessous :



Tableau 11 : Flux de financement dans le secteur énergétique de la CEDEAO (incluant les grandes installations hydroélectriques)

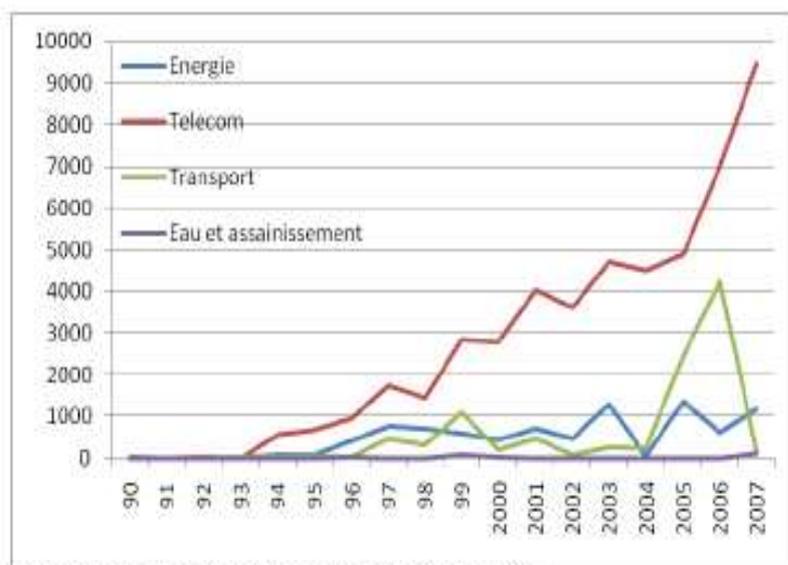
	En milliard d'euros (2007)	% total	En milliard d'euros (2009)	% total	En milliard d'euros (2011)	% total
Secteur public	0,61	41%	0,72	47%	0,69	36%
APD	0,61	41%	0,45	29%	0,55	29%
Experts financiers non-membres de l'OCDE financiers (Chine, Inde,..)	0,15	10%	0,27	17%	0,6	31%
PPI	0,12	8%	0,11	7%	0,08	4%
Total	1,49		1,55		1,92	

Source: Briceño-Garmendia 2009 et autre

La part des investisseurs privés demeure extrêmement faible avec 7%. Le principal fardeau (76% des investissements) est porté par le budget national des États membres, avec le soutien de l'Aide publique au développement. De nouveaux pays non-membres de l'OCDE se positionnent sur ce segment de marché, tels que l'Inde et la Chine, avec une contribution de 17% aux investissements du secteur.

Le montant de ces investissements représente à peine 1% du PIB de la région CEDEAO, alors que selon les prévisions économiques régionales du FMI en 2008 tous les pays d'Afrique sub-saharienne ont dépensé en moyenne 2,7% du PIB dans le secteur de l'énergie électrique (en incluant les investissements en opération et entretien, ce qui représente 0,7% du PIB). Il faut tenir compte du fait que si un niveau aussi faible d'investissement se maintenait, le schéma directeur des EEEOA ne pourrait être mis en œuvre. Les financements publics restent la source dominante de financement et les investissements publics sont principalement financés par l'impôt et effectués par l'intermédiaire des budgets de l'administration centrale, alors que les dépenses d'entretien et de fonctionnement sont principalement financées par les redevances d'utilisation et assurées par le biais d'opérateurs de service public nationalisés. Cela limite bien évidemment les possibilités d'investissements. Et si les redevances d'utilisation ne sont pas pertinentes, les services publics vont être handicapés financièrement. En fait, elles pèsent d'avantage sur les budgets nationaux, tout comme les subventions octroyées à ce secteur.

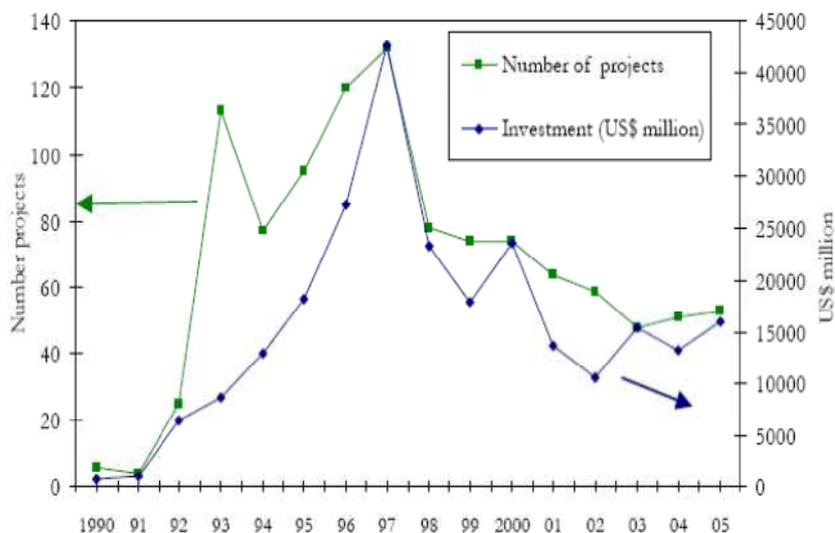
Comme nous le démontrons ci-dessous, la contribution du secteur privé au financement du secteur de l'énergie électrique est en réalité bien moindre en comparaison au secteur des télécommunications.



Source : Base de données du PPI de la Banque mondiale pour 2008

Figure 19: Financement de divers secteurs par le secteur privé

Il n'est donc pas étonnant que le secteur énergétique en Afrique sub-saharienne ait été caractérisé par des investissements insuffisants en termes de production d'électricité et d'extension du réseau de distribution, des faibles taux d'électrification, un manque d'entretien, une utilisation et une transmission de faible capacité ainsi que des pertes en termes de distribution atteignant jusqu'à 40% dans certains pays. Pour illustrer la capitalisation insuffisante de l'électricité, la Société financière internationale a estimé qu'entre 1990 et 1998, les investissements directs étrangers dans le secteur énergétique en Afrique sub-saharienne n'ont représenté que 6% de tous les investissements consacrés aux infrastructures. Le graphique ci-dessous montre la baisse des investissements privés dans les infrastructures pour l'électricité entre 1997 et 2005 dans les marchés émergents, en incluant les investissements à la fois dans les infrastructures énergétiques publiques et dans les infrastructures énergétiques industrielles et commerciales réservées à leurs propres nécessités.



Source: Data from the World Bank Private Participation in Infrastructure (PPI) Project Database <http://ppi.worldbank.org>

Figure 20 Évolution des investissements privés dans l'infrastructure électrique au sein des pays à faibles et moyens revenus.



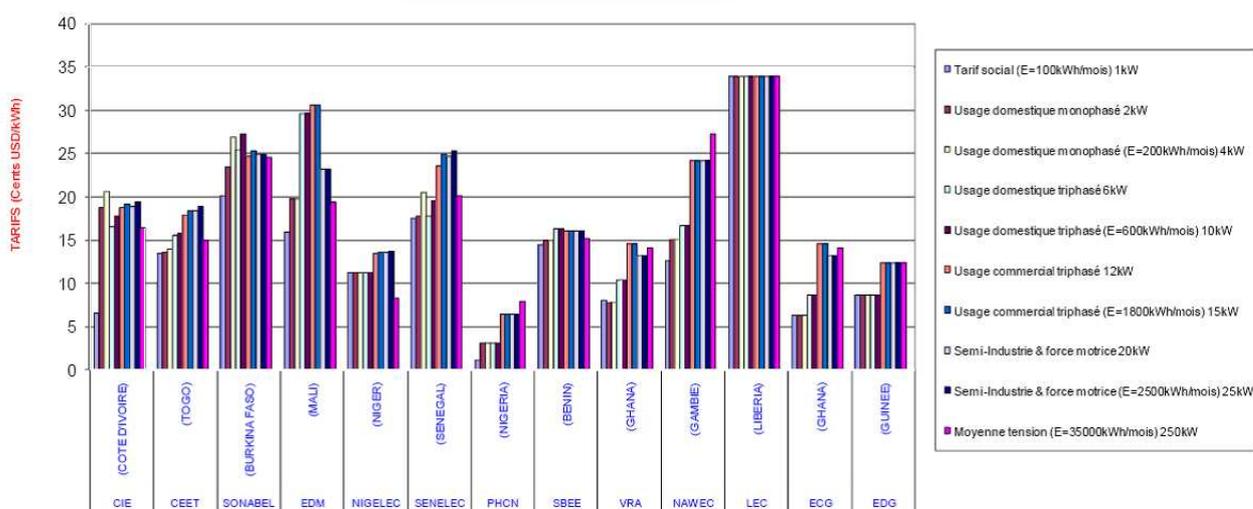
Il convient de souligner les conclusions suivantes :

1. Les cadres institutionnels et les mesures incitatives ne sont pas appropriés pour attirer les investisseurs privés. Dans de nombreux pays, les échecs des tentatives de réformes du secteur énergétique ont entravé les opportunités ou les volontés des investisseurs privés à investir dans le secteur.
2. Pour de nombreux pays, les options technologiques limitées (dépendance aux produits pétroliers et aux technologies thermiques conventionnelles n'ont pas encouragé les investisseurs privés à développer des projets proposant des niveaux de tarification acceptables. Les succès des Producteurs d'énergie indépendants sont pour la plupart limités au secteur des combustibles fossiles.
3. Bien que certaines technologies relatives aux énergies renouvelables (par exemple la biomasse, l'énergie hydroélectrique à petite échelle, l'énergie éolienne) sont attirantes d'un point de vue économique et financier. Il est établi que les services de distribution nationaux et/ou les nouveaux investisseurs sont en général culturellement réticents aux changements et aux innovations technologiques.
4. L'émergence des Producteurs d'énergie indépendants a été liée à certaines conditions : accès à un carburant meilleur marché comme par exemple le gaz naturel ou le charbon (exemple de la Côte d'Ivoire et du Ghana), dispositifs favorables (dans une certaine mesure, le système énergétique public verticalement intégré a été remplacé par un approvisionnement privé « verticalement » intégré où le même opérateur dirigeait les producteurs de gaz indépendants et leur production énergétique, tout en étant l'opérateur des services de distribution).
5. À l'exception du Cap-Vert, du Ghana et de la Côte d'Ivoire, et dans une certaine mesure le Nigéria, l'accès à l'électricité pour les populations rurales n'a pas été une priorité nationale pour de nombreux pays membres de la CEDEAO.

Même si la volonté politique est très souvent orientée vers le monde rural, la viabilité financière pour un opérateur de réseau électrique n'est pas évidente dans ce domaine caractérisé par une faible densité de consommation énergétique et par des possibilités limitées d'achat d'énergie liées aux investissements requis. Au vu de ce faible chiffre d'affaires, le fait qu'une entreprise nationale puisse engager des coûts conséquents en matière d'infrastructure n'est pas une option financièrement viable. Et pourtant, dans la plupart des cas, l'électrification en milieu rural a été développée, ou du moins a été étudiée, en partant du principe que des solutions basées sur des réseaux coordonnés sont en moyenne plus économiques que les options décentralisées et sont plus faciles à gérer en termes de politiques tarifaires (subventionnement croisé). Cette contradiction dans l'approche a empêché le développement de voies alternatives à l'électrification des zones rurales.

6.1.1. Politiques tarifaires et subventions

Le tarif public moyen par kWh est relativement élevé dans la CEDEAO. Il est en moyenne de 13,6 centimes d'Euro. Cette moyenne couvre des différences significatives entre les pays comme le montre le graphique ci-dessous. Au Cap-Vert, le tarif public a atteint un niveau supérieur à 30 centimes d'Euro par kWh. Il est même plus élevé dans des pays comme le Libéria et la Guinée-Bissau.

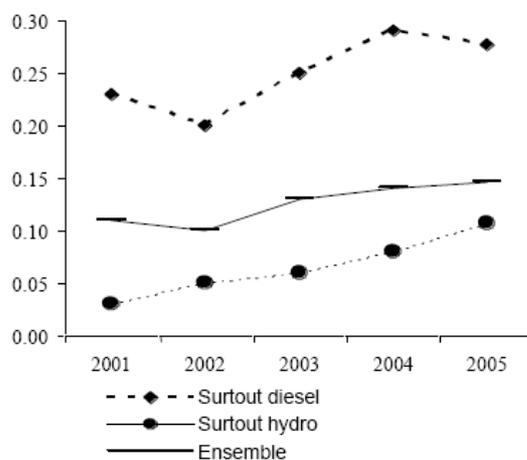


source : PNUD

Figure 21: Tarif public moyen par kWh dans la CEDEAO

D'autre part, dans certains pays de la CEDEAO où la production d'électricité est principalement basée sur le gasoil importé ou le mazout lourd, les tarifs publics moyens demeurent significativement en deçà des coûts moyens d'opération qui semblent s'élever à environ 20,4 centimes d'Euro (avec le diesel).

(a) Coût fonctionnement moyen (\$/kWh)



Source: AICD

Figure 22 : Coûts moyens d'opération

Ainsi, dans presque tous les pays de la zone, les tarifs appliqués aux consommateurs résidentiels, commerciaux ou industriels ne permettent pas un recouvrement intégral des coûts. Afin d'équilibrer ces déficits, les politiques de subventions ont été mise en œuvre dans presque tous les pays, trouvant leur origine dans un souci d'égalité sociale (accès pour les populations pauvres) ainsi qu'en matière de politiques (augmenter la compétitivité du secteur en appliquant des tarifs industriels plus faibles).

Toutefois, les subventions ont rarement entraîné l'effet désiré. Elles finissent par provoquer la création de grands blocs d'énergie fortement subventionnés pour tous les consommateurs sans tenir



compte de leurs revenus, et elles ont rarement considéré le problème des frais élevés de connexion excluant les foyers défavorisés à pouvoir bénéficier d'une électricité subventionnée, accentuant alors les connexions illégales. Pour les populations vivant dans les zones hors-réseau, les subventions créent un autre type d'inégalité. Elles ne bénéficient pas de l'infrastructure énergétique financée par l'APD et elles ne peuvent pas se permettre d'accéder, à titre privé, à un type d'énergie moderne. Par exemple, le coût initial d'acquisition des systèmes domotiques solaires (SHS) pour ces populations est en général trop élevé et elles doivent se tourner vers des sources énergétiques chères et de qualité inférieure telles que des bougies, des lampes à pétrole ou des batteries. De plus, les compagnies d'électricité enregistrent de grandes pertes en termes de distribution, ne facturent pas une partie conséquente de l'électricité réellement distribuée et ne récupèrent pas non plus une part conséquente de leur facturation. Donc la Banque mondiale considère que ces coûts cachés absorbent en Afrique en moyenne 1,9% du PIB (Briceño-Garmendia et autres, 2008). Cet aspect fait objet de débats dans le document relatif à la politique d'efficacité énergétique.

En guise de conclusion, nous affirmons que :

- Des tarifs élevés à la consommation dans certains pays de la CEDEAO favorisent l'introduction d'énergies renouvelables dans le système (raccordé à un réseau ou décentralisé).
- Les subventions entraînent des distorsions au sein des différentes options d'approvisionnement en encourageant l'investissement dans des technologies conventionnelles meilleur marché mais également dans des réseaux fonctionnant au fuel, tout en décourageant les investissements de départ très élevés (habituellement dans les technologies des énergies renouvelables).
- Pour de nombreuses raisons (prévisions généreuses de la demande, méthodologie des coûts moyens, décisions politiques favorisant l'approvisionnement des centres administratifs depuis le réseau), le réseau maillé non-rentable est étendu, ce qui entrave, en outre, les options décentralisées reposant sur les énergies renouvelables.
- Les subventions créent une inégalité entre les populations connectées et celles qui ne le sont pas, tant en milieu urbain qu'en milieu rural. L'intégration des technologies des énergies renouvelables dans les politiques et les stratégies de développement destinées aux populations défavorisées devrait prendre également en considération l'implication de ces subventions dans l'électrification conventionnelle afin de ne pas créer de distorsions.

6.2. Investissements en matières d'énergies renouvelables

Le potentiel technique des ressources en énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie hydroélectrique, la biomasse et l'énergie géothermique est considéré comme étant élevé dans la plupart des pays en développement et des pays émergents. Les pays membres de la CEDEAO ne font pas exception. Le potentiel hydroélectrique est principalement concentré dans cinq des 15 États membres, avec une capacité totale estimée à 23000 MW, soit seulement 16% de l'exploitation actuelle. Le Nigéria, la Guinée, le Ghana, la Côte d'Ivoire et la Sierra Leone détiennent respectivement 37,6%, 25,8%, 11,4%, 10,9% et 5,2% de la totalité du potentiel hydroélectrique. Il y a également un potentiel de moyenne importance au Bénin, au Togo et au Mali ainsi qu'un certain nombre de sites où de petites centrales hydroélectriques peuvent être implantées. Mis à part la capacité hydroélectrique, la capacité énergétique installée relative aux énergies renouvelables dans la CEDEAO demeure très faible. Selon les estimations, en 2011, une capacité énergétique globale en termes d'énergies renouvelables (en excluant le grand potentiel hydroélectrique) d'environ 124 MW était installée dans la CEDEAO.

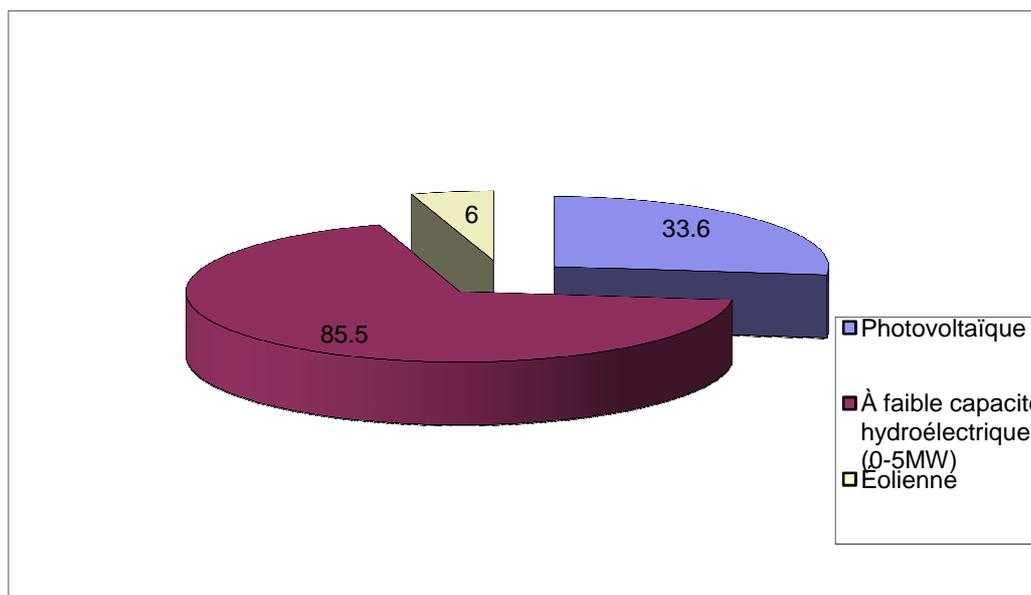


Figure 23 : Capacité énergétique en énergies renouvelables installée dans la CEDEAO (en MW) -

6.2.1. Investissements en matière d'énergies renouvelables

Le flux d'investissements dans la production d'énergie électrique à partir des sources d'énergies renouvelables (en excluant le grand potentiel hydroélectrique) a également été très faible en termes de valeur, comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau 12 Flux de financement dans les nouvelles EnR dans la CEDEAO (en excluant le grand potentiel hydroélectrique)

	2006		2009		2011	
	En M d'euros	% total	En M d'euros	% total	En M d'euros	% total
Secteur public	0,91	4%	2,2	7%	4	4%
APD	17,4	81%	25,7	83%	24	25%
Autres (ONG)	3	14%	2,2	7%	1	1%
PPI	0,15	1%	0,76	2%	66	69%
Total	21,46	100	30,86	100	95	100

source
OCDE/AIE/AFD/WB

Les investissements sont principalement issus de l'Aide publique au développement ainsi que de sources publiques sous la forme de donations et de prêts à taux préférentiels. Les donations sont utilisées pour des activités de préinvestissement (par exemple des mesures, études de faisabilité, établissement de structures financières) ainsi que pour la phase d'investissement (subvention à l'investissement, bonification des taux d'intérêt, élément de prêt à taux réduit). Les investissements privés directs sont peu communs jusqu'à présent et concernent principalement les investissements dans l'énergie hydraulique à petite échelle. Le volume des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables dans la CEDEAO, en comparaison avec le volume total des investissements dans les énergies renouvelables au sein du continent africain d'un milliard 900 millions d'euros (en 2009), représente une infime portion ; soit 2%. D'après le dernier rapport de situation REN-21, le montant global des investissements dans le nouveau secteur des énergies renouvelables est estimé



au niveau mondial à environ 250 milliards de dollars américains en 2011. La plupart des investissements supplémentaires dans région en termes de nouvelles énergies renouvelables provient de la mise en œuvre des projets éoliens au Cap-Vert (par exemple Caboélica-PPI).

En guise de conclusion:

- Les investissements dans le secteur énergétique en Afrique de l'Ouest demeurent assez conventionnels avec une part prédominante de financement par l'Aide publique au développement. La même tendance est valable pour les investissements dans les nouvelles énergies renouvelables où 82% des moyens de l'APD représentent 82% de la totalité des investissements.
- Les investissements dans des énergies renouvelables plus modestes représentent en 2009 seulement 2% de la globalité des investissements dans les énergies renouvelables en Afrique. Il en va de même pour l'année 2011 en excluant le projet Cabeolica.
- L'intérêt récent et croissant à l'égard des énergies renouvelables en Afrique a été suscité par d'importants acteurs décisifs souvent liés aux développements économiques et environnementaux de l'hexogène :
 - La hausse récurrente et irrévocable des prix du pétrole ;
 - Les crises récurrentes liées à la sécheresse qu'ont dû affronter les compagnies d'électricité ainsi que les impacts du changement climatique général sur les modes de consommation (températures plus élevées, climat imprévisible) ;
 - Et les initiatives environnementales à l'échelle mondiale qui ont également stimulé un plus grand intérêt et, espérons-le, un engagement envers les énergies renouvelables en Afrique.

6.3. Financement des énergies renouvelables

À cette étape, il est nécessaire de faire une distinction entre les financements de projets de grande échelle et les projets de petites et moyennes échelles. Dans le cadre de la CEDEAO, la priorité est donnée à la stratégie du système EEEOA envers les capacités en énergies renouvelables (principalement les projets hydroélectriques à grande échelle) connectées aux réseaux de distribution et de transmission à haute tension. Les petits projets en réseau ou hors réseau sont plus pertinents dans un contexte national et ne font pas partie du mandat du système EEEOA. Tandis que la plupart des projets de grande échelle sont commerciaux, les projets sur les énergies renouvelables plus modestes nécessitent d'autres modèles de financement. Cette approche concernant le financement des différents types de capacité technologique est présentée dans le continuum suivant :

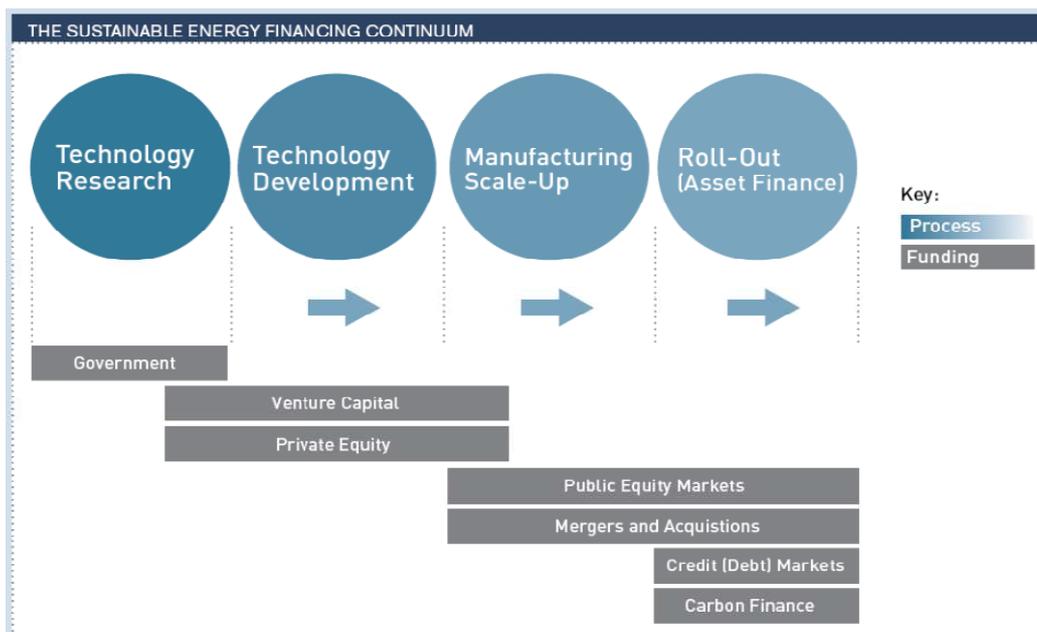


Figure 24: Financement des énergies renouvelables Source (UNEP/Bloomberg)

Le graphique donne une vue d'ensemble des flux d'investissements dans le secteur des énergies renouvelables par phases technologiques (depuis la recherche et développement, la fabrication et la mise à l'échelle avant d'entrer dans la phase de financement) :⁸

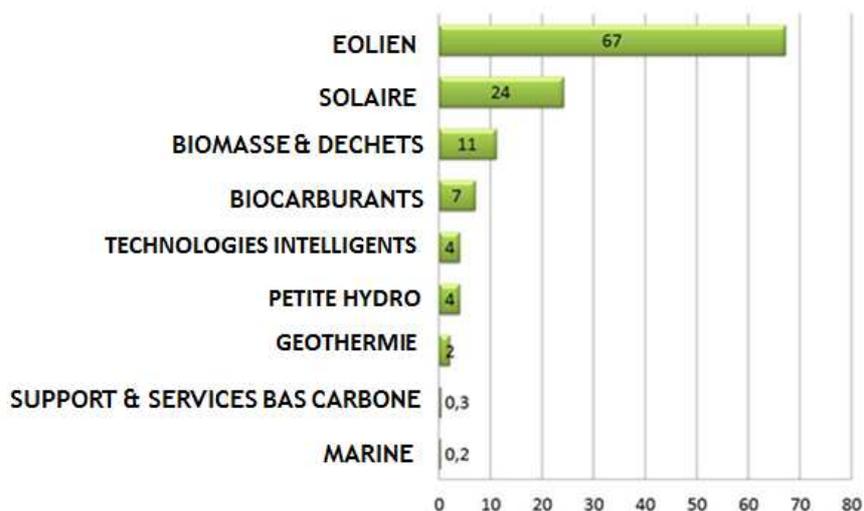


Figure 25: Nouveaux investissements financiers par technologie, en 2009, et croissance en 2008, en milliards de dollars US. (PNUE/Bloomberg)

Les acteurs majeurs qui financent ces technologies sont essentiellement des banques privées ainsi que des fonds d'investissement. Au cours des 10 dernières années, le secteur des énergies propres est passé du statut de simple niche à celui de secteur intégré. Au début de la décennie, le secteur était l'apanage de modestes fonds de capital-risque, mais au fil du temps, de plus grandes sociétés de capital-risque spécialisées les ont rejoints. Ces dernières années, les banques d'investissements et de grands souscripteurs privés ainsi que des sociétés privées ont démontré un intérêt grandissant

⁸ Capitaux-propres publics = titres émis et cotés en bourse ouverts au public



envers ce secteur, tout comme des fonds spéculatifs qui consacrent une part de leurs portefeuilles aux énergies propres.

Ces éléments illustrent l'intérêt grandissant des investisseurs envers les énergies propres :

Le financement et l'accroissement des capacités de production ne semblent pas être un problème majeur pour la diffusion des technologies propres. Les investisseurs privés ont déjà montré leur intérêt envers ces technologies lorsqu'elles sont mise en œuvre dans un cadre institutionnel transparent et stable, et qu'elles présentent des garanties financières.

Pour ce qui est de la CEDEAO, un cadre réglementaire approprié faisant défaut afin de permettre la promotion des énergies renouvelables représente une barrière pour les investisseurs privés. La situation financière généralement tendue des entreprises du secteur public et la réticence à ajuster les tarifs volontairement sont également des facteurs pouvant limiter la confiance auprès d'investisseurs potentiels.

6.4. Financement de projets à grande échelle dans les énergies renouvelables

Un signe important de la maturité des « énergies propres » réside dans le fait que le Groupe de la Banque mondiale investit de manière croissante dans les énergies renouvelables. En 2010 le Groupe de la Banque mondiale annonçait que le financement en termes d'efficacité énergétique ainsi que de projets et de programmes dans les énergies renouvelables auprès des pays en développement avait augmenté de 24% au cours de la dernière année fiscale pour atteindre un total de 2,5 milliards d'euros, soit son niveau le plus élevé jamais atteint. La totalité des engagements en faveur de l'efficacité énergétique pour l'année se terminant au 30 juin 2009 a représenté plus de 40% des prêts accordés à l'énergie et attribués par le Groupe de la banque mondiale (en incluant l'énergie hydroélectrique à grande échelle).

Un autre signe prometteur est que tous les donateurs internationaux financent de grands projets par le biais d'investissements privés à travers leur succursale financière dédiée aux projets commerciaux (SFI, PROPARCO, KFW, PIDG). En Turquie, la SFI a financé une ferme éolienne de 135 mégawatts permettant une augmentation de la capacité du pays en énergie éolienne de 30% tout en réduisant les niveaux de pollution. Au Chili, la SFI a financé la construction de la plus grande ferme éolienne du pays, à ce jour. Elle permettra de réduire la pollution environnementale tout en augmentant l'approvisionnement en énergie du réseau national. En Afrique du Sud, Proparco finance une centrale solaire de 1 MW. Au Burkina Faso, il est question de financer une centrale solaire de 20 MW.

Par conséquent, financer et augmenter la capacité de production ne semble pas être un problème majeur pour la diffusion des technologies propres. Les investisseurs privés ont déjà montré leur intérêt envers ces technologies lorsque les projets sont mis en œuvre dans un cadre stable de transparence institutionnelle tout en impliquant des garanties financières. En ce qui concerne la CEDEAO, le cadre réglementaire approprié faisant défaut, et ne pouvant donc pas favoriser la promotion des énergies renouvelables, constitue un obstacle de taille pour les investisseurs privés. La situation financière généralement difficile des compagnies publiques et la réticence à engager des ajustements tarifaires de manière proactive sont également des facteurs limitant pour pouvoir gagner la confiance des investisseurs potentiels.

L'instrument le plus commun de fixation des prix et d'incitations est un programme de tarif de rachat garanti, fournissant les conditions financières afin de réduire les coûts de développement des énergies renouvelables en instituant des réglementations de tarifs favorables envers les énergies renouvelables en comparaison à l'alternative des énergies non renouvelables. Cependant l'élaboration des règlements des tarifs de rachat est un processus dynamique : Les politiques de tarifs de rachat doivent être adaptées en permanence. Le défi a été de proposer juste assez d'incitation afin d'attirer



les investissements privés *mais pas trop* afin que les investisseurs indépendants puissent être impliqués. Ce programme doit encore être développé.

Dans les pays en développement l'approche du financement de projet pour les technologies faisant appel aux énergies renouvelables est en cours de développement. La plupart du temps, ce type de grands projets rassemble les acteurs auprès des consortiums qui mettent en œuvre lesdits projets.

En général ce consortium comprend un constructeur ; un opérateur spécialisé dans la production d'électricité, un panel de banques.

Bien sûr, les facteurs clé pour les promoteurs de ces projets sont la viabilité financière et économique. Les deux éléments clé de la durabilité sont :

- (i) Le prix de vente au kWh produit et la garantie d'achat soit par l'opérateur national ou bien par un nouvel opérateur dans le domaine de la distribution (régulé par le contrat d'achat d'énergie) et
- (ii) Les conditions d'accès au réseau de transmission/distribution en sécurisant l'acheminement de l'énergie produite (règles de transport)

Ces deux conditions requièrent alors des engagements contractuels clairs et stables à long terme afin de comprendre et contrôler tout en prenant part au cadre réglementaire favorable au niveau national. De plus, l'accès des technologies faisant appel aux énergies renouvelables vers le réseau requiert des réglementations techniques claires devant être approuvées par l'autorité de régulation et appliquées aux opérateurs des différents secteurs. À l'heure actuelle ce cadre fait défaut. Toutes ces composantes doivent être mises en place afin d'attirer le secteur privé et les fonds pour qu'ils investissent dans des projets sur les énergies renouvelables dans cette zone géographique.

6.5. Financement des projets en matière d'énergies renouvelables à petite échelle

L'aide au développement est très active dans le segment des énergies renouvelables à petite échelle. Ces projets sont très souvent trop petits pour attirer les capitaux privés et requièrent des niveaux élevés en matière de capitaux et de coûts de transaction au cours de leur préparation et de leur mise en œuvre (ingénierie et intermédiation organisationnelle et sociale, difficulté de gestion d'une vaste clientèle, etc.). Le secteur privé hésite à prendre les risques et les banques sont hésitantes face à la faiblesse des investissements.



Insert 5 - La diffusion des systèmes domotiques solaires (SHS) au Bangladesh

La Banque mondiale a décidé en 2009 d'intervenir avec détermination pour soutenir l'agence gouvernementale IDCOL (Infrastructure Development Company Limited), responsable du développement de l'énergie solaire qui est un enjeu majeur de la stratégie nationale d'accès à l'énergie au Bangladesh.

IDCOL repose sur un vaste réseau de distributeurs de SHS et sur un acteur majeur, Grameen Shakti, une filiale de Grameen Bank, qui a établi une organisation importante afin de s'implanter dans les zones rurales. Par le soutien qu'elle a apporté, cette organisation a obtenu des résultats impressionnants :

- Le nombre de systèmes SHS distribués a atteint 645 000 unités en 2010
- Actuellement plus de 35000 systèmes SHS sont distribués chaque mois

À la fin de l'année 2010, la capacité de systèmes SHS installés pour le segment domestique est de 45MWc, et la Banque mondiale considère que 1,2 millions de foyers seront équipés de systèmes SHS à la fin de l'année 2012.

Les aspects financiers reposent sur des dons de contrepartie de la part du Fonds pour l'environnement mondial vers une ligne de crédit allouée par les institutions de la microfinance et sur les ONG qui se chargent de l'acquisition des systèmes solaires. À leur tour, ces organisations fournissent des petits prêts aux particuliers et aux coopératives qui sont demandeurs des systèmes SHS. En transférant la part de leur budget énergétique habituellement dépensé en carburant et en batteries plutôt qu'à l'énergie solaire, les familles peuvent effectuer un investissement modeste dans des systèmes domotiques solaires allant de 20 à 40 watts.

Les banques de développement multilatérales et bilatérales jouent également un rôle crucial dans le développement des énergies renouvelables dans ce segment. Le Groupe de la Banque mondiale contribue encore grandement au financement des projets de faible capacité.

En effet, ces institutions peuvent aider des pays en élaborant de tels programmes et de tels projets en utilisant leur expertise technique dans le domaine des activités rurales en encourageant les réseaux internationaux à aider ces pays à trouver des moyens créatifs afin de financer ces projets utilisant les énergies renouvelables ainsi qu'à concevoir des normes et procédures réduisant les coûts d'achat (en outre, le soutien des APD peut concerner : le renforcement des capacités, les activités de surveillance du marché, la coordination, un programme d'information du public ; un soutien au développement de l'activité, une aide au Fonds d'Electrification Rurale (FER).

En guise de conclusion, le développement des énergies renouvelables dans les pays en développement passe principalement par trois approches stratégiques :

- (i) Une électrification décentralisée,
- (ii) Un micro-réseau, et
- (iii) Une approche centralisée destinée à intégrer la production d'énergies renouvelables sur le réseau de transmission d'électricité.

Les besoins et modes de financement sont très différents.

6.6. Financement de la bio-énergie

L'énergie produite à partir de la biomasse représente la principale consommation finale d'énergie en Afrique. La forte dépendance envers la biomasse est particulièrement évidente en Afrique subsaharienne où, dans certains pays, elle représente de 70 à 85% de l'approvisionnement énergétique primaire. La plupart de l'énergie issue de la biomasse utilisée dans les zones rurales provient de la biomasse conventionnelle, tels que le bois et le charbon de bois récupérés dans les forêts et les savanes boisées. L'utilisation de la biomasse traditionnelle présente des inconvénients majeurs pour l'environnement, notamment en ce qui concerne la pollution de l'air lorsqu'elle est utilisée dans un espace fermé. Il est important de faire la différence entre l'approvisionnement en biomasse en milieu rural et en milieu urbain. S'il est vrai que la collecte de biomasse est un effort physique pour les femmes et les jeunes filles vivant en zone rurale, son impact sur les ressources reste modéré car les arbres font toujours l'objet des croyances traditionnelles et de la foi en la nature. Mais la



demande constante et croissante en bois dans les zones urbaines (surtout sous la forme de charbon de bois) accélère de manière inquiétante la dégradation des forêts et des savanes boisées si aucun contrôle n'est opéré. Les efforts pour améliorer et moderniser la production du bois de combustion, et transmettre la responsabilité de la gestion des ressources aux populations locales, développer des programmes d'utilisation de foyers à biomasse de petite taille en zones urbaines représentent une composante importante des stratégies énergétiques nationales et peuvent rapidement entraîner un impact positif pour les zones rurales à la fois au niveau social, environnemental et économique.

6.6.1. Foyers améliorés

Les foyers améliorés sont l'un des piliers de la stratégie énergétique domestique. Malgré leur coût modéré (dépendant en partie de la production et de l'assemblage au niveau local) et leur facilité d'utilisation avec un meilleur procédé de combustion et des émanations réduites de fumée, la diffusion des foyers améliorés a été partiellement couronnée de succès et ce type d'électroménager commence à être adopté par la population urbaine en Afrique de l'Ouest. Ainsi, les programmes de diffusion des foyers améliorés offrent souvent de meilleures conditions de cuisson, moins de fumée et un gain d'efficacité supérieur à 75% comparé au fourneau traditionnel, ce qui génère une réduction de la pollution locale due à la combustion quasi complète ainsi qu'à la consommation du bois de combustion et sur l'économie des ménages par le biais de la réduction des dépenses liées au bois de combustion.

Insert 6 - Les foyers améliorés en Afrique de l'Ouest

Ce type de technologie est principalement financé par les ONG et par le FEM-PNUD, impliqué dans la formation aux nouvelles techniques concernant les foyers améliorés et, par extension, dans les opérations permettant aux fabricants locaux de distribuer les produits à des prix accessibles.

En Afrique de l'Ouest, des projets d'envergure financés par la DGIS et mis en œuvre par la GIZ (anciennement GTZ) ont été développés sous les sigles FA-FASO, FA-MALI, FA-SEN. Au Burkina Faso, le projet a été qualifié de réussite avec la vente de plus de 200 000 fourneaux métalliques, pour la cuisson au bois et au charbon de bois, au cours des 5 dernières années. Cela signifie normalement que 1,6 millions d'habitants utilisent ces appareils électroménagers.

Au Mali M. Ousmane Sory Samasekou et son entreprise « Katène Kadji » a développé avec succès un foyer à corps métallique et avec un insert en céramique. Il a assuré la connaissance, la formation et la garantie de qualité aux forgerons locaux qui fabriquent les corps métalliques et aux céramistes qui élaborent les inserts. Une partie de la production est assemblée sur site pour les ventes locales avec l'étiquette Katène Kadji. Le reste est rassemblé puis assemblé dans un atelier et vendu à travers un réseau de détaillants à Bamako et dans les autres grandes villes. C'est une expérience unique que de pouvoir associer les principes de l'entrepreneuriat avec les réseaux locaux traditionnels.

6.6.2. Biogaz

Le biogaz est une autre technologie pour l'usage de la biomasse à petite échelle qui suscite un intérêt grandissant. D'un point de vue conceptuel, la technologie du biogaz semble être relativement simple et la viabilité technique de cette technologie a été démontrée de manière répétée dans de nombreux pays asiatiques. Toutefois, en Afrique, la production de biogaz a soulevé des controverses avec des expérimentations qui ont fait leurs preuves seulement dans un petit nombre d'installations qui sont pour la plupart tombées en désuétude et ont été mises hors d'usage.

À partir de ces expérimentations, il semble qu'il soit nécessaire de développer une stratégie spécifique de marché parmi les fournisseurs, les entrepreneurs, les consommateurs et les institutions de crédit. Il faudrait également avoir une technologie fiable et robuste car cela représente un investissement important pour les populations rurales. Les succès en Asie dans la diffusion de la



technologie du biogaz à usage domestique ont mené quelque vingt partenaires de développement internationaux à lancer l'initiative africaine sur le biogaz.

Cependant, il faut souligner que le succès du biogaz en Asie peut être expliqué par le fait qu'il se développe dans des conditions favorables : énorme concentration de population, pénurie de bois, accès facile à l'eau et au fumier, barrière psychologique limitée quant à l'usage du fumier pour cuisiner. Le Népal est un bon exemple. La SNV a mis en œuvre un programme fructueux basé sur l'assurance de la qualité, qualité de la maçonnerie des digesteurs et des systèmes de tuyauterie ainsi que de la formation des usagers. L'alternative pour la plupart de ces fermiers népalais défavorisés est le GPL qui doit être transporté à dos d'homme sur une distance de 10 à 25 km dans un terrain montagneux. Cela constitue également une bonne raison pour accompagner le développement de leur digesteur.

En Afrique de l'Ouest, du moins dans de nombreux pays au sud, l'accès à la biomasse n'est pas un grand problème pour la population rurale. Rassembler le fumier peut être un problème puisque le cheptel vit à l'extérieur. Et l'eau est un véritable problème dans la partie septentrionale des régions de la CEDEAO. Par conséquent, les efforts doivent se concentrer sur le biogaz industriel dans les laiteries et les abattoirs où les ressources sont disponibles et où il y a un besoin de chaleur et d'électricité.

Insert 7 - Initiative africaine sur les biogaz

Il s'agit de contribuer à la création d'un cadre viable et permanent pour le biogaz en élaborant des partenariats appropriés entre les gouvernements, le secteur privé et la société civile dans les pays africains. L'objectif est d'approvisionner vers 2020 deux millions de foyers en installations utilisant le biogaz permettant aux familles rurales de subvenir à leurs besoins énergétiques pour cuisiner, s'éclairer et améliorer leurs conditions de vie. Les partenaires financiers qui exploitent actuellement cette technologie sont : les coopérations allemandes et hollandaises, le PNUD, la FAO, le CILSS (Programme Biomasse Énergie), la BAD.

6.7. Applications solaires thermiques

Les technologies du solaire thermique appliquées en Afrique concernent les chauffe-eaux solaires, les fours solaires, et les séchoirs solaires. Dotés de performances améliorées et d'un coût diminué, les chauffe-eaux plus petits ont une période d'amortissement de 3 à 5 ans. Cependant, la diffusion de ces systèmes a été plus lente que prévu. Dans certains pays en développement, en fait, les chauffe-eaux solaires rencontrent des difficultés en matière de concurrence dues au subventionnement du GPL et de l'électricité. Toutefois, au Botswana, par exemple, environ 15 000 chauffe-eaux solaires domestiques ont été installés. Environ 4 000 chauffe-eaux solaires sont utilisés au Zimbabwe. En Afrique de l'Ouest, la production de chauffe-eaux solaires demeure une niche de production ayant pour conséquence des prix élevés (400 à 600 €, lorsqu'un chauffe-eau électrique bon marché coûte 150 €). La qualité de cet équipement doit impérativement être contrôlée en lui attribuant un label de qualité sur sa durée de vie.

Insert 8 - Diffusion des chauffe-eaux solaires en Afrique du Sud

Le programme de diffusion reçoit le soutien du Fonds pour les technologies propres (FTP). Le FTP est un fonds multi-donneurs créé en 2008 dont le but est de garantir la démonstration d'une activité soutenue, le déploiement et le transfert des technologies à faible émission de carbone avec un potentiel significatif afin de réduire l'émission des gaz à effet de serre à long terme. Le plan d'investissement fournit au marché sud-africain l'installation d'un million de chauffe-eaux solaires. Le financement du FTP accélérera la pénétration du marché des chauffe-eaux solaires et le développement de l'industrie locale travaillant sur ces appareils en réduisant le coût d'installation,



l'évolution du marché et la démonstration de nouveaux modèles d'entreprise. Le partenariat business-to-business a été testé dans certains pays d'Afrique de l'Ouest sans qu'il y ait eu une avancée majeure.

En ce qui concerne les technologies à faibles coûts d'investissement (fours solaires, séchoirs solaires), les programmes de diffusion ont jusqu'à présent reposé sur les financements des ONG et de la coopération bilatérale. Ces technologies présentent deux obstacles majeurs que sont leurs prix pour les familles défavorisées et le fait que les fours solaires ne peuvent pas être un appareil ménager de premier ordre dans des pays où il fait nuit noire après 18:30/19:00. Les fours paraboliques (à concentration solaire sur le foyer de cuisson) coûtent entre 100 et 120 €. Les fours solaires sont 20 to 25 € moins chers. Ce niveau de prix doit être établi par rapport au revenu moyen mensuel par famille qui est de l'ordre de 60 à 110 € pour des familles urbaines.

La tendance actuelle est d'abandonner les aides directes au profit des stratégies qui permettent aux populations défavorisées de financer leurs propres besoins en énergie. Par exemple, les institutions de micro-finance, qui proposent des prêts réduits, sont essentielles pour surmonter la question du financement du coût initial d'investissement dans des systèmes solaires hors réseau. Beaucoup d'institutions de micro-finance sont appuyées par des fonds de démarrage de grands donateurs tels que la Banque mondiale, mais l'autosuffisance à long terme n'est possible qu'à travers des remboursements des prêts.

La banque sud-africaine Bank Standard Bank s'est engagée, en partenariat avec l'Alliance pour une révolution verte en Afrique (Agra), à verser une attribution de prêts de 70 millions d'euros à 750 000 petits fermiers dans quatre pays africains (Ghana, Mozambique, Tanzanie et Ouganda) qui vont pouvoir décider l'acquisition de fours solaires. Cette décision devrait encourager les autres banques africaines à pratiquer des taux plus attrayants auprès des fermiers désireux de développer des alternatives plus économiques et certainement plus fiables.

6.8. Exemple d'élaboration de programme: Systèmes isolés en énergies renouvelables

Pour le vaste marché des utilisateurs, la connexion au réseau n'est pas une option financièrement viable dans la mesure où les investissements et les pertes d'exploitation seront prohibitifs. Par conséquent, l'achat direct/le crédit-bail/la location de systèmes photovoltaïques de différentes tailles devrait pouvoir être disponible par le biais des opérateurs et vendeurs privés ainsi que par les ONG. En reconnaissant les revenus généralement faibles de ce marché de l'énergie diffusé en zone rurale et le coût en capital toujours élevé des systèmes photovoltaïques, le Fonds pour les énergies renouvelables engagera des subventions afin de diminuer le coût du capital auprès des consommateurs. Dans ce cas, les installations sont financées par les usagers eux-mêmes à condition que le Fonds avance les financements nécessaires comme c'est actuellement le cas pour l'électrification rurale conventionnelle. Les usagers devront alors rembourser ces prêts sur une base mensuelle sur une certaine période de temps qui devra être fixée.

Les fournisseurs proposeront des options de petits systèmes photovoltaïques (par exemple de 20 à 60 WcWc) suffisants pour approvisionner les foyers en services basiques. Les vendeurs concurrents seront encouragés à travailler par le biais d'incitations qui incluront une assistance dans le développement du marché et le renforcement des capacités, la promotion des produits, des activités de réduction des risques financés par le Fonds pour les énergies renouvelables. Ces subventions permettront d'établir des prix en matière de systèmes photovoltaïques proches des niveaux de prix consentis par les consommateurs. De plus, afin d'éliminer l'obstacle de l'accès au crédit, ce sous-composant proposera une ligne de crédit aux intermédiaires financiers (telles que les banques rurales et les institutions de micro-financement) afin de leur permettre de fournir aux



consommateurs des prêts pour l'acquisition de systèmes photovoltaïques et pour le financement du fonds de roulement progressif pour les revendeurs. De plus, le Fonds pour les énergies renouvelables soutiendra la formation dans les opérations de financement liées aux systèmes photovoltaïques ainsi que la garantie partielle de risque pour les fournisseurs et les utilisateurs des systèmes photovoltaïques.

Avec un modèle de vente, les concessionnaires revendeurs privés vendent des systèmes SHS aux foyers ruraux qui payent comptant ou obtiennent un crédit. Les foyers ruraux doivent entretenir les systèmes et sont responsables du service de la dette dans le cas d'un achat à crédit. Le crédit peut être proposé par le concessionnaire, par le biais d'une organisation de micro-financement ou par une banque de développement.

Le talon d'Achille de l'acquisition de ces systèmes fondée sur le crédit demeure la maintenance de ces systèmes. Tant que celui-ci fonctionne parfaitement, l'utilisateur paiera ses emprunts. Dès lors que surviennent des problèmes techniques (remplacement des ampoules, du panneau de commande du chargeur de batterie), le coût de cette maintenance est souvent prohibitif si l'utilisateur ne fait pas partie d'une masse critique qui puisse permettre l'émergence de services de soutien locaux à un prix abordable. L'atténuation du risque financier est importante afin de créer une plus grande confiance au sein des partenaires impliqués. L'utilisateur peut être amené à financer la batterie afin de démontrer sa capacité financière. L'accord de compensation et de revente du panneau photovoltaïque qui conserve une part de sa valeur au cours de sa durée de vie peut réduire considérablement le risque financier des institutions engagées ayant accordé un prêt. Comme les installations électriques, la batterie et les appareils électriques demeurent propriété de l'utilisateur insolvable, il peut toutefois conserver le fonctionnement du système en chargeant la batterie.

En tant que modèle de service, une société spécialisée dans l'énergie solaire (Solarco) fournit l'électricité d'origine solaire aux foyers ruraux sur la base d'un tarif mensuel. Solarco reste propriétaire des systèmes et en assure la maintenance. Ce type de service énergétique peut également être mis en œuvre par un fournisseur communautaire. Encore une fois, la maintenance du système unique est la question cruciale en ce qui concerne la durabilité logistique. Une entreprise de service proposera généralement un meilleur service qu'un fournisseur communautaire qui n'aura pas la même motivation commerciale.

6.9. Exemple de conception d'un programme : Mini-réseau et Esco (Energy Service Company-Compagnie de services énergétiques)

Dans cette approche, un service public ou une société de services énergétiques liée au gouvernement par contrat exploite un petit réseau local isolé détenant ses propres sources d'énergie. Dans ce cas, il est impératif de réguler les tarifs (par exemple, qu'ils soient déterminés à un niveau équivalent au tarif de sauvetage des consommateurs sur le réseau rural). Les services publics ou l'opérateur de la compagnie de services énergétiques reçoivent une subvention en provenance d'un fonds public (subvention croisée alimentée par le tarif national, dotation en vertu de la loi de finances, contribution privée). Il est prévu que la subvention couvre une partie des coûts élevés de mise de fond initiale et éventuellement une partie des coûts d'entretien et d'exploitation. Ce modèle est désormais en application en Chine pour permettre l'exploitation de plus de 700 micro-réseaux photovoltaïques centralisés, chacun d'une capacité de 10 à 150 kW. Les Philippines ont appliqué cette approche pendant de nombreuses années afin de financer ses opérations isolées en termes d'énergie hybride solaire/thermique. Encore une fois, la conception du schéma de subvention doit être élaboré en portant une attention particulière sur l'opérateur afin d'éviter que celui-ci n'agisse en « une rente gratuite ».



Depuis sa création en 1993, le Fonds pour l'environnement mondial (FEM) a été le co-financier traditionnel des projets de la Banque mondiale d'électrification hors réseau par le biais de prêts octroyés pour les technologies en énergies renouvelables qui devraient être bientôt déployées mais qui font face à des obstacles commerciaux. L'octroi de subventions est très appréciée par les gouvernements qui en bénéficient car il permet non seulement de réduire le poids des subventions mais procure également un niveau de confort aux responsables de la planification et aux décideurs encore indécis quant à l'efficacité des alternatives sur la base des énergies renouvelables en termes d'électrification.

Plus récemment, le Partenariat mondial pour l'aide basée sur les résultats (GPOBA) est en train de devenir un important fournisseur d'aide directe pour les projets d'électrification hors réseau. Le but du GPOBA est d'appliquer des approches basées sur les résultats afin de soutenir l'approvisionnement des services essentiels aux populations défavorisées. Les demandes de subventions les plus courantes concernent des subventions ponctuelles, transitoires et récurrentes. Les subventions ponctuelles impliquent des subventions en capital destinées à élargir l'accès aux services. Les subventions transitoires aident à combler la différence entre le paiement dont l'utilisateur peut ou est disposé à s'acquitter et le niveau tarifaire de récupération des coûts.

D'autres organismes bilatéraux et multilatéraux de financement sont également actifs dans le domaine des technologies propres aux énergies renouvelables et l'électrification décentralisée. Par exemple, tous les projets suivants cités ci-dessous ont reçu une aide sous forme de financement, ainsi que pour leur élaboration, de la part de la GIZ, de l'AFD, de la BAD (...)

- PERMER Projet sur les énergies renouvelables en zone rurale (Argentine)
- PERZA Projet d'électrification rurale en zones isolées et hors réseau (Nicaragua)
- PIR Projet d'infrastructure rurale (Honduras)
- REDP Projet de développement des énergies renouvelables (Chine)
- RERED Énergies renouvelables pour le développement économique rural (Sri Lanka)
- RERED Électrification rurale et développement des énergies durables (Bangladesh)
- RPP Projet d'électrification en milieu rural (Philippines)
- TEDAP Projet de développement et d'accès à l'énergie en Tanzanie
- PERG solaire (Maroc)
- La Politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC), dirigée par le CEREEC

Par exemple, l'AFD est en train de développer une approche spécifique au Kenya dans le but de promouvoir et de soutenir l'émergence des opérateurs locaux de distribution d'énergie (à partir de sources renouvelables). Ces opérateurs ont accès aux systèmes de financement à des taux subventionnés accessibles par l'intermédiaire des banques locales. Ces banques locales sont refinancées par l'AFD par l'intermédiaire d'une ligne de crédit.

6.10. Intégration des énergies renouvelables centralisées

La viabilité économique des projets en énergies renouvelables connectés au réseau peut être facilitée par l'intermédiaire de deux différents modèles :

- La signature d'un contrat d'achat d'énergie spécifique entre le promoteur dans le secteur des énergies renouvelables et le distributeur d'énergie ou
- En établissant un cadre réglementaire pour un tarif d'achat accompagné de règles techniques relatives à l'accès au réseau et à la connexion.

Dans les deux cas, les politiques ont obligation d'acheter à taux fixe l'électricité générée localement par les technologies faisant appel aux énergies renouvelables, décidé par les autorités publiques et garanti pendant un certain temps. Ces prix garantis (prix de rachat) doivent logiquement refléter les



coûts marginaux à long terme des énergies renouvelables, en comprenant une marge bénéficiaire raisonnable pour le promoteur, et ils doivent être suffisamment attractifs et intelligents pour investir dans un secteur rentable.

Tous les producteurs d'électricité verte, dont les coûts marginaux sont inférieurs au prix garanti, sont encouragés à produire. Ce système engendre un coût additionnel pour la communauté qui correspond en partie à un coût additionnel réel (la différence entre le coût marginal de production des énergies renouvelables et le coût moyen par kWh conventionnel, ou le tarif d'achat, si celui-ci est inférieur au coût moyen). Ces différences entre le coût « vert » et le coût conventionnel reflètent généralement des facteurs externes négatifs (coûts sociaux, environnementaux, etc.) qui devraient être attribués à l'énergie conventionnelle. Cependant, un tarif d'achat n'a aucun effet en cas de vide politique ou juridique. Dans le but de créer un environnement favorable pour les technologies faisant appel aux énergies renouvelables, chaque tarif d'achat devrait être soutenu par des instruments complémentaires.

Les informations et les instruments fondés sur les compétences sont nécessaires pour combler les lacunes et mettre en place les capacités techniques nécessaires. Dans un environnement réglementaire favorable (système des tarifs d'achat, contrat d'achat d'énergie clair et transparent) les projets portant sur les énergies renouvelables peuvent être soutenus par des investisseurs privés par l'intermédiaire de prêts bancaires, des prises de participation et des dons. Le coût additionnel est habituellement pris en charge par le consommateur final par le biais d'un « fonds pour le service public » ou d'une « contribution au service public » dans le but de compenser les coûts financiers directement pris en charge par les organismes concernés. En prenant en considération ces questions-là, les limites d'un tel système doivent être précisées lorsque l'intégration en matière d'énergies renouvelables est immense et implique des coûts additionnels par kWh qui peuvent très vite devenir insupportables pour le consommateur final. C'est la raison pour laquelle certains pays, dont le Maroc par exemple, ont adopté une stratégie progressive comme suit :

- Première étape : introduction des énergies renouvelables au moyen de contrats d'achat d'énergie clairs.
- Deuxième étape : Mise en œuvre du tarif d'achat (une fois que les coûts en matière d'énergie renouvelables ont baissé)

Ainsi, avant de s'engager dans un système de tarifs d'achat pour les énergies renouvelables connectées à un réseau, les appels d'offres concernant un volume de capacité spécifique définissant un prix plafond et un prix plancher pourraient s'avérer être un mécanisme d'incitation hybride fusionnant un objectif de prix avec une vision quantitative.

6.11. Provenance des financements

Les fonds destinés au secteur énergétique abondent. Plusieurs d'entre eux sont liés à la lutte contre la déforestation et ne sont pas directement utiles aux stratégies en matière d'énergies renouvelables. D'autres sont liés aux énergies renouvelables et pourraient être utilisés pour financer les dons destinés aux tarifs d'achat, les dons destinés à la construction, le financement à des conditions privilégiées, les garanties de risques, et l'assistance technique. Ces fonds favorisent souvent un effet de levier significatif sur les investissements privés. Cependant, en Afrique, ils ne constituent pas encore un palmarès de résultats significatifs :

- **Alliance mondiale pour la lutte contre le changement climatique**, qui est un fonds de l'UE
- **Le Fonds mondial pour la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables (GEEREF)**, géré par la Banque européenne d'investissement (BEI).



- **Le Fonds de partenariat pour la réduction des émissions de carbone forestier**, qui aide les pays en développement à réduire la déforestation et la dégradation des forêts, géré par la Banque mondiale. Quatorze contributeurs financiers se sont engagés sur un montant de 165 millions de dollars répartis entre un Fonds d'intervention et un Fonds carbone.
- **Le Fonds forestier du bassin du Congo**, les gouvernements, la société civile et le secteur privé. Le fonds est initialement financé par un don de 100 millions de livres sterling en provenance du Royaume Uni et de la Norvège.

6.11.1. Financement carbone

De nombreuses opportunités sont présentes au sein du mécanisme de développement propre ainsi que dans le marché volontaire de carbone (VCM) (un marché informel du carbone). En tant que partie non-annexe de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), les États membres de la CEDEAO sont admissibles pour accueillir des projets de réduction des GES afin de gagner des unités de réductions d'émissions certifiées (REC). La commission de la CEDEAO devrait opter pour la création d'un bureau pour une Autorité régionale du MDP (ARMDP), possiblement hébergée par le secrétariat l'EEEOA et composé d'experts des deux organisations. Les moyens financiers devraient être mis à disposition afin d'employer des experts internationaux MDP pour des mandats de mission à court terme (développement de projet et renforcement des capacités) auprès des ARMDP. L'ARMDP doit être opérationnelle et soutenir les États membres par le biais des autorités nationales désignées (AND) dans le développement d'un portefeuille de projet CEDEAO-MDP admissible pour le marché de contreparties de fixation du carbone, en regroupant des projets de nature similaire afin de donner la masse critique au portefeuille et réduire ainsi les coûts de transaction. Les notes relatives à l'idée du projet, qui constituent la toute première étape dans le développement du projet bénéficiant des REC, doivent être traitées. L'expérience acquise sur le marché du carbone existant dans la région lié aux énergies renouvelables doit être renforcée. Le développement de projets du MDP dans l'énergie solaire, la petite et moyenne hydro, l'énergie éolienne et la biomasse doit être soutenu par la CEDEAO.

Si le mécanisme de développement propre est efficace en tant que catalyseur des investissements dans certaines économies en développement (en Afrique du Sud par exemple), la totalité du continent africain représente moins de 2% des projets du MDP.

Pendant que l'Afrique utilise encore relativement peu de mécanismes de financement pour le carbone, deux obstacles se présentent :

- Problèmes des obstacles liés aux capacités (ressources humaines inappropriées, ampleur du projet en fonction des coûts de transaction et manque de coordination régionale permettant la réalisation de plus grands projets) et
- Obstacles financiers (frais de démarrages, faible niveau du financement local et sentiment de risque élevé).

La CEDEAO doit aider à lever les obstacles au développement du système d'échange de crédit carbone dans la région dans le but de tirer profit du marché du carbone et de contribuer aux efforts internationaux pour limiter les changements climatiques et soutenir le développement durable des États membres. L'élimination des entraves doit freiner le développement des capacités liées au projet MDP, en regroupant les projets liés aux énergies renouvelables, l'utilisation de méthodologies simplifiées pour le développement des projets MDP, le programme d'activités afin de réduire les coûts de transaction. En outre, l'ARMDP doit prendre l'initiative en matière de coordination pour permettre le développement de plus grands projets MDP. Par ailleurs, l'ARMDP fournira des subventions pour les projets les mieux préparés afin d'alléger les obstacles financiers.



D'après les estimations de la Banque mondiale, l'Afrique sub-saharienne pourrait techniquement intégrer plus de 3 200 projets MDP, permettant une production d'énergie de 170GW supplémentaires. Bien que le potentiel du projet MDP de la CEDEAO soit considérable, la région profite moins des avantages du marché du carbone.

Le tableau ci-dessous l'illustre clairement.

Tableau 13 Projets MDP gérés au niveau de l'UEMOA (PNUE Risø Centre)

Titre	Région	Sous-région	Pays d'accueil
Projet de récupération des gaz de décharge à Akouedo, en Côte d'Ivoire	Afrique	Afrique subsaharienne	Côte d'Ivoire
Projet municipal de la Ville d'Abidjan de conversion des déchets solides en énergie	Afrique	Afrique subsaharienne	Côte d'Ivoire
Projet SANIA pour la substitution de l'utilisation du gaz naturel par la biomasse renouvelable	Afrique	Afrique subsaharienne	Côte d'Ivoire
Projet de plantation de Jatropha Curcas au Mali	Afrique	Afrique subsaharienne	Mali
Projet régional hydroélectrique de Félou	Afrique	Afrique subsaharienne	Mali
Projet d'amélioration de l'efficacité énergétique de la sucrerie CSS	Afrique	Afrique subsaharienne	Sénégal
Projet de récupération des gaz de décharge de M'beubeuss	Afrique	Afrique subsaharienne	Sénégal
Remplacement partiel du charbon par des coques de Jatropha et des résidus de biomasse dans la production du ciment Portland	Afrique	Afrique subsaharienne	Sénégal
Projet Oceanium de régénération des mangroves	Afrique	Afrique subsaharienne	Sénégal
Projet de distribution de lampes fluorescentes compactes (LFC) au Togo	Afrique	Afrique subsaharienne	Togo

En plus des fonds multi et bilatéraux, il faut compter sur la participation d'un nombre de fonds public-privé incluant un composant doté d'un noyau carbone qui génère des revenus basés sur les crédits compensatoires MDP. Ces fonds incluent :

- *The Bio-Carbon Fund* (Fonds Biocarbone) est un programme administré par la Banque mondiale afin de financer des projets de démonstration
- *The Carbon Fund for Europe* (CFE), ou Fonds carbone pour l'Europe, qui a été créé en 2007 avec un capital de 40 millions d'euros et qui est co-dirigé par la BEI et la Banque mondiale..
- *The Carbon Partnership Facility* (Fonds de partenariat pour le carbone) est conçu pour favoriser les réductions des émissions de carbone et aider au rachat de ces dernières pour la période qui suit 2012.
- *The Community Development Carbon Fund* (Fonds carbone pour l'aide au développement communautaire) finance des projets dans les zones les plus défavorisées des régions en développement. Le fonds est géré par la Banque mondiale.
- *The Danish Carbon Fund* (DCF) (Fonds carbone danois)
- *The Italian Carbon Fund* (Fonds carbone italien)



- The *Netherlands CDM Facility* (Fonds MDP des Pays-Bas)
- The *Netherlands European Carbon Facility* (Fonds carbone européen des Pays-Bas)
- The *Prototype Carbon Fund* (PCF) (Fonds prototype pour le carbone), qui consiste en un partenariat entre 17 sociétés et six gouvernements, géré par la Banque mondiale.
- The *Spanish Carbon Fund* (Fonds carbone espagnol),
- The *Umbrella Carbon Facility* a été créé pour prendre en charge de grands volumes de réductions d'émissions pour différents groupes en plusieurs tranches.

De même, le processus des mesures d'atténuation appropriées au niveau national (MAAN) peut jouer un rôle important à l'avenir. Le CEREEC a initié une initiative pour la CEDEAO à cet égard. Tout comme pour le marché volontaire, c'est encore un nouvel enjeu et il en est à sa phase initiale dans la CEDEAO. Toutefois, au niveau local, par le biais du système EEEOA ou du CEREEC, la commission de la CEDEAO doit prendre en considération des projets de petite échelle qui correspondent aux exigences du marché volontaire du carbone. L'objectif global du marché d'échange de crédits de carbone de la CEDEAO est de permettre de réaliser un meilleur usage des fonds existants et des instruments de financement du carbone.

En guise de conclusion :

- En se basant sur leur situation spécifique de consommation énergétique, les États membres de la CEDEAO devraient concentrer leurs efforts dans les secteurs des énergies renouvelables et dans une économie à faibles émissions de carbone. Les investissements en constante augmentation pour permettre au secteur de l'énergie d'amorcer son virage vert peuvent apporter une contribution conséquente à la diminution des émissions de carbone. Les sources d'énergie renouvelables peuvent jouer un rôle important dans une stratégie globale intégrée destinée à éliminer la pauvreté énergétique.
- Les profits sur les taxes prélevées sur le carbone ou l'énergie ou sur l'élimination des subventions pour les carburants fossiles pourraient être utilisés pour soutenir les incitations favorisant l'écologie dans le secteur énergétique. En ce qui concerne le financement de projet, les mécanismes de finance publique, qui peuvent aller de simples dons jusqu'à des structures complexes de financement conditionnel, peuvent être déployés pour aider la recherche et développement, le transfert de technologie et le renforcement des compétences. La communauté internationale aide l'économie et la croissance vertes. Les investissements attendus dans des projets d'énergie verte atteindront en moyenne environ 650 milliards de dollars à travers le monde sur les 40 prochaines années en production d'énergie par l'utilisation des sources d'énergie renouvelables.
- La Commission de la CEDEAO devra prendre de plus grandes responsabilités pour la promotion d'une approche régionale harmonisée à travers le développement d'une stratégie en termes d'énergie verte dans le but d'attirer des financements multi et bilatéraux afin de soutenir le développement du secteur des énergies renouvelables. Le "Green Fund" (« Fonds vert ») pour une initiative régionale sur l'énergie verte au niveau de la CEDEAO doit être mobilisé par l'intermédiaire d'un travail en partenariat avec le PNUE, le PNUD, et la BAD ainsi qu'avec d'autres institutions internationales et nationales importantes regroupant plusieurs donateurs.
- Il y a une nécessité de coordination entre les différents fonds afin que des programmes plus ambitieux à travers les pays puissent de fait être financés conjointement. Jusqu'à présent, seuls des petits projets isolés ont reçu des financements. La même approche est peut-être requise pour les financements bilatéraux et les autres agences de financement.



6.12. Tarifs et incitations

Les gouvernements devront orienter leur choix entre différents types d'instruments, ceux jouant sur les prix (tarifs d'achat contrôlés) et ceux jouant sur les quantités (objectifs nationaux et appels d'offre, ou imposition de quotas et d'échanges commerciaux verts). Comme nous le faisons remarquer au préalable, le but de l'intervention gouvernementale est très spécifique : elle est destinée à stimuler les changements techniques et à accélérer les processus technologiques d'apprentissage afin que les énergies renouvelables puissent concurrencer pleinement les sources d'énergies conventionnelles, après internalisation des coûts environnementaux. La comparaison des instruments doit être évaluée en relation avec les caractéristiques des processus innovants et les conditions de leur adoption ; incertitudes concernant les courbes de coût, dynamique d'apprentissage, etc.

6.13. Compétitivité des énergies renouvelables

Les technologies de la génération basée sur les carburants fossiles sont liées à des effets induits négatifs tant sur le plan de l'environnement que sur le plan social qui sont payés par la société et non pas par les opérateurs de projet (pollution par hydrocarbure des sols et de l'eau, émissions de GES). Si ces coûts sont internalisés, la compétitivité de certaines technologies utilisant des énergies renouvelables s'améliore considérablement. Les coûts actuels incluant la valeur de la dégradation de l'environnement ne se reflètent pas dans la structure de coût du marché. Pour faire face à la difficulté d'évaluation de ces coûts, l'une des solutions serait de fournir un soutien financier correspondant aux externalités non prises en compte pour les technologies des énergies conventionnelles au moment de leur passage aux énergies renouvelables.

En effet, un obstacle majeur aux investissements dans les énergies renouvelables est la différence entre les coûts de production issue des énergies renouvelables et ceux issus des modes conventionnels de production d'électricité. La différence de coût a tendance à baisser, en particulier pour les technologies éprouvées utilisant les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne et hydroélectrique, mais il y a toujours une différence relativement grande pour les autres technologies ou sources d'énergie (biomasse et solaire) qui tend à être réduite en combinant la courbe d'apprentissage technologique et les économies d'échelle. Les coûts des investissements de départ pour certaines énergies renouvelables comme le photovoltaïque sont actuellement en baisse à cause des économies d'échelle gagnées à travers les capacités industrielles accrues et les changements industriels ainsi qu'à un niveau de compétitivité plus élevé. Pour certaines technologies des énergies renouvelables utilisant l'énergie solaire et la biomasse, cette tendance sera plus lente car leur prix est étroitement lié à une quantité établie de matériaux dont elles dépendent.

Le graphique ci-dessous illustre les différentes étapes de l'introduction des énergies renouvelables dans une dynamique financière.

Il nous montre que le développement des énergies renouvelables fait partie d'une approche progressive basée sur l'enchaînement des mouvements de l'établissement des systèmes financiers. Donc avant d'obtenir un environnement basé sur les énergies renouvelables et soutenu par le puissant secteur privé et la participation du système bancaire, il est nécessaire en tant que marché émergent d'aider le développement des technologies utilisant les énergies renouvelables en englobant les subventions, les incitations fiscales, et par l'établissement d'un cadre réglementaire favorable pour les PPI impliqués dans les technologies utilisant les énergies renouvelables, et d'une approche concernant les tarifs de rachat.

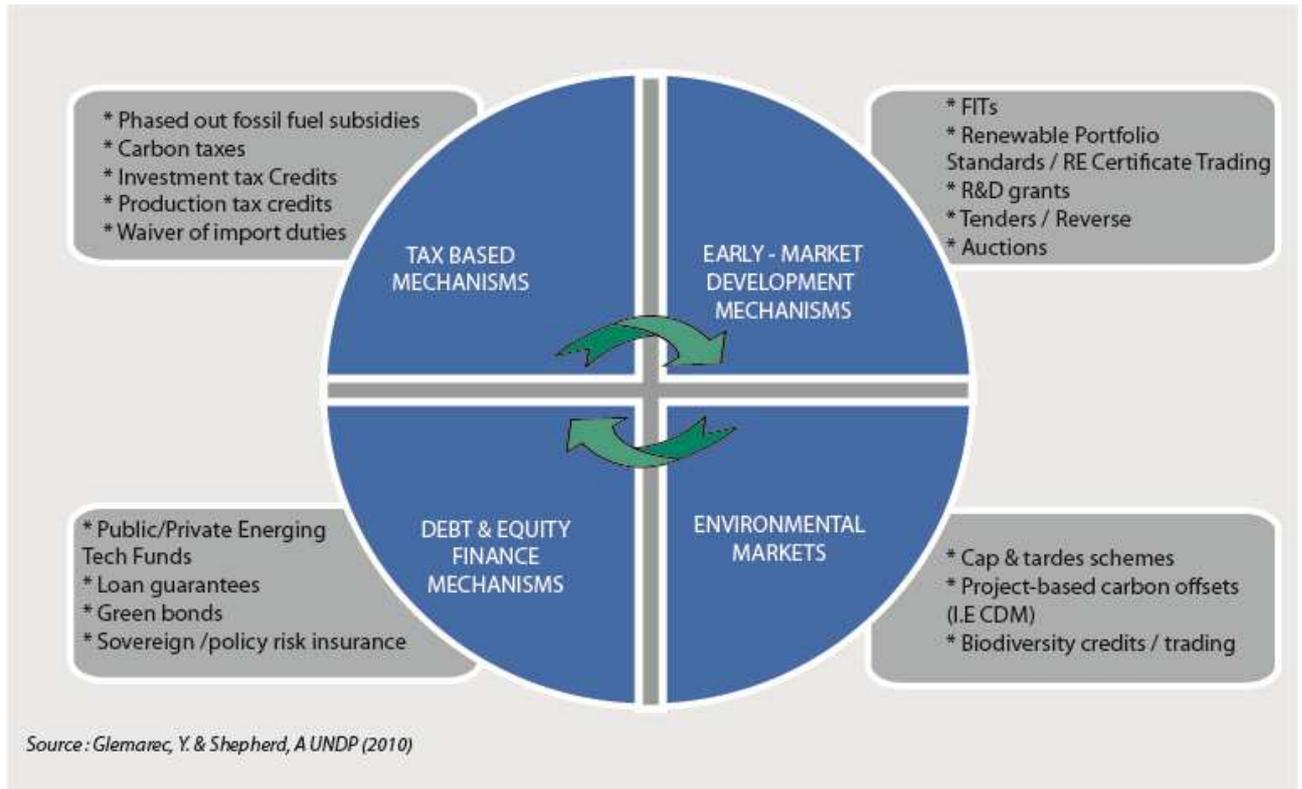


Figure 26: Différentes étapes de l'introduction des énergies renouvelables sous une dynamique financière



7 Évaluation des ressources en énergies renouvelables

7.1 Énergie hydroélectrique

Le potentiel hydroélectrique global (à petite, moyenne et grande échelle) dans les 15 pays de la CEDEAO est estimé à environ 25 000 MW. On estime que seulement autour de 16% a été exploité. Environ la moitié du large potentiel existant (autour de 11,5 GW) a été estimé techniquement et économiquement au cours de l'élaboration du plan directeur 2011 du WAPP ou Groupement énergétique régional de l'Afrique de l'Ouest (EEEOA). Finalement, l'exécution d'un projet en développement de 21 projets hydroélectriques de grande envergure d'une capacité globale de 7 GW a été approuvée par le consortium EEEOA. On prévoit que les grandes centrales hydroélectriques répondront à 25% de la capacité globale installée dans la CEDEAO pour 2025 et 29% en 2030. La mise en œuvre des projets EEEOA en développement et des lignes de transmission raccordées permettront des échanges énergétiques commerciaux et réduiront les coûts de production et les tarifs grand public en particulier dans les pays aujourd'hui à forte dépendance à l'énergie produite au diesel, particulièrement onéreuse.

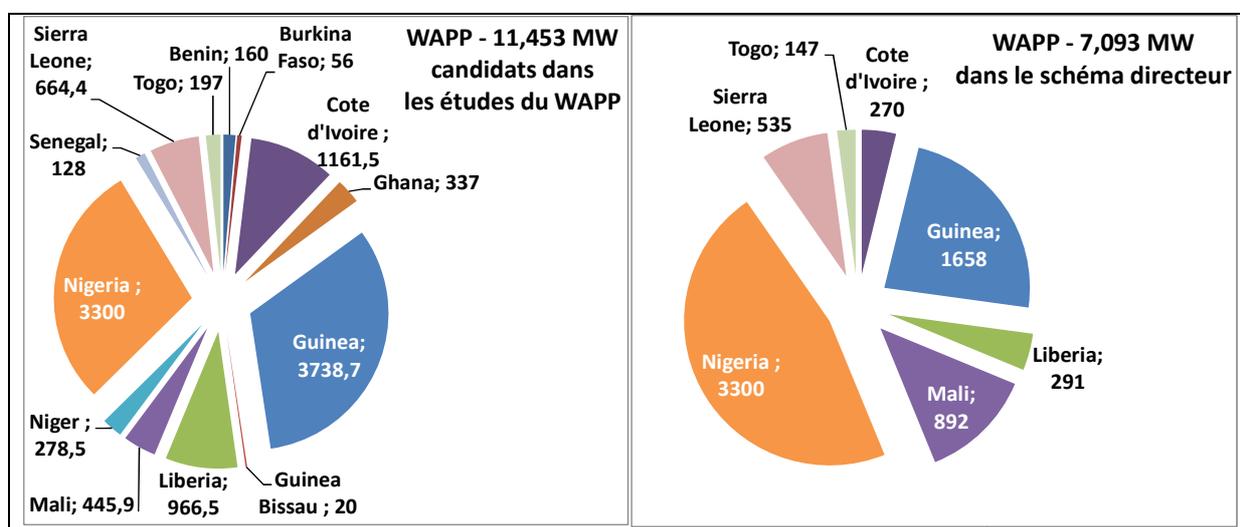


Figure 27: Candidats aux énergies renouvelables dans l'évaluation des ressources du WAPP (EEEOA) et dans le plan directeur

Les estimations du potentiel de la petite hydro (jusqu'à 30 MW) dans la CEDEAO diffèrent considérablement et manquent de fiabilité. Elles ont une possibilité de potentiel qui varie de 1 700 MW à 5 700 MW. La limite inférieure a été estimée en prenant en compte les données recueillies sur les lieux et fournies par les pays de la CEDEAO au cours de l'inventaire du CERECC pendant l'atelier. À cause du manque de données hydrologiques disponibles dans les pays il est difficile de donner une vision d'ensemble complète et à jour. Dans de nombreux pays, les inventaires établis plusieurs décennies auparavant n'ont jamais été mis à jour et les stations hydrométriques n'existent plus désormais. De nombreuses évaluations de ressources ont été menées dans les années 70, 80 et 90 par des consultants étrangers (par exemple, EDF pour les pays francophones) et l'expertise régionale d'évaluation des ressources hydroélectriques est souvent de piètre qualité, si tant est qu'elle existe.

La Gambie et le Cap-Vert n'ont aucun potentiel hydraulique. Les pays dotés d'un fort potentiel sont le Nigeria et la Guinée. Tous les autres pays disposent d'un bon potentiel à l'exception du Burkina Faso et, dans une certaine mesure, du Niger. Cependant, il est à noter que certains projets hydroélectriques en Guinée, en Sierra Leone et au Libéria devront affronter des difficultés même si celles-ci s'avèreront profitables d'un point de vue économique. En effet, les impératifs financiers



budgétaires de certains pays, les impacts environnementaux, et les difficultés d'accès aux sites seront des facteurs qui freineront le gigantesque développement des ressources hydroélectriques. Toutefois certains de ces projets pourraient être dédiés à l'approvisionnement local pour les activités minières. Pour le Ghana, on estime le potentiel à 2 000 MW.⁹ On estime qu'environ 1 200 MW seront produits à partir de sources hydrauliques importantes et reconnues, alors que le reste proviendra de projets hydroélectriques de moyenne et petite échelle. Des sites ont été identifiés pour un potentiel estimé entre 5 et 12 MW.¹⁰ Une compilation de plusieurs sources de données est condensée dans le tableau suivant :

Tableau 14 : Résumé du potentiel de la petite hydraulique

Pays	Tous les candidats à l'hydro évalués par le WAPP (EEEOA) en MW	Projets WAPP (EEEOA) dans le Plan directeur en MW	Nb de sites de moins de 30 MW	Potentiel de la petite hydraulique (<= 30 MW) en MW	Remarques sur le potentiel de la petite hydraulique
Bénin	160		102	307	-
Burkina Faso	56		70	138	-
Cap-Vert					
Côte d'Ivoire	1161,5	270	5	58	-
Gambie			Aucune information disponible		
Ghana	337		69	5-12	tout < 2 MW
Guinée	3 738,7	1 658	10	17	+ 4 pico
Guinée Bissau	20		2	48	-
Libéria	966,5	291	24	66	-
Mali	445,9	892	15	70	-
Niger	278,5		5	environ 30	-
Nigéria	3 300	3 300	65	370	-
Sénégal	128		Aucune information disponible		
Sierra Leone	664,4	535	17	330	-
Togo	197	147	40	229	-
Total	11 453,5	7 093	424	1 672	

Une brochure de l'ONUDI souligne un nombre d'obstacles significatifs concernant la mise en œuvre des projets hydroélectriques de petite échelle. Il y a (...)

- Un manque généralisé de cadre légal pour développer les projets hydroélectriques de petite échelle
- Un manque de moyens financiers au niveau national. Toutefois, les PPI ou PPP ont un rôle à jouer
- Des contraintes climatiques puisque dans certaines situations la production n'est disponible que pendant une période de seulement 8 mois par an

⁹ Mise en oeuvre des technologies faisant appel aux énergies renouvelables, Étude sur le Ghana, PNUE-RISO, 2002

¹⁰ Évaluation ECREEE (CERECC)



- Un manque au niveau régional de ressources humaines qualifiées devant gérer tous les aspects des projets hydroélectriques de petite échelle. En particulier pour l'évaluation des ressources et la réalisation d'études de faisabilité
- Une trop petite expérience avec les PPI

7.2 Énergie solaire

7.2.1 Évaluation du potentiel photovoltaïque

Les potentiels en énergie solaire de la CEDEAO du point de vue de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque ont été évalués via le système de calcul en ligne "PVGIS estimates of solar electricity generation" (Système d'information géographique sur l'énergie photovoltaïque évaluant la production d'électricité solaire), développé par le Centre commun de recherche de la Commission européenne¹¹ (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/imaps/index.htm>). Le système de calcul est fondé sur la base de données PVGIS HelioClim qui fonctionne avec des valeurs relativement modérées. La carte ci-dessous montre les données de radiation en utilisant les indicateurs suivants :

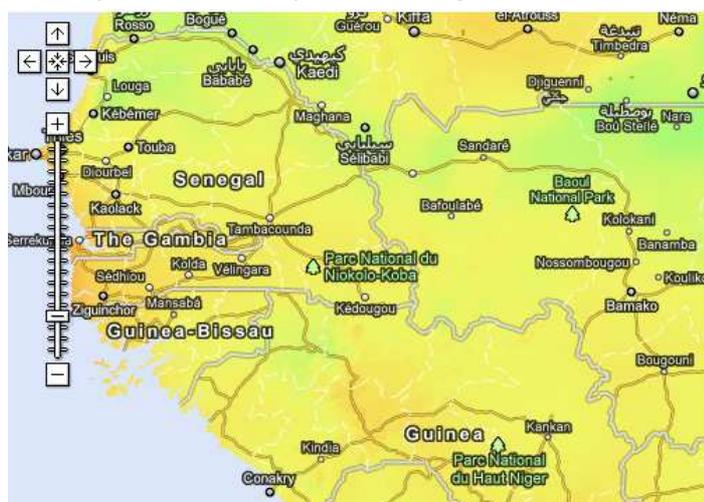
- Production moyenne quotidienne d'électricité à partir du système PV donné (kWh)
- Production moyenne mensuelle d'électricité à partir du système PV donné (kWh)
- Somme moyenne quotidienne d'irradiation globale au mètre carré reçue par les modules du système PV donné (kWh/m²)
- Somme moyenne d'irradiation globale au mètre carré reçue par les modules du système PV donné (kWh/m²)

Yearly total of global irradiation on horizontal surface

PVGIS © European Communities 2001-2007
HelioClim-1 © Ecole des Mines de Paris/Armines/CNRS 2001-2007



Les quatre pays (**Sénégal, Gambie, Guinée Bissau et Guinée**) sont dotés en irradiation solaire de façon relativement homogène. La production d'électricité pour 1kWc PV connecté au réseau comprenant 28% de perte de charge est estimée comme suit :



1 kWc installé	Équipement monté en position fixe		Système orientable au soleil	
	kWh/an	Nb heures/an	kWh/an	Nb heures/an
Irradiation moyenne	1 490	2 060	1 815	2 510
Meilleure irradiation (côte de la Casamance)	1 620	2 270	2 130	2 965

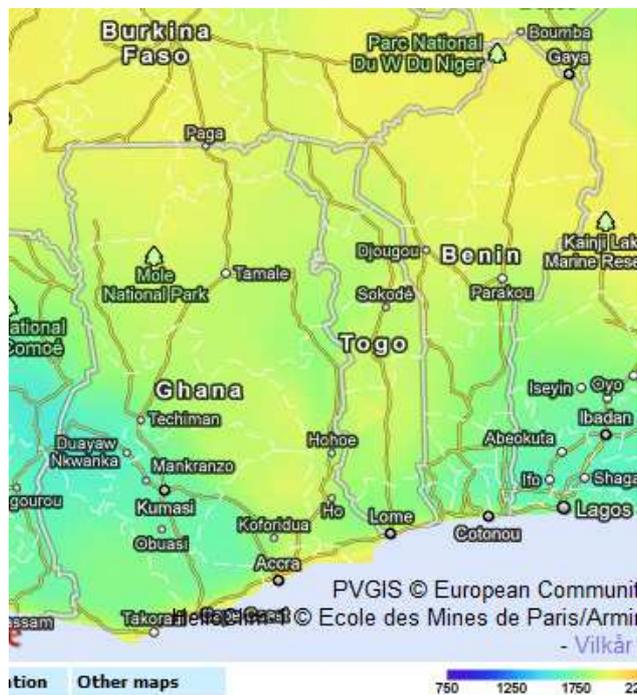
Figure 28: Radiation solaire au Sénégal, en Gambie, en Guinée Bissau et en Guinée



¹¹ © Union européenne, 1995-2012 Toute reproduction est permise à condition de mentionner la source.



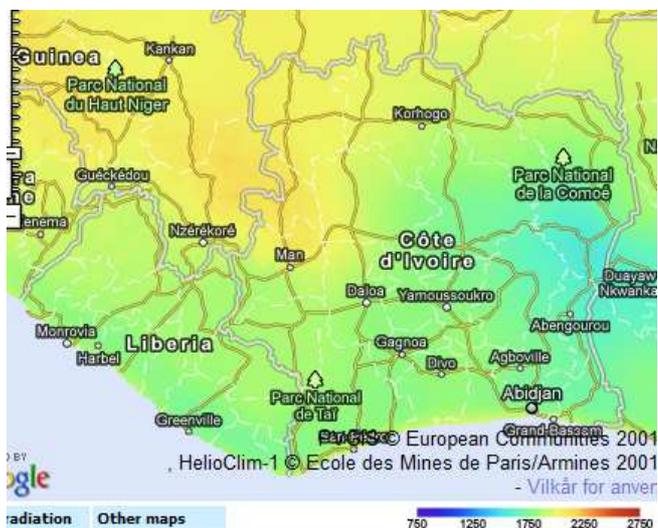
Des pays tels que le **Ghana**, le **Togo** et le **Bénin**, dans la partie méridionale de la région, reçoivent moins de radiation solaire que les régions situées plus au nord.



1 kWc installé	Équipement monté en position fixe		Système orientable au soleil	
	kWh/an	Nb heures/an	kWh/an	Nb heures/an
Meilleur	1 470	2 050	1 825	2 535
Moyenne	1 420	1 990	1 750	2 435
Pire	1 190	1 650	1 450	2 000

Figure 29: Radiation solaire au Ghana, au Togo et au Bénin

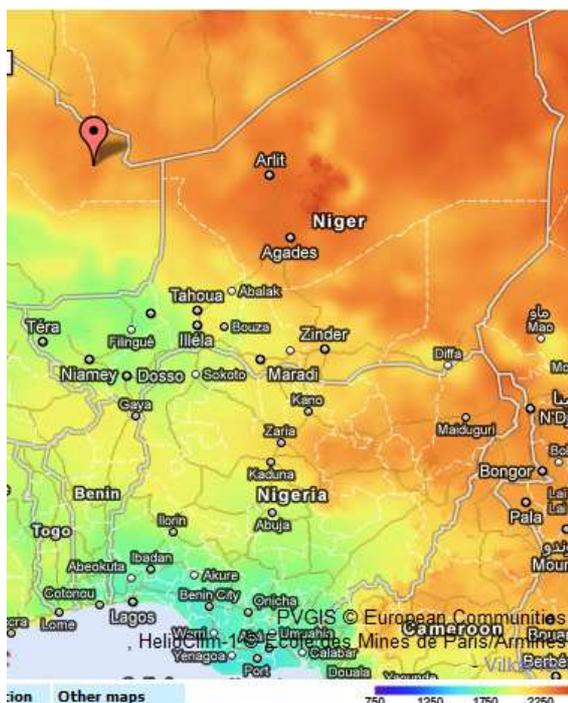
Le potentiel solaire pour le **Libéria** et la **Côte d'Ivoire** est plutôt modéré. Seule la région nord-est de la Côte d'Ivoire présente un meilleur potentiel solaire.



1 kWc installé	Équipement monté en position fixe		Système orientable au soleil	
	kWh/an	Nb d'heures/an	kWh/an	Nb d'heures/an
Meilleur	1 530	2 110	1 925	2 645
Moyenne	1 390	1 920	1 725	2 390
Pire	1 150	1 600	1 380	1 910

Figure 30: Radiation solaire au Libéria et en Côte d'Ivoire

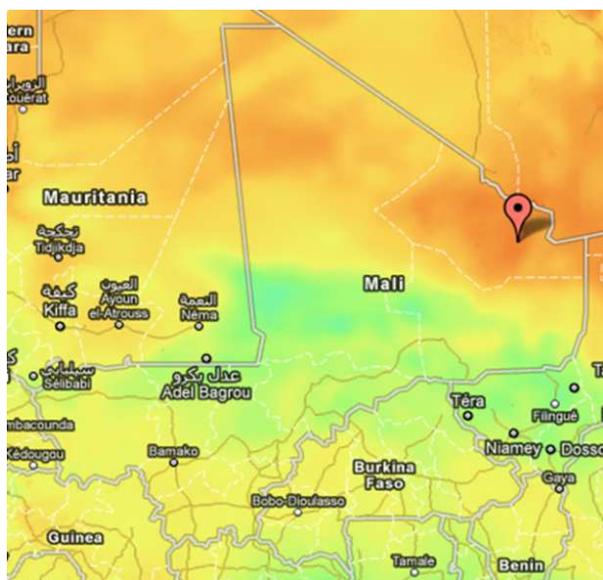
Le nord du Niger a le potentiel le plus élevé de la région. Le défi concernant le développement de ces potentiels réside dans le manque de transmission disponible et de l'infrastructure de distribution. L'une des opportunités serait de l'associer au charbon avec une certaine capacité solaire qui pourrait utiliser la même ligne de transmission à haute tension (HT). Il y a également des ressources intéressantes de chaque côté de la frontière, à l'est, entre le Niger et le Nigéria (Kano, Zinder, Diffa, Maiduguri). Les ressources en énergie solaire des zones côtières du Nigéria sont moins intéressantes.



1 kWc installé	Équipement monté en position fixe		Système orientable au soleil	
	kWh/an	Nb d'heures/an	kWh/an	Nb d'heures/an
Meilleur	1 730	2 470	2 295	3 275
Moyenne	1 670	2 360	2 200	3 095
Pire	1 110	1 540	1 330	1 840

Figure 31: Radiation solaire au Niger et au Nigeria

Le Burkina Faso et le sud du Mali bénéficient d'un potentiel en énergie solaire similaire à celui de la Guinée. Le Mali a un très riche potentiel mais dans des zones relativement éloignées de réseaux à haute tension (HT). La région du delta intérieur du Niger reçoit moins de radiation solaire que le reste du Mali.



1 kWc installé	Équipement monté en position fixe		Système orientable au soleil	
	kWh/an	Nb d'heures/an	kWh/an	Nb d'heures/an
Meilleur	1 650	2 370	2 175	3 120
Moyenne	1 470	2 070	1 830	2 555
Pire	1 290	1 820	1 565	2 215

Figure 32: Radiation solaire au Burkina Faso et au Mali

7.2.2 Projets photovoltaïques déterminés par la demande

Une autre façon d'évaluer le potentiel EnR est de découvrir quel type d'investisseur privé pourrait être intéressé pour investir dans des technologies EnR de moyenne échelle. Une étude exhaustive a



été menée en 2011 dans les pays de l'UEMOA financée par l'AFD: "Financer les investissements en matière d'EnR et d'efficacité énergétique pour les entreprises de l'UEMOA". Un total de 34 projets potentiel a été identifié dont environ 20 projets fondés sur le photovoltaïque et 14 sur la bioélectricité.

UEMOA	Nombre	Capacité	Coûts en M €
Projets photovoltaïques	20	69,7	171,5
Projets industriels sur la biomasse	14	65,5	52,9
Total	34	135,2	224,4

Ces projets sont supposés être réalisés avant 2017. Une extrapolation générale, fondée sur une corrélation entre les deux agents économiques que sont la population et le PIB, pourrait nous amener à suivre l'hypothèse suivante concernant les potentiels commerciaux à court terme de l'ECOWAS.

UEMOA	Nombre	Capacité	Coûts en M €
Projets photovoltaïques	72	251	617,4
Projets industriels sur la biomasse	50	236	190,4
Total	122	487	807,8

Sur la base des données fiables obtenues sur les pays de l'UEMOA, l'ampleur du PV industriel à court terme peut être estimé à 251 MW jusqu'en 2016. Quelques 72 projets pourraient aboutir pour un investissement total de 617,4 M d'€.

7.2.3 Évaluation du potentiel CSP (Solaire à concentration)

Le CERECC, en coopération avec le CENER en Espagne, a lancé une évaluation du potentiel CSP basé sur les données de l'irradiation solaire réelle (DNI). Les premiers résultats montrent qu'environ 87% de la surface totale de la CEDEAO possèdent des valeurs annuelles de DNI à long terme supérieures à 1 800 kWh/m² et auraient théoriquement un potentiel suffisant permettant un développement en CSP. Cependant, en raison de la pénurie des infrastructures de transmission et de distribution seuls quelques sites sont techniquement envisageables. Les zones envisageables sont représentées hors des régions bleutées sur la carte ci-dessous.

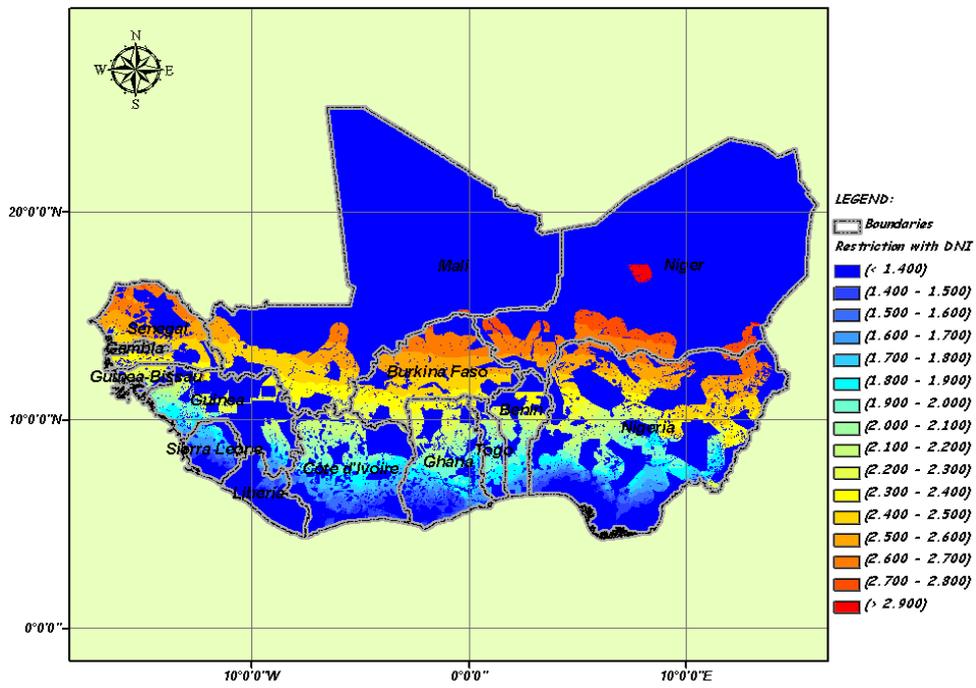


Figure 33: Cartographie du potentiel CSP



7.3 Potentiel en énergie éolienne

Une étude stratégique sur le déploiement de l'énergie éolienne en Afrique a été financée par la BAD et l'Agence canadienne de développement international (ACDI) en 2004. Dans le cadre de cette étude, une cartographie quantitative des vitesses éoliennes du continent africain d'un modèle d'échelle de 50 km a été préparée, grâce à l'utilisation du système WEST. Les vitesses indiquées sur cette carte représentent les vitesses moyennes des vents à une hauteur de 50 m dans les régions identifiées par les petits pixels de simulation délimitant chacun une zone de 50 km par 50 km. D'après la conclusion de l'étude, les meilleurs vents en Afrique sont situés dans le nord du continent et à l'extrême est, à l'extrême ouest, et à l'extrême sud. En Afrique de l'Ouest, deux pays ont été identifiés comme ayant les meilleurs potentiels éoliens : le Cap-Vert et la Mauritanie.

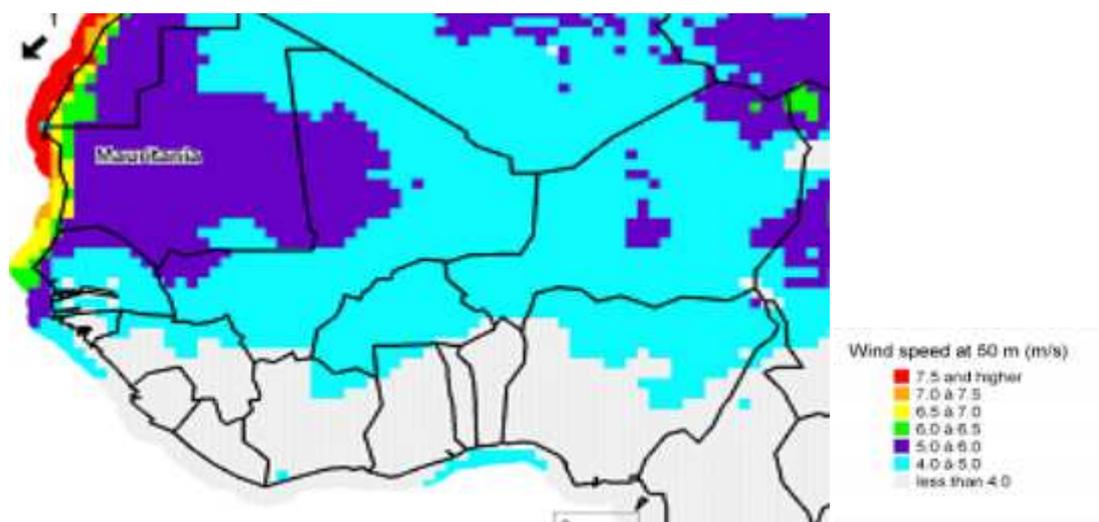


Figure 34: Résultat de l'étude éolienne en Afrique de l'Ouest

La carte de synthèse montre clairement que les pays côtiers bordant le Golfe de Guinée ont de faibles ressources éoliennes (vitesse moyenne < 4.0 m/s). Le potentiel devient intéressant en termes de production énergétique au bord des côtes du Sénégal et de la Gambie avec des vents atteignant des vitesses proches de 6,5 à 7 m/s. On trouve des régions avec un potentiel proche de 5 à 6 m/s au nord de Tombouctou au Mali ainsi qu'au Niger. Une évaluation détaillée des vents a été menée concernant les potentiels du Mali par le laboratoire Risø et les résultats préliminaires semblent confirmer que le potentiel est en marge des exigences pour le développement d'une pleine utilisation commerciale de cette énergie à partir des grandes éoliennes.

D'autres rapports ont rendu une évaluation plus optimiste concernant les ressources en énergie éolienne (par exemple, l'étude du schéma directeur de l'EEEOA – Volume 1). Ces données doivent être confirmées par des mesures plus détaillées des évaluations éoliennes. Bien sûr, certains lieux spécifiques peuvent avoir un régime éolien particulier dû à la configuration du paysage ou aux conditions thermiques. Mais en règle générale, la macro-modélisation des ressources éoliennes fournit des indications acceptables sur les zones où les études détaillées concernant les vents peuvent être menées. Dans tous les cas, il existe d'autres sources de données plus détaillées. Par conséquent les informations recueillies, par exemple pour le Ghana, doivent faire l'objet de vérifications minutieuses¹².

¹² Régime éolien le plus puissant le long de la frontière entre le Ghana et le Togo : 9,0-9,9 mètres par seconde de vitesse éolienne pouvant représenter une densité de puissance éolienne de 600-800 Watt/m² dans les montagnes sur une étendue d'environ 300-400 kilomètres carrés. Le potentiel total en énergie éolienne de cette zone a été estimé à environ 300 MW de capacité ou une production de 800 GWh. Sur



Tableau 15: Potentiel éolien identifié par l'ECREEE

Ressources éoliennes - Potentiel éolien des meilleurs sites identifiés (cf cartes)			
Pays	Vitesse de vent moyenne (m/s)	Production (MWh/an/MW)	Commentaires
Senegal	6	2588	
Gambie	6	2588	
Guinée-Bissau	5	1717	Ce niveau de production est généralement trop faible pour motiver un investissement.
Guinée(Conakri)	8	4051	
Sierra Leone	trop faible	x	Développement éolien pas possible : faible vitesse de vent entre 3 et 3.5 m/s ou forêt dense ou montagne trop pentue
Libéria	trop faible	x	Développement éolien pas possible : faible vitesse de vent entre 3 et 3.5 m/s
Mali	7.2	3531	
Côte d'Ivoire	4.8	1565	Ce niveau de production est généralement trop faible pour motiver un investissement.
Ghana	6	2588	
Burkina Faso	6.5	2999	
Togo	5.8	2451	
Bénin	6.5	3006	
Nigéria	7.8	3933	
Niger	8	4051	

Pour l'application commerciale des grandes éoliennes, la vitesse moyenne requise du vent doit être supérieure à 6 m/s. Et la production dépendra également de la régularité du vent. Il ne semble pas que le potentiel éolien soit très attractif, à l'exception de quelques zones. Il est impératif de réexaminer de manière détaillée les zones identifiées comme ayant le plus haut potentiel, selon différentes études, et de savoir où les conditions sur site permettraient l'installation d'éoliennes, voire de machines plus grandes. En général, les éoliennes off-shore peuvent produire environ de 50% à 70% d'énergie supplémentaire par rapport à une turbine terrestre. Au Danemark, l'expérience montre qu'une éolienne située à un endroit propice peut produire l'équivalent de 1 700-2 000 heures opérationnelles à son effet nominal. Pour les fermes éoliennes en mer la production est d'environ 2 800 à 3 500 heures de la capacité installée. L'ECREEE est actuellement en train de mener une autre évaluation dans la CEDEAO en coopération avec l'USAID.

7.4 Potentiel en bioénergie

7.4.1 Évaluation de la biomasse

Les ressources en termes de biomasse regroupent une grande diversité de produits énergétiques. La première ressource en biomasse est le bois-énergie issu des forêts et des terres boisées. Il peut être utilisé comme bois de chauffe ou comme charbon de bois.

Les statistiques sur la biomasse forestière sont souvent dispersées et peu fiables. Par exemple, la population du Nigéria est d'environ 170 millions, dont 70% vivent en zone rurale. Le GPL n'est pas utilisé car il est considéré comme trop onéreux pour la population. On utilise le kérosène et le bois énergie pour la cuisson. La consommation de kérosène est d'environ 7 745 GWh ou 666 000 tonnes

une vaste étendue le long de la côte, une présence de vents élevés (6,2-7,1 mètres par seconde à une altitude de 50 m) reflète un potentiel total d'environ 3 000 MW de capacité ou 7 300 GWh de production électrique.

Marginal or moderate wind power density (200-400 W/m²) occur in other parts of the country putting the estimated potential of scattered off-grid wind turbines at about 500-800 MW capacity or 1,100-1,700 GWh electricity.



de kérosène. La consommation de bois énergie est de 0,156 GWh ou 561,7 GJ ce qui correspond à 13 tep. Toutefois, ces chiffres sont insignifiants et ne peuvent être exacts. Une estimation approximative de la consommation de bois énergie sur la base d'une consommation moyenne de 0,8 kg/jour/personne déduite du kérosène utilisé pour cuisiner (corrigée par l'efficacité énergétique du four) donne comme grandeur une valeur de 15 million de tep. Pour la CEDEAO, en prenant en compte la consommation de GPL, la consommation de bois énergie est estimée à 20 millions de tep.

L'industrie du bois présente une ressource potentielle avec les déchets provenant des scieries. Dans les pays nordiques comme la Suède ou la Finlande, la sciure est utilisée pour alimenter les centrales de cogénération pour le séchage du bois et les besoins en électricité. Le surplus est vendu au réseau. Les déchets agricoles doivent être séparés en deux catégories : les résidus qui restent dans les champs ou dans les villages, et les déchets provenant de l'industrie agroalimentaire issus d'un processus de production, comme les cosses d'arachides, les capsules de coton, les balles de riz.

Le premier type de résidus est souvent utilisé et de différentes façons : tout d'abord comme nourriture animale, comme matériau de construction en tant que treillis, et en tant que combustible pour cuisiner ou pour la cuisson et l'émaillage dans les ateliers de poterie. En général, il n'y a pas d'excédent disponible provenant des pailles de céréales. Dans de nombreux pays, les fermiers ont été formés pour préparer du compost à partir des excédents de paille et de fumier.

En règle générale, une capacité de 10 MW d'énergie issue de la biomasse pendant 5 000 heures par an produira 50 GWh. Cela nécessite une quantité de biomasse sèche de 53 000 tonnes (13 kJ/kg). Selon la technologie et le rendement des déchets à la production d'énergie et selon l'humidité de la biomasse, cette quantité varie de 42 000 à 60 000 tonnes. Le peu de données cohérentes rassemblées sont les suivantes :

- Un projet au Mali de production de 126 GWh à partir de 168 000 tonnes de paille de riz.
- Au Nigéria, un potentiel global de 28 millions de tep/an
- En Côte d'Ivoire, un potentiel de 6 millions de tep/an
- Au Ghana, un potentiel global de 1,8 million de tep/an
- En Guinée, un potentiel global de 0,8 million de tep/an
- En Sierra Leone, un potentiel global de 0,2 million de tep/an

7.4.2 Projets sur la biomasse guidés par la demande

En s'appuyant sur les données collectées auprès des pays de l'UEMOA, l'ampleur des déchets industriels qui pourraient faire l'objet de projet de production énergétiques à partir de la biomasse peut être estimée à quelque 236 MW à court terme jusqu'en 2016. Et 50 projets pourraient voir le jour pour un investissement total de 190 M d'€.

7.4.3 Biocarburants

Jusqu'à présent, trois pays sont véritablement impliqués dans la production de biocarburant : le Sénégal, le Mali et le Burkina Faso. Ces trois pays ont développé une stratégie spécifique au biocarburant, et deux d'entre eux ont déjà créé un cadre réglementaire : le Sénégal, avec un secrétariat d'État au sein du ministère de l'Énergie, et le Mali avec une agence, l'ANADEB, dépendant du ministère chargé de l'énergie. Ces trois approches s'appuient sur l'utilisation du jatropha curcas pour produire l'huile brute qui peut être raffinée ou non en biodiesel (procédé d'estérification exigeant du méthanol et produisant de la glycérine). La Sierra Leone est actuellement en train de développer une usine à éthanol pour l'exportation et la production d'électricité.

La surface actuelle utilisée pour cultiver le jatropha reste modeste, avec 3 000 ha au Mali, de 5 000 à 7 000 ha au Burkina Faso. On ne connaît pas les chiffres concernant le Sénégal. Il y a une production de biodiesel commercial au Mali par le biais de Mali Biodiesel, un promoteur privé, et une production expérimentale au Burkina Faso dont les parties prenantes sont Belwet et Agritech. La rareté de la graine de jatropha sur le marché et son prix au kilo posent un problème. À 100 FCFA/kg et en



considérant le ratio de 5 kg de graines pour 1 litre d'huile brute, les coûts de production pour la seule huile brute ne sont guère compétitifs en comparaison du coût économique du DGM.

Le CERECC, en coopération avec l'ONUDI et Quinvita, a récemment lancé une évaluation du potentiel régional concernant l'utilisation durable des cultures destinées à la production de biocarburants. L'évaluation concerne les cultures suivantes : le jatropha, la cameline, le sorgho doux, la cassave et le crambe, le ricin, l'arachide et la noix de cajou. Le tableau ci-dessous résume les premiers résultats. Chaque culture a une couleur reflétant le niveau des opportunités pour la production de biocarburants dans leurs pays respectif. Le tableau 16 montre clairement les différences au niveau des opportunités caractéristiques des divers pays pour chaque culture spécifique. Par exemple, la cameline et le crambe ne sont pas appropriés à la CEDEAO. L'agriculture pluviale ne convient pas au Cap-Vert. Les pays ayant un (grand) potentiel concernant la production de bioénergie à partir de plusieurs cultures non-irriguées sont le Bénin, le Burkina Faso, le Ghana, le Mali, le Nigeria, le Sénégal et le Togo. De tous ces pays, le Togo détient déjà le plus haut pourcentage de terres arables utilisées. Puisque ce dernier est un grand exportateur net d'aliments, nous considérons toujours qu'il a un grand potentiel pour la production de cultures destinées à la bioénergie. Mais cela peut évoluer après évaluation de tous les autres critères.

Tableau 16: Point de vue actuel des opportunités des cultures sélectionnées pour la production de bioénergie dans la CEDEAO

Country	Camelina	Cashew	Cassava	Castor	Crambe	Ground-nut	Jatropha	Sweet Sorghum
Benin	Red	Light Green	Dark Green	Yellow	Red	Light Green	Dark Green	Dark Green
Burkina Faso	Red	Yellow	Red	Yellow	Red	Light Green	Dark Green	Dark Green
Cabo Verde	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Ghana	Red	Light Green	Dark Green	Light Green	Red	Dark Green	Dark Green	Dark Green
Guinea	Red	Yellow	Light Green	Yellow	Red	Light Green	Yellow	Light Green
Guinea Bissau	Red	Light Green	Yellow	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow
Ivory Coast	Red	Dark Green	Dark Green	Red	Red	Light Green	Light Green	Light Green
Liberia	Red	Red	Light Green	Red	Red	Red	Red	Red
Mali	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Red	Light Green	Dark Green	Dark Green
Niger	Red	Red	Yellow	Light Green	Red	Light Green	Yellow	Yellow
Nigeria	Red	Dark Green	Dark Green	Light Green	Red	Dark Green	Dark Green	Dark Green
Senegal	Red	Yellow	Yellow	Light Green	Red	Dark Green	Light Green	Light Green
Sierra Leone	Red	Red	Light Green	Red	Red	Yellow	Red	Yellow
The Gambia	Red	Red	Yellow	Yellow	Red	Yellow	Light Green	Yellow
Togo	Red	Yellow	Light Green	Yellow	Red	Yellow	Light Green	Dark Green

Légende: Vert: grandes opportunités, Vert clair : des opportunités, Jaune : moins d'opportunités, Orange : opportunités limitées, Rouge : aucune opportunité.



8 Technologies EnR et évaluation des coûts

Résumé

La CEDEAO a plusieurs critères de référence pour déterminer la compétitivité des technologies EnR avec des solutions en termes d'énergies conventionnelles dans les zones urbaines et rurales.

En ce qui concerne les projets connectés au réseau, les technologies EnR concurrencent les coûts de production énergétique de l'ordre de 70 à 90 €/MWh dans les pays comme la Côte d'Ivoire, le Ghana et le Nigéria. Ces pays reposent principalement sur les grandes installations hydroélectriques et le gaz naturel. En Gambie, Guinée-Bissau, et au Cap-Vert, qui dépendent principalement ou totalement des produits pétroliers, la production se situe entre 210 and 230 €/MWh. Par le biais de l'établissement d'un commerce régional de l'électricité, l'EEEOA envisage de réduire les coûts de production d'un montant situé entre 45 et 75 €/MWh pour l'ensemble des pays de la CEDEAO pour 2020. Pour les solutions EnR décentralisées dans les zones rurales, les critères de référence sont les suivants :

- Des petits générateurs au diesel : production de 250 à 300 €/MWh
- Extension du réseau : Les coûts pour la production d'électricité en réseau avec des coûts marginaux additionnels de distribution varient de 10 à 56 €/MWh en fonction des conditions de financement

Les résultats de l'évaluation des coûts démontrent que la biomasse, les PCH et l'énergie éolienne sont les meilleures options pour les pays ayant suffisamment de ressources. Dès aujourd'hui, ils peuvent fournir de l'électricité de manière compétitive.

- L'hydroélectricité est la championne de toutes les technologies EnR. L'électricité peut être approvisionnée à un coût de 44 €/MWh pour la grande hydro (>30 MW) et à 78 €/MWh pour les ressources de la petite hydro.
- Les centrales alimentées à la biomasse sont particulièrement compétitives si la matière première est gratuite et disponible dans des quantités suffisantes afin de pouvoir produire à pleine capacité.
- L'énergie éolienne est également compétitive. Toutefois, il n'y a pas de capacité garantie et elle nécessite un fonctionnement à débit ajustable afin de réguler la production. Certains incitations s'avèreraient nécessaires afin d'être pleinement concurrentielle avec les meilleures productions existantes.
- Actuellement, dans un contexte commercial, l'énergie solaire demeure onéreuse. Elle peut tout juste égaler les coûts de production élevés du diesel thermique sous certaines conditions favorables. Cela signifie que le PV ne pourrait pas dynamiser le marché sans un certain soutien financier. Les opportunités que représentent les installations solaires sur les toitures doivent être comparées aux tarifs grand public. La technologie CSP avec une totale capacité d'entreposage est légèrement plus onéreuse que le PV mais elle n'a pas besoin d'être régulée et continuera sa production tout au long de la nuit. Des solutions moins onéreuses avec une capacité d'entreposage légère (0.5 heure) pourraient constituer un approvisionnement concurrentiel au cours de la journée.

D'après l'évaluation, la priorité doit être donnée à la biomasse, aux PCH et à l'énergie éolienne. L'énergie solaire reste la plus onéreuse des sources d'EnR en termes de production électrique. Cependant, elle devrait être déjà compétitive compte tenu de la charge de pointe quotidienne de diesel mobilisé pour répondre aux besoins en climatisation. En considérant l'évolution attendue vers une chute des prix des technologies solaires, les incitations devraient permettre d'amorcer un processus d'apprentissage sur la manière d'intégrer cette ressource dans la sélection des candidats pour les futurs approvisionnements énergétiques. Toutes les simulations sont résumées dans le



tableau suivant :

	Coûts actuels (en €/MWh)		Coûts estimés dans 10 ans (en €/MWh)	
	Conditions commerciales	Conditions de l'APD	Conditions commerciales	Conditions de l'APD
Ferme éolienne	66-120 ¹⁾	42-76	55-85	30-53
Centrale PV	200-280	110-160	140-200	80-115
Toiture solaire	260-400	152-225	190-260	112-162
CSP	240-280	147-180	160-195	100-120
CSP sans stockage de chaleur	100-120	62-75	Non applicable	Non applicable
Biomasse 10 MW	49-84 ²⁾ 62-97 lorsque la biomasse doit être achetée	Généralement des centrales industrielles		
Biomasse 2 MW	91-161			
Centrale hydroélectrique plus grande ⁴⁾	44		44 ³⁾	
Centrale hydroélectrique de petite échelle	78		78	

¹⁾ L'éventail des coûts représente la variété des conditions propres aux ressources, du niveau acceptable à très bon

²⁾ Le coût le plus bas correspond au fonctionnement à pleine charge (aucune restriction concernant la disponibilité de la biomasse), et le plus haut coût concerne un fonctionnement à moitié de sa capacité dû à la pénurie de la biomasse.

³⁾ On ne s'attend à aucune régression des coûts concernant l'hydroélectrique

⁴⁾ Capacité supérieure à 30 MW

8.1 Technologies reliées au réseau

8.1.1 Énergie éolienne

Une génératrice éolienne transforme l'énergie cinétique à partir du vent en une énergie mécanique. Si l'énergie mécanique est utilisée pour produire de l'électricité, le dispositif devrait s'appeler éolienne pour les capacités les plus grandes ou un chargeur éolien pour les plus petites capacités. Si l'énergie mécanique est utilisée directement pour actionner la machine, comme pour moulin à grain ou pomper de l'eau, le dispositif s'appelle un moulin à vent ou une pompe éolienne. Les turbines les plus petites sont utilisées pour des applications telles que les chargements de batteries ou comme générateur auxiliaire sur les bateaux à voile, tandis qu'une grande variété de génératrices reliées au réseau est en train de devenir une source de plus en plus sollicitée d'électricité commerciale.

Les pompes éoliennes s'actionnent avec des vents de faible vitesse, de l'ordre de 2,5 m/s et fonctionnent avec des vents jusqu'à 6/7 m/s. La vitesse du vent doit être en moyenne supérieure à 6 m/s pour rentabiliser la production électrique sur les grandes génératrices éoliennes. Cependant, elles s'actionnent à 4 m/s.



La gamme des génératrices éoliennes pouvant être reliées au réseau varie de 850 kW à 3 MW par unité pour les génératrices terrestres et de 3 MW à 7 MW pour les machines off-shore. La machine installée la plus grande a une capacité de 7.58 MW et plusieurs sociétés sont actuellement en train de développer une unité de 10 MW.

Les petites turbines éoliennes varient d'équipement ayant une capacité se situant entre 15 W et 1 kW pour les plus petites qui produisent de l'électricité en courant continu pour le chargement de batteries et entre 2 kW et 50 kW en production triphasée de courant alternatif pour l'alimentation de mini-réseaux.

Le prix moyen du marché pour les génératrices éoliennes terrestres est d'environ 1,25 M d'€/MW le prix de l'acier et du cuivre ayant augmenté au cours des dernières années. En Afrique de l'Ouest, le prix est plus haut puisque la capacité d'une seule machine est actuellement limitée à 850 kW à cause du manque de grues à fort potentiel de levage pouvant installer une capacité unitaire accrue. Le prix des fermes éoliennes de 25,5 MW au Cap-Vert est actuellement autour de 2 M d'€/MW. Mais on s'attend à ce que le prix baisse au fil du temps jusqu'à un niveau de 1,4 M d'€/MW dans 10 ans.

Tableau 17 Coûts des kWh produits par les grandes éoliennes (2M d'€/MW)

Facteur de capacité	Nb d'heures à capacité maximale	Taux d'intérêt de 10%	Taux d'intérêt de 6%	Taux d'intérêt de 2%
25%	2 190	12,0	9,8	7,6
30%	2 628	10,0	8,1	6,3
35%	3 066	8,5	7,0	5,4
40%	3 504	7,5	6,1	4,7
45%	3 942	6,6	5,4	4,2

Les hypothèses retenues pour la production des courbes de prix sont les suivantes :

- Prix unitaire d'1.4 M€/MW installé
- Durée de vie de 20 ans
- Frais de fonctionnement : 2,7 % de l'investissement par an
- Calcul des différents facteurs de capacité correspondant aux différentes qualités des ressources éoliennes (plus ou moins 45% en ce qui concerne le Cap-Vert)

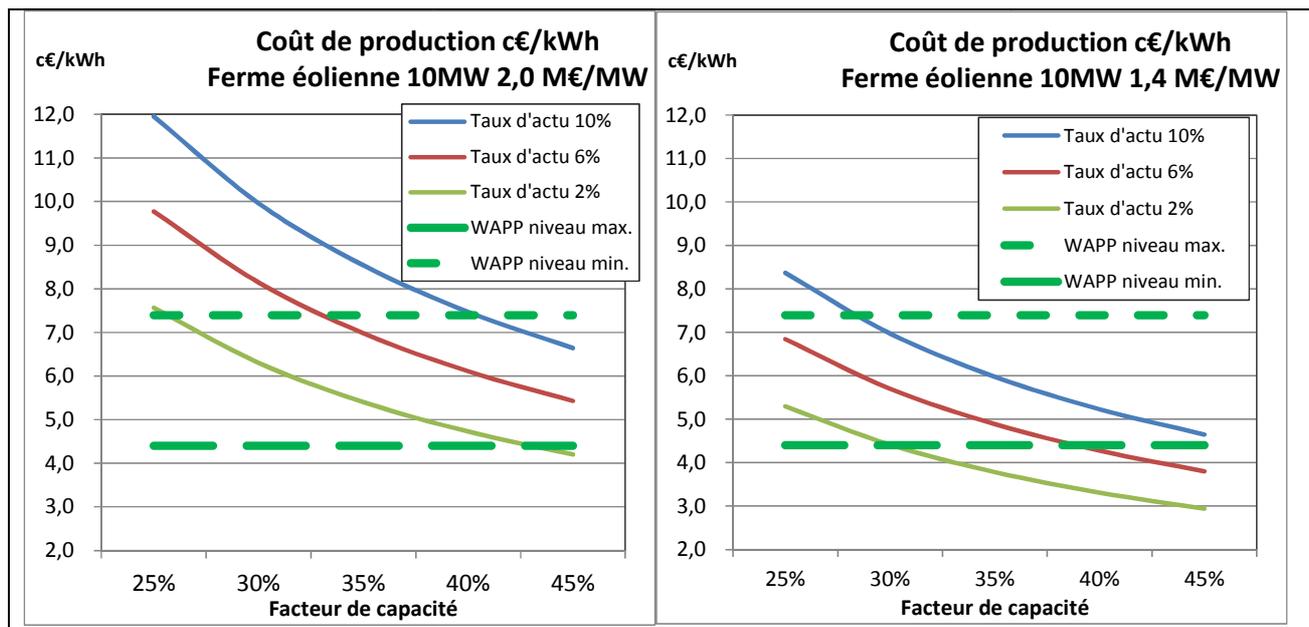


Figure 35: Prix du kWh produit sur les grandes éoliennes

La simulation au niveau de prix actuel pour les éoliennes montre que sous des conditions commerciales les coûts de production, en incluant les coûts d'exploitation et d'entretien, se situeront dans une fourchette de 12 à 6,6 c€/kWh. Les meilleures localisations deviendront assez compétitives quant aux coûts marginaux prévus pour l'approvisionnement du réseau régional dans de nombreux pays (4,5 à 7,5 €/kWh). Pour les projets sous conditions de financement de l'APD, les coûts de l'énergie éolienne seront du même ordre que les coûts marginaux d'un projet régional (de 7,6 à 4,2 c€/kWh). Sur une hypothèse de prix d'1,4 m€/MW, l'énergie éolienne deviendrait pratiquement pleinement concurrentielle par rapport aux coûts marginaux d'un projet régional.

Pour des éoliennes plus modestes, les coûts d'investissement diffèrent des systèmes éoliens de petite puissance (de 15 W à 1kW en production de courant électrique continu) aux petites éoliennes (de 2 kW à 100 kW en production de courant alternatif) et en fonction du lieu de production. Les prix pour les petites éoliennes varient de 2 à 3 €/W pour la catégorie 5 à 250 kW et de 3 à 3,7 €/W pour les éoliennes plus modestes et les systèmes éoliens. Toutefois, le marché chinois pour ce type de machines va exploser dans les années à venir avec un prix environ 30% inférieur au niveau de prix actuel.

Il sera pertinent de combiner la technologie éolienne avec le solaire PV dans les zones hors réseau ayant un potentiel éolien acceptable (30%). Cela pourrait produire une énergie à un prix d'environ 23 c€/kWh pour des projets entièrement commerciaux et une perte dans le système de 25% (entreposage en batterie)

8.1.2 PV et CSP

Deux technologies solaires sont prises en considération pour la production d'électricité :

- La technologie photovoltaïque qui convertit directement la radiation solaire en courant électrique continu en utilisant des semi-conducteurs comme le silicium monocristallin, le silicium polycristallin, le silicium amorphe, etc.
- Et le système solaire thermique à concentration (appelé technologie CSP) qui concentre la chaleur solaire jusqu'à haute température (300 à 700 °C) dans un caloporteur (sels fondus) utilisée par la suite pour alimenter un turbine à vapeur traditionnelle afin de produire de l'électricité.



Solaire photovoltaïque (PV)

L'avantage de la technologie PV est sa robustesse puisque c'est un équipement statique ne nécessitant pas d'opération spécifique ou compliquée et de compétences en maintenance. Et son prix est un autre avantage indéniable.

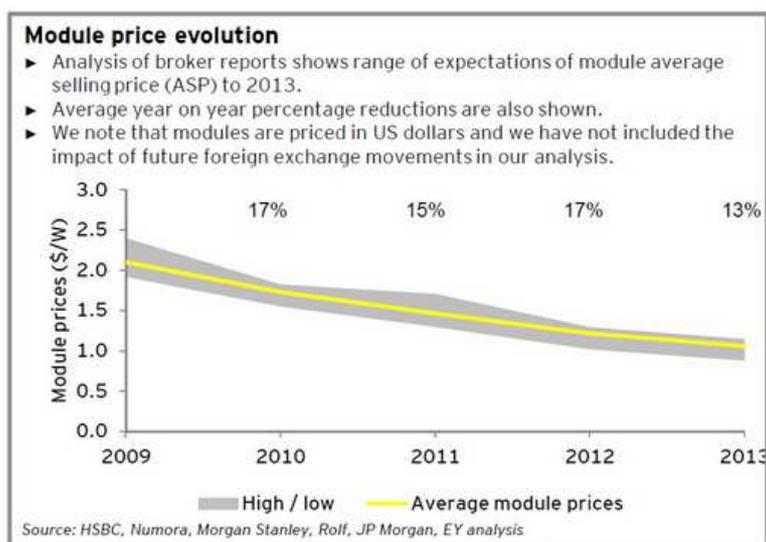


Figure 36: Module PV- évolution du prix

En fonction de la taille de la centrale, il faudra une ligne à 33 kV ou souvent à 90 kV pour évacuer l'électricité générée. Les coûts généraux de référence d'une centrale solaire typique est d'environ 2,7 M€/Mw, mais de récents projets au Mali et au Burkina Faso (nous avons des références) montrent que le coût se rapproche davantage de 3 M€/Mw. Les coûts de connexion au réseau ne sont pas inclus dans le prix. Une réduction très substantielle des coûts jusqu'à 50% est envisagée et pourrait se concrétiser en 2020.

Les panneaux PV peuvent être utilisés de plusieurs manières : (i) en tant qu'application reliée à un réseau comme une centrale solaire PV d'une capacité se situant de 1 à 20 MW ou même davantage, (ii) en tant que toiture solaire afin de promouvoir l'autosuffisance auprès des consommateurs, avec ou sans batterie, qui pourrait également alimenter le réseau, (iii) en tant que centrale PV plus modeste, jusqu'à 100 KW, pour alimenter le mini-réseau ou même les usages captifs, avec ou sans génératrice de petite ou moyenne taille alimentée au diesel et (iv) en tant qu'installation solaire domestique avec des batteries, à usage privé ou communautaire.

Le prix du PV pour la CEDEAO est encore plus haut que les prix actuels rencontrés en Europe. Cela est dû à l'étroitesse du marché sans réelle concurrence sur les prix et/ou sur la qualité et à la présence sur le créneau des détaillants spécialisés en PV et probablement le manque de sensibilisation ainsi que la récente régression considérable des prix.

Les coûts d'investissement sont résumés dans le tableau suivant :



Tableau 18 Informations sur les prix du solaire PV

	Prix actuel	Hypothèses de prix en 2020
Centrale solaire > 5 MW	3 €/Wc	2,2 €/Wc
Toiture solaire (sans batterie)	1,9 à 3,8 €/Wc ¹³	3,3 €/Wc
Petite centrale PV/système hybride	7,9-5,6 €/Wc	6,1-4,3 €/Wc
Installation solaire domestique	9 €/Wc	7,5 €/Wc

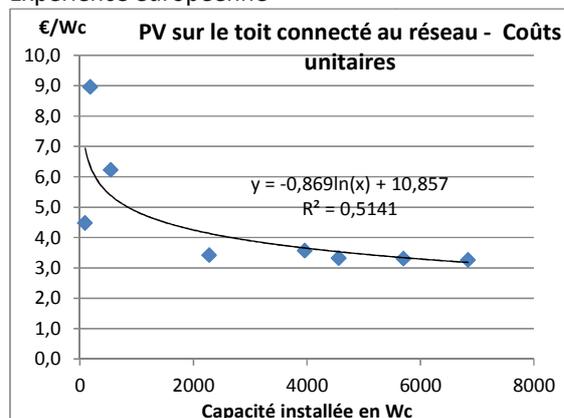
Centrales PV

En se basant sur ces hypothèses de prix, une série de simulation des coûts a été menée afin d'illustrer l'impact de l'irradiation solaire (information PVGIS) et les conditions financières (commerciales et avec l'APD).

Trois scénarios concernant une centrale PV ont été simulés pour le potentiel suivant :

- Dans les zones les moins propices avec un facteur de capacité de 13% correspondant à une production d'1 140 kWh/kWc installés/an. On trouve principalement ces endroits en Côte d'Ivoire, au Ghana et au Nigéria, le long de la côte et autour des forêts tropicales.
- Pour la valeur potentielle moyenne valide pour la plupart des pays ayant un facteur de capacité de 16% (1 400 kWh/kWc installé).
Pour le meilleur potentiel correspondant au facteur de capacité de 19% (1 665 kWh/kWc installé) au nord du Mali, au nord et au sud-est du Niger, et au nord-est du Nigéria.

¹³ Expérience à partir de plusieurs installations au Cap-Vert
Expérience européenne



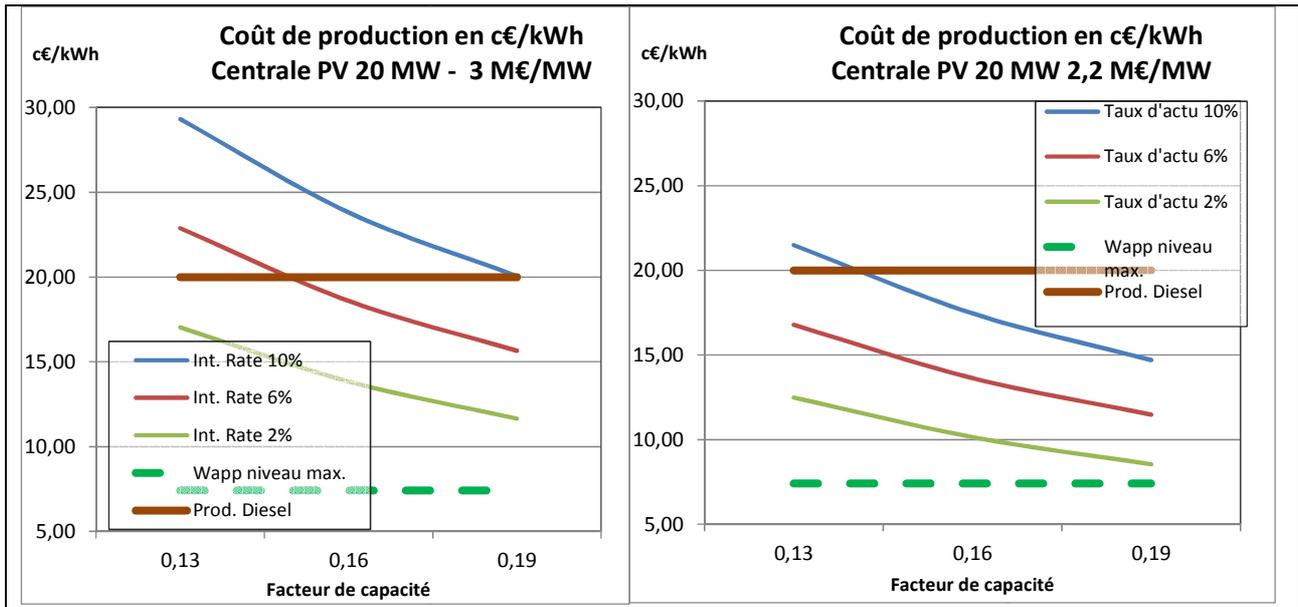


Figure 37: Simulation de coûts pour les centrales solaires PV

Aux niveaux des prix actuels et dans des conditions commerciales, les grands réseaux PV ne peuvent pas être des alternatives compétitives (entre 19 et 28 c€/kWh) face aux génératrices diesel sur des plus gros moteurs (20 c€/kWh) et sont très loin des coûts marginaux de l'EEEOA (4,5 à 7,5 c€/kWh). Toutefois, pour le potentiel moyen et généralement bon, avec des conditions de financement plus favorables, cela devient plus concurrentiel envers les génératrices diesel (de 19 à 23 c€/kWh) mais cela restera toujours plus onéreux que l'approvisionnement régional à venir proposé par l'EEEOA.

Avec des niveaux d'investissement inférieurs à cause des coûts plus bas susceptibles d'être une réalité dans les dix prochaines années, l'électricité solaire PV provenant des grandes centrales sera bien plus compétitive que l'alternative thermique au diesel et se rapprochera davantage du prix régional d'approvisionnement.

Installation en toitures solaires

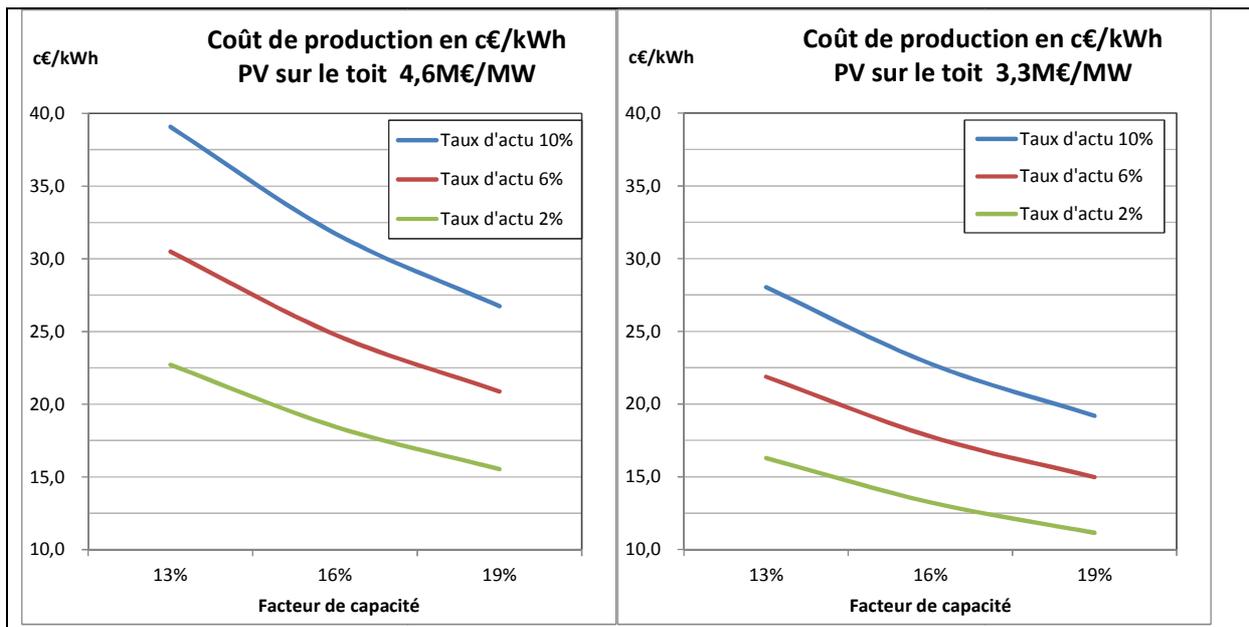
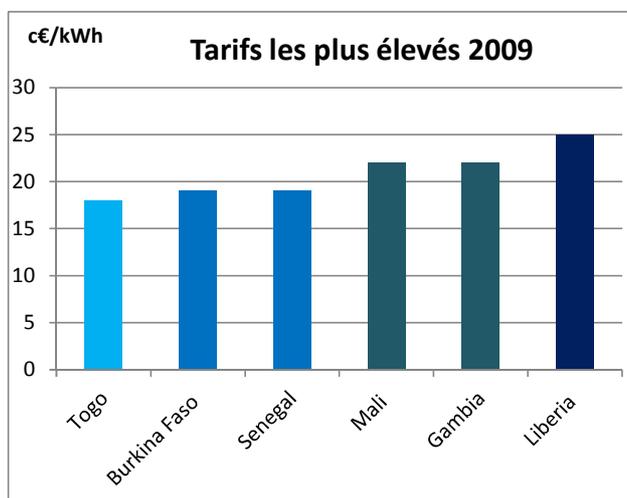


Figure 38: Simulation de coût pour le PV sur le toit



Les obstacles majeurs pour les installations de toitures solaires sont les prix actuels qui reflètent seulement l'étroitesse des marchés et les lacunes concernant le cadre réglementaire. À ce niveau-là, les coûts doivent être comparés avec les tarifs appliqués aux différentes catégories de clients, principalement les consommateurs locaux les plus aisés qui peuvent acquérir les systèmes, l'administration et les industries.



Sources UPDEA rapport 2009 sur les tarifs en Afrique

Figure 39: Tarifs de l'électricité les plus hauts dans la CEDEAO

Comme le montre le graphique ci-dessus, les consommateurs de six pays de la CEDEAO pâtissent de tarifs très élevés. Pour certains d'entre eux, des efforts ont été faits afin de réduire les tarifs pour les industries par le biais des subventions tarifaires croisées. Les tarifs indiqués s'appliquent aux particuliers ayant des revenus de niveau moyen à élevé possédant un compteur triphasé (immeuble de bureaux, petite entreprise, secteur tertiaire).

Selon les hypothèses de prix actuels, les toitures peuvent être seulement considérées comme présentant des conditions solaires bonnes à excellentes sous des conditions financières qualifiées de favorables à bien plus favorables. En d'autres termes, des incitations sont requises afin de promouvoir les investissements privés en faveur des toitures solaires.

Avec une réduction des coûts d'investissement de 4,6 €/Wc à 3,3 €/Wc les toitures solaires deviendront une alternative intéressante en termes de meilleur potentiel quand bien même des incitations s'avèreront certainement nécessaires. Généralement, le prestataire devrait considérer que les économies générées par le système de toiture solaire s'opèrent de deux façons : réduction de la charge de pointe très onéreuse due aux appareils de climatisation et réduction des pertes de transmission et de distribution dues à la production locale excessive. Ce secteur est par conséquent appelé à prendre de l'expansion.

Énergie solaire à concentration (CSP)

Les centrales solaires à concentration gagnent du terrain dans les pays en développement en tant que technologie thermique de production d'électricité. Les premières centrales thermiques solaires ont été construites à la fin des années 70 en réponse à la première crise énergétique. La nouvelle technologie développe une température plus élevée et des fluides plus efficaces pour le transport de l'énergie solaire concentrée sur un tube de verre à couches vers un accumulateur de chaleur et une chaudière qui convertit la chaleur à haute température en vapeur. La partie restante de la centrale est une turbine à vapeur. Actuellement, toutes les centrales cylindro-paraboliques (terminologie



américaine) sont des « hybrides », ce qui signifie qu'elles utilisent des carburants fossiles pour suppléer la production solaire pendant les périodes de faible radiation solaire. Normalement, on utilise une chaudière alimentée au gaz naturel pour soutenir la source solaire. On peut également très bien intégrer cette technologie avec une centrale à charbon ou à biomasse. Le coût en matière de CSP est encore très élevé et nécessite des incitations financières pour affronter le marché. L'agence internationale de l'énergie (AIE) estime un investissement actuel dans des capteurs cylindro-paraboliques entre 3 000€/kW et 6300€/kW (dépendant des conditions locales, de la radiation solaire et – pas des moindres – la maturité du projet, c'est-à-dire un projet-pilote, un projet de démonstration, une utilisation préindustrielle) et les coûts du projet perdront jusqu'à 50% en 2020 à cause d'une plus grande production industrielle de composants CSP. Selon les perspectives mondiales concernant la CSP, les coûts des investissements vont diminuer en se basant sur les niveaux actuels de 3 700€/kW (2010) pour se fixer à un montant de 2 500€/kW en 2030.

Le laboratoire national américain pour l'étude des énergies renouvelables, NREL, a mis des informations en ligne concernant les centrales CSP à long terme¹⁴. Malheureusement, les informations spécifiques aux investissements ne sont guère partagées.

Les données sur la centrale ANDASOL en Espagne sont conformes aux données indiquées ci-dessous pour une centrale avec un stockage de chaleur permettant une autonomie de 7,5 heures à pleine capacité, soit 50 MW. Une autre donnée intéressante concerne le tarif du contrat d'achat d'énergie payé au propriétaire qui est de 27 c€/kWh pour une durée de 25 ans, ce qui correspond aux résultats de la simulation.

Les récepteurs cylindro-paraboliques peuvent également fonctionner sans stockage de chaleur ou seulement avec une capacité de stockage tampon. C'est le cas de Nevada Solar One qui a une capacité de 64 MW pour un coût d'investissement de 266 millions de dollars US, correspondant à un coût unitaire de 4,2 millions de dollars US/MW ou 3,0 millions €/MW. Son rendement net en ce qui concerne l'irradiation solaire est de 14,4%. Sa capacité tampon est de 0,5 heures, ce qui permet de réguler la production d'énergie si des nuages viennent obscurcir la centrale.

Les hypothèses techniques utilisées en simulation sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 19 Données pour une centrale CSP de 50 MW CSP

Capacité	50	MW
Coût d'investissement	7,5	M€/MW
Investissement total	365,50	M€
Exploitation et entretien	3,4%	Investissement initial /an
Stockage de chaleur	7,5	28 500 tonnes de sel fondu Heures à pleine capacité
Zone de capteurs	497 000	m ²
Rendement	17%	Arrêt planifié pour l'entretien 2%
Irradiation solaire DNI	2 050/2 450	kWh/m ² /an
Durée de vie	25	ans
Tarif PPA	27	c€/kWh pendant 25 years

¹⁴ http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/

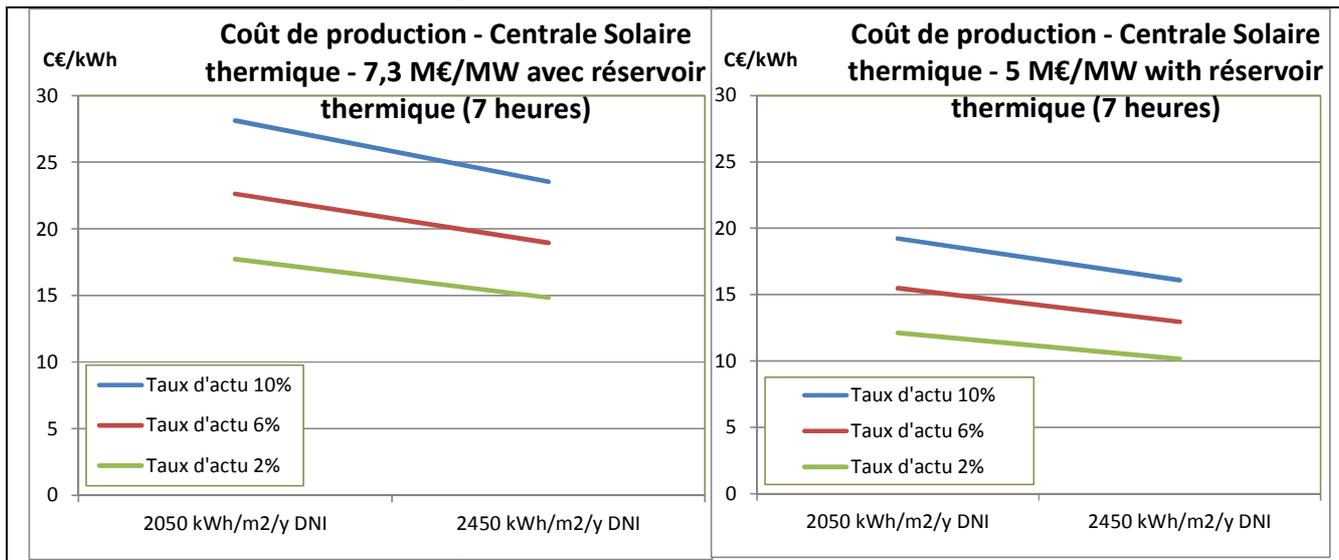


Figure 40: Coûts de production pour 50 MW CSP avec 7 heures de capacité de stockage à plein régime.

Aux niveaux des coûts d’investissement actuels, le coût de production par kWh (24 à 28 c€/kWh) est plutôt élevé comparé à la production diesel de grande échelle la plus onéreuse (19 à 23 c€/kWh). Des conditions de financement privilégiées peuvent permettre à la production CSP d’atteindre un niveau de coût similaire à la production diesel à grande échelle. Toutefois, ces niveaux restent loin des futurs coûts marginaux régionaux attendus.

Avec une réduction prévue du niveau d’investissement (7,3→5 m€/MW) le CSP deviendra totalement compétitif par rapport à la production diesel à grande échelle dont les coûts auront probablement augmenté à ce moment-là. Même si les conditions de financement de l’APD sont octroyées à ce moment-là, les coûts de production subséquents (10 à 12 c€/kWh) demeureront légèrement supérieurs aux coûts marginaux régionaux attendus (4,5 à 7,5 c€/kWh).

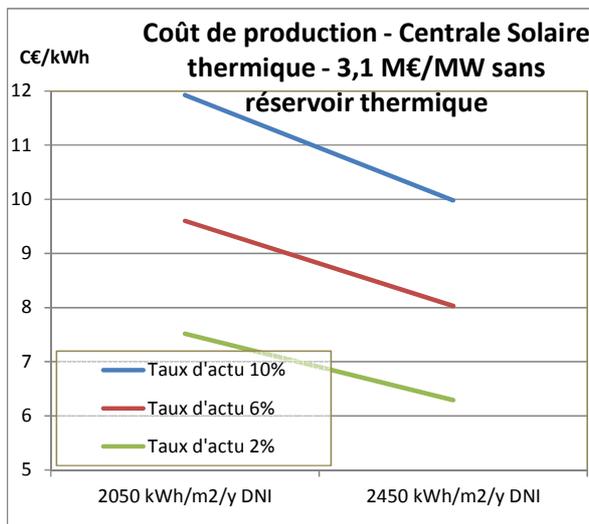


Figure 41: Coûts de production pour 50 MW CSP sans capacité de stockage

En se basant sur les données recueillies pour Nevada Solar One avec un coût unitaire d’investissement d’environ 3,1 m€/MW, les coûts de production commerciaux qui en résultent sont de l’ordre de 10 à 12 c€/kWh ce qui es assez prometteur comparé à la production au diesel à grande échelle. Avec des conditions de financement privilégiées, le coût de production peut être réduit à 8-9.5 c€/kWh dans le cas par exemple de la création d’un contrat d’achat d’énergie où la part du



service public est financé sous conditions de l'APD ou à hauteur de 6,3-7,5 c€/kWh si la totalité des investissements est financée sous les conditions de l'APD. Ce ne sont que des hypothèses mais cette technologie doit suivre un processus de maturation avancée.

8.1.3 Biomasse

La combustion de biomasse est un processus sans combustion émission de carbone car le CO₂ qui s'en dégage est celui contenu dans la plante au moment de la combustion. Aujourd'hui, la co-combustion de la biomasse dans les centrales thermiques modernes alimentées au charbon, qui présente un rendement jusqu'à 45%, est l'utilisation la plus optimale de la biomasse en termes de production d'énergie.

Les centrales de cogénération (CHP) spécialisées dans la biomasse à combustion sont généralement de plus petite taille (1 à 20 MW_{élec.}) et possèdent un rendement électrique plus faible comparé aux centrales à charbon (26%-30% en utilisant la biomasse sèche, et autour de 22% pour les déchets urbains solides). L'efficacité totale du fonctionnement en cogénération peut atteindre 85%-90%.

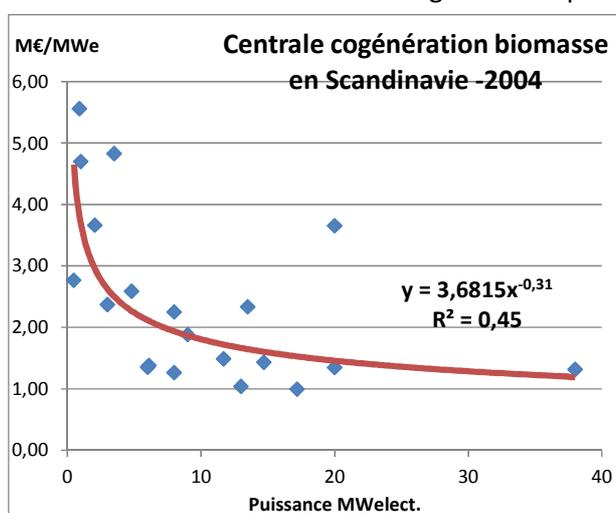


Figure 42: Coût d'investissement pour les centrales à biomasse CHP en Scandinavie

Une centrale électrique exploitant la biomasse, comparée à l'énergie solaire ou à l'éolienne, détient l'avantage de pouvoir constamment produire de l'énergie contrairement au caractère intermittent des deux autres. Si la biomasse est disponible en quantité suffisante, la centrale peut être opérationnelle pendant 8000 heures par an en réduisant de manière conséquente les coûts d'équipement qui sont de la même ampleur que les autres technologies (de 1,5 à 5 M€/MW selon le ratio de production chaleur/électricité et la taille des centrales). En outre, si la biomasse est gratuite, le prix de l'électricité ne dépendra plus que des choix technologiques et de la valeur donnée au processus de production de chaleur.

Toutefois, dans la plupart des cas, la biomasse n'est pas de nature à être gratuite puisqu'elle a une valeur commerciale alternative en tant que nourriture pour le bétail, énergie domestique ou matériau de construction. La logistique et les installations d'entreposage destinées à assurer une production continue ont également un coût. En Europe, le coût habituel de la biomasse se situe entre 2,2 et 2,6 €/GJ ou 35 et 40 €/tonne. Par exemple, les tiges des plants de coton n'ont aucune valeur dans les champs tant qu'elles ne sont pas collectées. Dès qu'elles sont collectées, elles gagnent automatiquement en valeur aux yeux du fermier local et le prix subit une hausse si la demande augmente. Le deuxième facteur qui compromet gravement la production d'énergie à partir de biomasse concerne la logistique requise pour rassembler, transporter, et entreposer suffisamment de quantité de biomasse pour alimenter une centrale électrique. Pour ce type de résidus, le coût de transport est d'environ 8 à 23 €/tonne/100 km.



Tableau 20 Hypothèses pour les centrales CHP à biomasse

Centrale	10	MW CHP
Rendement énergétique	27%	
Rendement calorifique	61%	
Pertes et consommation de végétaux	12%	
Opération	8 000	heures
Production d'électricité	80 000	MWh élec
Production de chaleur	180,741	MWh chaleur
	650,667	GJ chaleur
Consommation de biomasse	296,296	MWh biomasse
	1 066,667	GJ biomasse
	71,111	Tonnes biomasse (15 GJ/tonne)
	0,889	tonne/MWh élec
Investissement	2,5	M€/MW
Exploitation et entretien	3,50%	Du coût du capital initial/an
Coût de transport /tonne/100km	15	€

La simulation est menée pour des centrales de deux tailles différentes (2 et 10 MW) et pour un coût de transport et d'entreposage de biomasse de 15 €/tonne/100 km et une distance moyenne de transport de 50 km. Seules des conditions commerciales sont considérées pour la simulation. En outre, un calcul supplémentaire doit être effectué si la biomasse n'est pas gratuite et doit donc être achetée. Le prix est fixé à 1€/GJ de biomasse ou 15 €/tonne : ce qui serait un prix raisonnable pour l'Afrique de l'Ouest (10 000 FCFA/tonne).

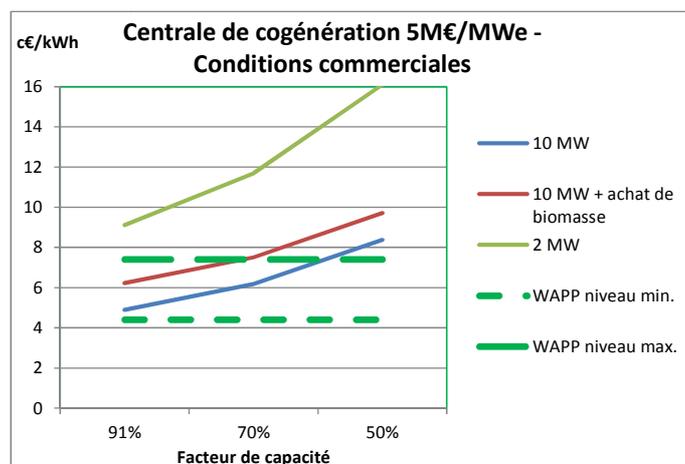


Figure 43: Coût de production Centrale à cogénération - Biomasse

Le prix d'une centrale de cogénération de 10MW fonctionnant à la biomasse varie de 5 à 8,4 c€/kWh selon la disponibilité de la biomasse (facteur de capacité factor s'étalant sur une utilisation de mi-régime à plein régime). Dans ce cas, le coût logistique doit être calculé sur une distance moyenne de



50 km et la vente d'électricité paie la totalité du fonctionnement de la centrale, la chaleur libérée utilisée par le propriétaire de la centrale est gratuite. Ce coût estimé est complètement concurrentiel eu égard au futur coût marginal régional pour l'électricité reliée au réseau. Toutefois, pour une centrale de 10 MW, la quantité de biomasse requise dépasse les 70 000 tonnes/an pour une valeur calorifique moyenne de 15 kJ/kg.

Pour des centrales plus petites, le coût d'investissement (5M€/MW) et le coût de production sont plus élevés et se situent entre 9 et 16 c€/kWh, ce qui représente une énergie toujours concurrentielle comparée à l'alternative d'un grand générateur diesel. Cependant, les questions quant à la disponibilité de la biomasse pourraient être beaucoup plus facilement résolues avec des petites centrales fonctionnant à la biomasse, à condition que leur économie soit acceptable, étant donné que les besoins sont moindres et qu'elles sont à même de fonctionner à une capacité d'utilisation plus élevée que des centrales plus grandes. À ce sujet, le coût de la collecte, du transport et de l'entreposage sera également moins conséquent. Les coûts pourraient être davantage rationalisés s'il y avait des plantations dédiées à la production d'énergie et un réseau d'approvisionnement par le biais des dépôts de biomasse.

Si la biomasse doit être achetée (1 €/GJ en simulation correspondrait à 15 €/tonne) les coûts de production pour l'électricité augmenteraient d'1,33 c€/kWh, en maintenant l'électricité concurrentielle par rapport aux futurs coûts marginaux régionaux.

En suivant le 'Energy Technology Essentials', de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les centrales électriques fonctionnant avec de la biomasse dédiée sont plus onéreuses. Le coût de l'électricité en cogénération varie de 3 à 6,6 c€/MWh. Le coût de l'électricité provenant des nouvelles centrales de gazéification est d'environ 7,4-9,6 c€/MWh, mais avec un potentiel de réduction significatif pour l'avenir. Ces prix correspondent au niveau de prix des pays développés.

À condition que cette biomasse soit disponible en quantité suffisante et à un coût raisonnable, les technologies à cogénération, à contre-pression ou à gazéification concurrencent totalement le coût de la grande production diesel. En outre, les technologies à cogénération et à contre-pression offrent déjà des coûts qui se rapprochent des coûts attendus du futur approvisionnement régional. Donc il faut porter une attention particulière à la politique régionale à la fois au niveau de l'évaluation des ressources de biomasse et du développement de la capacité technique étant donné que les compétences et les qualifications adéquates pour l'élaboration, le fonctionnement et l'entretien des centrales à biomasse et à vapeur sont médiocres en Afrique de l'Ouest.

8.1.4 Hydroélectricité à petite échelle ou Petites centrales hydroélectriques (PCH)

L'hydroélectricité consiste en l'extraction de l'énergie des flux d'eau (de chute plus ou moins élevée) en les faisant passer à travers un convecteur d'énergie comme une turbine ou un moulin. Une turbine hydraulique transforme l'énergie hydraulique en énergie mécanique qui est à son tour transformée en énergie électrique au moyen d'un générateur.

De manière alternative, l'hydroélectricité peut également être produite par courants des rivières en plaçant un dispositif approprié directement dans la rivière. Les dispositifs employés dans ce cas sont généralement connus comme étant des turbines hydrauliques ou des turbines "zero head"¹⁵.

Les systèmes hydroélectriques peuvent varier de 10 W à des centaines de MW. Dans le contexte de la CEDEAO, le PCH se définit par une capacité maximale de 30 MW, les moyennes centrales hydroélectriques par une capacité maximale de 100 MW et les grandes centrales hydroélectriques à partir de 100 MW. Les différentes tailles de capacités hydroélectriques dans la CEDEAO sont définies de la manière suivante :

¹⁵ "Head" est l'amplitude entre le niveau en amont (réservoir ou citerne) et le niveau en aval (habituellement une turbine) dans une configuration hydroélectrique. Il est possible de l'exprimer en unité de hauteur (en mètre, par exemple) ou en unité de pression comme le Pascal (unité du SI).

Tableau 21: Définitions des capacités hydroélectriques¹⁶ de la CEDEAO

Termes		Puissance de sortie
Pico-hydroélectricité	“Petites centrales hydroélectriques” Hydroélectricité “PCH”	< 5 kW
Micro-hydroélectricité		5 - 100 kW
Mini-hydroélectricité		100 – 1 000 kW (=1 MW)
Petite hydraulique (normalement “PCH”)		1 MW - 30 MW (!)
Moyenne hydraulique		30 MW - 100 MW
Grande hydraulique		> 100 MW

Les applications des installations de petite hydro incluent une base et un pic de production énergétique ainsi qu'une mise en veille ou applications autonomes. Les centrales hydroélectriques produisent en général de l'énergie pendant 15 à 100% du temps. Lors des applications de chargement de base, les centrales doivent être capables de fonctionner à au moins 85% du temps. Les petites hydro durent généralement plus de 30 ans sans avoir de frais de remplacement. Étant limitées par les ressources en eau disponibles, les installations des petites centrales hydroélectriques sont caractérisées par une fiabilité et une flexibilité de fonctionnement qui comprend une activation et une mise hors service rapides pour répondre aux changements constants de la demande. L'électricité de la petite hydraulique peut s'adapter sur mesure aux besoins du marché, en faisant fi des préoccupations de fiabilité énergétique et d'équilibre. La petite hydro est dans la plupart des cas “au fil de l'eau”; c'est-à-dire que le barrage ou la digue est assez petit, habituellement juste un barrage, et peu ou pas d'eau de stockage. Donc, les installations au fil de l'eau n'ont pas les mêmes types de répercussions négatives sur l'environnement local comme la grande hydraulique.

Tableau 22 Forces et faiblesses des systèmes énergétiques de petite hydraulique

Forces	Faiblesses
La technologie est relativement simple et robuste avec des durées de vie de plus de 30 ans sans investissement majeur	Une technologie très spécifique pour chaque site (qui requiert un site adéquat relativement proche du lieu où se trouvent les besoins spécifiques envers cette nouvelle énergie)
Le coût global peut dans bien des cas saper toutes les autres alternatives	Pour les systèmes de petite hydro qui utilisent de petits courants, l'énergie maximale est limitée et ne peut pas s'amplifier si la demande augmente
Fonctionnement automatique avec des exigences limitées en termes d'entretien	Sécheresses et modifications de l'utilisation de l'eau et des terres au niveau local pouvant modifier la puissance de sortie
Aucune nécessité de combustible (pas de	Bien que la puissance de sortie soit

¹⁶ Établies lors de l'atelier de la CEDEAO sur les petites centrales hydroélectriques, 16 au 20 avril 2012, à Monrovia, Libéria



coût additionnel pour le carburant ni aucune logistique de livraison)	généralement plus prévisible, elle peut chuter à de très bas niveaux proches du zéro lors des périodes de sécheresse
Faible impact environnemental par rapport aux sources d'énergie conventionnelles (incl. grande hydro)	Coûts d'investissement élevés en termes de capital initial
L'énergie est disponible à un taux relativement constant et en permanence, dépendant des ressources en eau disponibles	Les compétences techniques requises peuvent s'avérer onéreuses ou ne pas être disponibles localement
La technologie peut être adaptée à la fabrication et à l'utilisation auprès des pays en développement	

Grande hydro

La grande hydro se caractérise par la possibilité d'entreposer de l'énergie dans un réservoir permettant de gérer la production dans les meilleurs intérêts économiques, d'entreposer l'énergie pendant les heures creuses et de la libérer pendant les heures de pointe (cette propriété est particulièrement intéressante en complément d'autres sources d'énergie comme le nucléaire, l'éolien ou le solaire, etc.). Cependant, malgré les gigantesques coûts initiaux de construction, la grande hydro a des impacts majeurs sur l'environnement et des procédures d'autorisation compliquées.

Tableau 23 Forces et faiblesses des systèmes des centrales de grande hydro

Forces	Faiblesses
Longue durée de vie de 50 à 100 ans ou davantage	Seulement par connexion au réseau et pas appropriée pour la production décentralisée
Les coûts de fonctionnement et d'entretien des centrales sont très faibles	Mise de fonds initiale très élevée et nécessité d'une planification à long terme.
Les projets hydroélectriques ont le ratio ¹⁷ de rentabilité le plus élevé parmi les autres options de production d'électricité.	Impacts élevés aussi bien au niveau environnemental que social dans certains cas

Coûts de production pour l'énergie hydroélectrique

D'après l'Association européenne des petites centrales électriques « European Small-scale hydro power Association » (ESHA), le coût de production moyen de l'UE-15 varie de 4,5 à 13,5 c€/kWh¹⁸. Les coûts de production de la grande hydro sont autour de 1,5 à 3,7 c€/kWh. Une analyse de 81 centrales hydroélectriques incluses dans le portfolio de l'EEEOA concernant les candidats potentiels constate une bonne connaissance en matière de ressources hydroélectriques en Afrique de l'Ouest.

¹⁷ Le ratio de rentabilité énergétique est le ratio entre l'énergie produite pendant la durée de vie normale d'une centrale électrique divisée par l'énergie requise pour la construire, l'entretenir et la faire fonctionner.

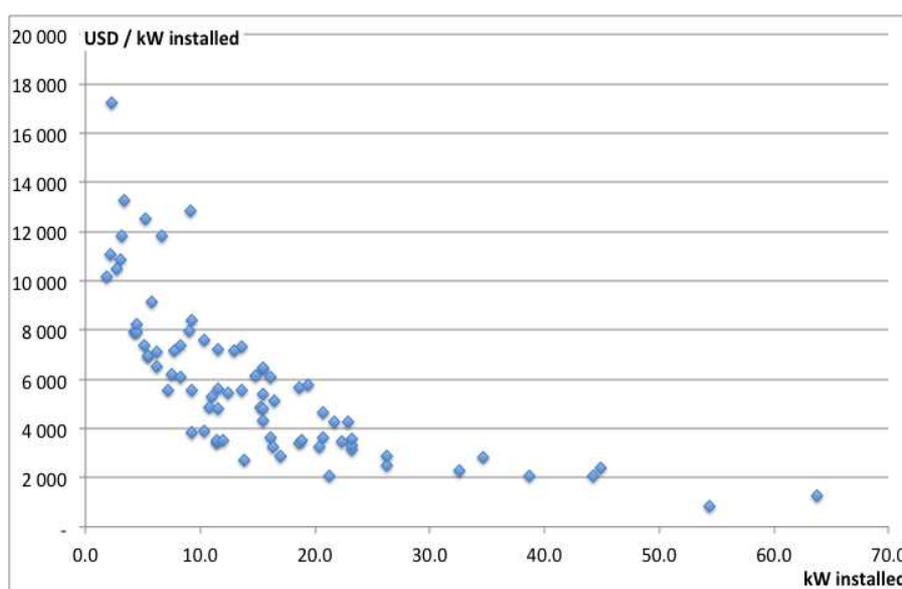
¹⁸ Toolkit REEEP Renewable Energy Technologies, Module 7



Tableau 24 Coût en capital unitaire et facteur de capacité des ressources hydroélectriques en Afrique de l'Ouest

	Coûts d'investissement M€/MW	Coûts d'investissement M€/MW	Facteur de capacité	Facteur de capacité
	0-30 MW	> 30 MW	0-30 MW	> 30 MW
Min	1,699	700	29%	28%
Max	7,500	7,101	91%	85%
Moyenne	4,278	2,072	55%	51%
Médian	3,683	1,904	53%	49%

Le coût unitaire pour la grande hydro est en moyenne d'environ 2 M€/MW et le facteur de capacité est de 50%. Avec un coût de fonctionnement et d'entretien estimé à 1,5 €/MWh produit, le coût commercial pour la production énergétique en grande hydro est calculé à **4,39 c€/kWh**. Pour la petite hydro, un coût unitaire moyen de 3,9 M€/MW et un facteur de capacité de 54% engendrent un coût de production commerciale de **7.81 c€/kWh**¹⁹, ce qui est plutôt satisfaisant en comparaison avec d'autres alternatives d'approvisionnement. Pour les pays dotés de ressources hydroélectriques suffisantes, la simulation indique que le développement de la petite hydro pour alimenter un réseau ainsi qu'une électrification hors réseau en zone rurale pourrait être rentable à court et à moyen termes sans impact significatif sur les futurs tarifs puisque leur coût se rapproche des coûts marginaux d'approvisionnement de l'EEEOA. Puisque la concentration initiale s'effectuera sur des sites hydroélectriques plus appropriés, les coûts seront plus bas que la moyenne et la capacité d'utilisation plus élevée, rendant ainsi les coûts de production énergétiques de l'unité encore plus bas et beaucoup plus compétitifs. Donc, le développement des ressources hydroélectriques, petites et grandes, mérite d'être la plus grande priorité. Toutefois, puisque la petite hydro peut ne pas produire d'énergie pendant une période connue de quelques mois dans l'année, les sources alternatives de production d'énergie ou d'approvisionnement dans les zones concernées devront être prises en considération de manière simultanée.



¹⁹ Le niveau de prix de base est cohérent avec l'étude de l'ESMAP study. L'ESMAP propose un coût de production de 7,77 cUS\$/kWh (6 c€/kWh) avec un facteur de capacité plus élevé de 65% et un coût d'investissement unitaire plus bas de 3.0 MUS\$ (2.3M€); les coûts sont également cohérents avec des expériences de projet de petite hydro en Indonésie où les coûts de production moyen reste à 7,77 cUS\$/kWh (source : entec Suisse).



Figure 44: Variation des coûts d'investissement pour les projets de petite hydro en Indonésie²⁰

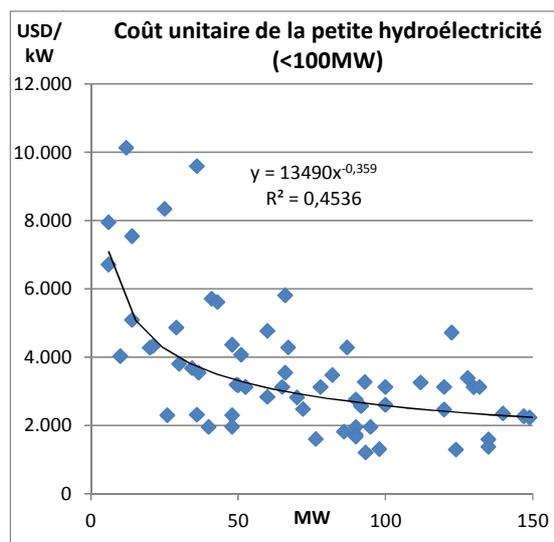


Figure 45: Coûts unitaires de l'énergie hydroélectrique en Afrique de l'Ouest²¹

8.2 Technologies hors réseau

Le prix de référence pour les technologies EnR hors réseau se base sur le générateur diesel autonome avec un niveau de prix de 25 c€/kWh avec des conditions de fonctionnement optimales pour un prix du pétrole au niveau du marché mondial de 70 €/bl (comme illustré sur la figure 46 ci-dessous).

Les coûts marginaux de référence pour l'approvisionnement régional en électricité varieront de 45 à 75 €/MWh (donné en kWh) à partir de 2018 avec une tendance à la hausse (45 (2018) → 75(2025)).

Afin d'approvisionner les zones rurales en énergie, les pays doivent développer des réseaux de distribution à un voltage de 33 kV.

Trois types de coûts sont alors impliqués :

- Coûts en capital pour les investissements dans la ligne (15,3 k€/km)
- Coûts estimés de fonctionnement et d'entretien de l'ordre de 0,5% du coût initial par an
- Et les pertes estimées à 4% de l'énergie transportée.

Pour illustrer les coûts de distribution de l'énergie dans les zones rurales, une simulation a été menée pour une ligne de 100 km et 33kV (de 75,5 et 54.6 mm² de section). La capacité maximale d'une telle ligne est de 6,6 MW et elle approvisionnera 26 400 foyers ruraux d'une consommation moyenne de 500 kWh/an.

Si la ligne alimente une zone rurale à forte densité de population (175 habitants/km²) vivant dans les villages le long de la ligne de 100 km, **le coût de distribution est calculé à 20.0 €/MWh** pour un environnement de secteur privé et à condition que la ligne soit chargée à pleine capacité après 10 ans (40% de charge la première année, 80% de charge au bout de la dixième année, 100% de charge au bout de la trentième année).

Si la même ligne alimente une zone moins densément peuplée (70 habitants/km²) les coûts de distribution, dans les mêmes conditions financières, augmentent jusqu'à atteindre 45,2 €/MWh. Les résultats de cette simulation sont résumés dans le graphique ci-dessous.

²⁰ Données d'entec Suisse présentées lors de l'atelier de travail de la CEDEAO sur les petites centrales hydroélectriques à Monrovia, du 16 au 20 avril 2012

²¹ Plan de référence de l'EEEOA volume 1

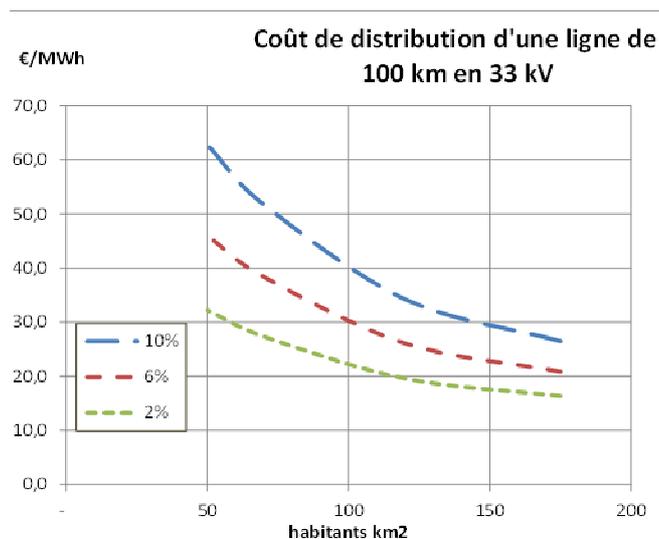


Figure 46: Simulation des coûts de distribution, pour une ligne de 100 km et de 33 kV pour différentes densités de population, et de leurs options de financement

Les coûts les plus bas pour une forte densité de population concernent une charge de ligne optimale. Selon différentes conditions financières de marché (2% d'APD et 10% de conditions commerciales en Afrique de l'Ouest) les coûts de distribution varieront de 10 à 20 €/MWh. Dans des zones rurales moins peuplées cela variera de 26 à 56 €/MWh ce qui représente au moins les 2/3 des futurs coûts marginaux pour l'approvisionnement régional.

En général, ces coûts ne sont pas rajoutés au tarif proposé à la population desservie par la ligne mais sont distribués équitablement entre tous les consommateurs devenant ainsi des coûts cachés de l'approvisionnement énergétique marginal, occultant les utilisations potentielles des technologies EnR alternatives de moindre coût.

8.2.1 Biocarburants

Le CERECC, en coopération avec l'ONUDI et Quinvita, a récemment lancé une évaluation du potentiel régional sur l'utilisation durable des cultures énergétiques destinées aux biocarburants. L'évaluation fournira davantage d'informations économiques sur les cultures énergétiques suivantes destinées aux biocarburants : le jatropha, la cameline, le sorgho doux, la cassave et le crambe, le ricin, l'arachide et la noix de cajou.

Un générateur diesel combiné avec des dispositifs à bicarburation permet l'utilisation d'un gasoil végétal tel que le gasoil de jatropha brut filtré. Dans certains cas, le piston peut être modifié pour assurer une meilleure combustion du gasoil de jatropha. La technologie est la même que les génératrices diesel. Les suppléments de coûts sont liés au fait qu'un réservoir de gasoil additionnel est nécessaire pour contenir le gasoil de jatropha puisque le moteur doit être démarré et arrêté au diesel. Le coût d'un gasoil brut de jatropha (76 c€/l) est actuellement plus élevé que le coût économique de l'essence (57 à 69 c€/l selon les pays). La production de biocarburants ne constitue pas à l'heure actuelle une réelle alternative au générateur diesel car le gasoil de jatropha reste plus onéreux que le coût économique de l'essence. La production locale de biocarburants pourrait être une alternative lorsque le coût d'approvisionnement et la disponibilité de l'essence dans des zones rurales reculées rendent les biocarburants plus compétitifs. Cependant, la qualité de la production locale de gasoil restera une question à solutionner afin de sécuriser les moteurs.



8.2.2 Biomasse (gazéification)

La biomasse solide broyée ou légère, comme les coquilles et les pelures, peut être utilisée dans des gazéificateurs afin de produire du monoxyde de carbone pour alimenter les moteurs à gaz ou les moteurs dual (2 carburants). La taille de cette technologie varie d'une échelle (30-200 kWe) bien développée et utilisée en Asie du Sud-Est ainsi qu'en Inde où la technologie est complètement développée. De plus grandes applications sont en cours de développement avec une capacité jusqu'à 1 à 1,5 MW (Afrique du Sud). Pour des technologies plus petites le prix du système incluant l'épuration des gaz et le nettoyage du moteur varie de 1,1 à 1,3 M€/MW et peut produire au prix de 15/21 c€/kWh.

8.2.3 Centrales solaires PV

Généralement, le prix du PV dans cette région est toujours au-dessus du prix du marché mondial puisque le marché n'est pas totalement développé. On s'attend à ce que le prix chute quand le PV ne sera plus perçu comme une technologie onéreuse. Pour les plus petites centrales solaire PV incluant un onduleur triphasé et une capacité de stockage de batteries pour la consommation nocturne, les coûts d'investissement restent élevés à environ 8 à 10 €/Wc installé. Les systèmes hybrides peuvent réduire le coût d'investissement puisque la combinaison de production PV à un groupe électrogène diesel permet de réduire la taille de capacité de stockage. Le coût du système solaire hybride avec stockage est d'environ 6-7 M€/MWc (Mali) pour la centrale solaire.

Les systèmes hybrides sans stockage sont également expérimentés à des coûts plus bas (4 M€/MWc) si la production solaire est conçue pour réduire la production de diesel lorsque le système est complètement chargé. Entre un chargement complet et un chargement à 60%, la consommation de gasoil est plus ou moins proportionnelle à la charge, et l'injection d'énergie solaire est totalement dédiée à l'économie de gasoil. À faible charge (< 30%), le moteur diesel est inefficace et a la même consommation indépendamment de la charge et l'injection solaire devient inutile. Dans ces cas-là, l'énergie solaire devrait entièrement remplacer le générateur qui devrait être éteint pendant quelques heures au cours de la journée, les coûts et la consommation de diesel étant élevés.

Le graphique ci-dessous illustre les économies réalisées en installant une production PV sur une production autonome au diesel à pleine charge pour augmenter la capacité installée. La consommation de fuel est calculée à partir d'un coût de fuel économique à 0.611 €/l pour l'essence dans des zones reculées correspondant au moment de la simulation à un prix du baril de 70 €. Le bénéfice, illustré dans le graphique, augmentera au fil du temps avec la réduction de prix du PV et l'augmentation progressive du prix des carburants.

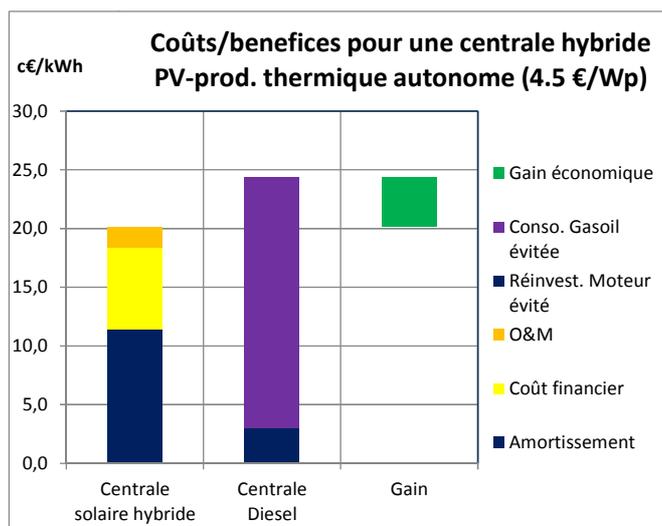


Figure 47: Coûts du système PV hybride sans stockage de batteries²²

8.3 Technologies autonomes :

- Les petites turbines éoliennes pour charger les batteries entre 10-20 W jusqu'à quelques kW.
- Les panneaux PV à batterie et contrôleur de charge dans une gamme de quelques Watts pour charger des lampes solaires jusqu'à quelques kW pour les institutions. Généralement, entre 30 et 100 W pour les applications domestiques. Le coût actuel est d'environ 6-8 €/Wc. Les systèmes sont en train de devenir plus efficaces en termes de coût avec l'utilisation des lampes LED qui réduisent la taille du panneau solaire.
- Les chauffe-eaux solaires produisant de l'eau chaude à usage domestique sont une alternative au chauffe-eau électrique (1 à 2 kW thermoélectriques). En général, les coûts restent élevés en comparaison à l'alternative électrique (pour 400 à 1000 € contre 150-200 € pour une résistance électrique). Les économies peuvent être de l'ordre de 60 à 115 €/an selon la taille de la résistance et le niveau de tarif. La période de retour est comprise entre 6 et 8 ans²³. Une application pour le préchauffage d'eau de procédé jusqu'à 60-70 °C peut également être envisagée.
- Les séchoirs solaires pouvant être utilisés dans les processus agricoles (fruits, viande, produits étuvés). Des recherches approfondies ont été menées dans de nombreux centres de recherche d'Afrique de l'Ouest (Niger, Ghana, Bamako) mais généralement les coûts restent trop élevés et les processus de séchage ne sont pas toujours totalement contrôlés par les utilisateurs (flux d'air, température et humidité).
- La production de biogaz à usage domestique pour l'énergie destinée à la cuisine, l'éclairage et la climatisation. Le digesteur est un réservoir souterrain construit en briques, qui doit être hermétique puisque la production du méthane s'effectue en milieu anaérobie, comportant un arbre d'entrée et de sortie pour le fumier frais et dégazé. Le gaz doit être purifié avant usage. Le coût d'un digesteur de biogaz est d'environ 85 €/m³ de réservoir, et la taille générale est située entre 3 et 6 m³. Pour son bon fonctionnement, une centrale à biogaz doit être régulièrement alimentée de lisier provenant de fumier animal mélangé à de l'eau.

²² Hypothèses du consultant

²³ Avec une consommation électrique annuelle de 300/600 kWh/an pour un chauffe-eau de 20/30 l et un tarif moyen de 0.2 c€/kWh la dépense annuelle sera de 60/120 €. Selon le prix du chauffe-eau solaire (400 à 1 000 €) la période de retour est d'environ 6 à 8 years.



- Les cuiseurs solaires domestiques. Il y a deux types différents de cuiseurs solaires. Le premier est un four solaire (une caisse de contreplaqué isolée recouverte de verre, avec un miroir ajustable permettant une exposition indirecte additionnelle). Son prix se situe autour de 30-45 € selon la taille. On peut commencer la préparation alimentaire sur des fourneaux traditionnels. Le deuxième type utilise la concentration parabolique à l'endroit où convergent les rayons solaires sur les ustensiles de cuisine placés au point focal. Le prix de ce type de fourneaux est élevé : environ 110-135 €. On peut développer des modèles plus grands pour les cuisines communautaires (écoles, casernes et hôpitaux) combinant l'utilisation du bois et des cuiseurs solaires.



9 Bois énergie et approvisionnement national en énergie

Résumé

- *La forêt et les autres zones de terres boisées de la CEDEAO ont été réduites de 14.8% au cours de la période 1990-2005 (FAO 2005) et cette tendance continue même si elle a ralenti.*
- *Seuls quatre pays ont réussi à entretenir ou augmenter leurs zones forestières : le Cap-Vert, la Côte d'Ivoire, le Burkina Faso et la Gambie.*
- *Cependant, le pays le plus exposé en termes de déforestation est le Nigéria, qui a perdu 62% de ses zones forestières depuis 1990 sous la pression de la 7^e plus grande population sur ses ressources forestières.*
- *En termes d'équilibre les ressources globales locales actuelles de bois de chauffe ne sont pas suffisantes pour satisfaire la demande rurale et urbaine selon un scénario de maintien du statu quo.*

9.1 Ressources

L'évaluation des ressources de biomasse ligneuse est basée sur l'Évaluation mondiale des ressources forestières de la FAO effectuée par la FAO en 2005 (FAO – 2005). La zone forestière de la CEDEAO n'a cessé de se réduire depuis 1990, passant de 133 millions d'hectares à 116 millions d'hectares estimés en 2005, soit une réduction de 14% en 15 ans ou en moyenne 0,9% par an.

Ces terres boisées couvrent à la fois les forêts et la savane boisée selon les catégories de la FAO.

Placé sous gestion durable, l'abattage durable par hectare varie selon la zone climatique. Dans la région du Sahel, cela concerne environ 0,3 t/ha de forêt, au Soudan cela peut être estimé à 1,1 tonne/ha, et en zone équatoriale cela peut dépasser 1,8 t/ha.

Puisque quatre pays de la CEDEAO (Mali, Burkina Faso, Niger, et Sénégal) sont principalement situés en zone sahélienne et soudano-sahélienne, une hypothèse prudente concernant les quantités durables de bois abattus par hectare de forêt de la CEDEAO est fixée à 0,8 tonne par hectare.

En se basant sur ce ratio d'abattage durable estimé par hectare, le volume potentiel de bois énergie durable pour 2005 peut être à peu près estimé à 93 millions de tonnes. Étant donné le déclin continu des zones forestières, l'approvisionnement potentiel durable est estimé à 89 millions de tonnes en 2010.

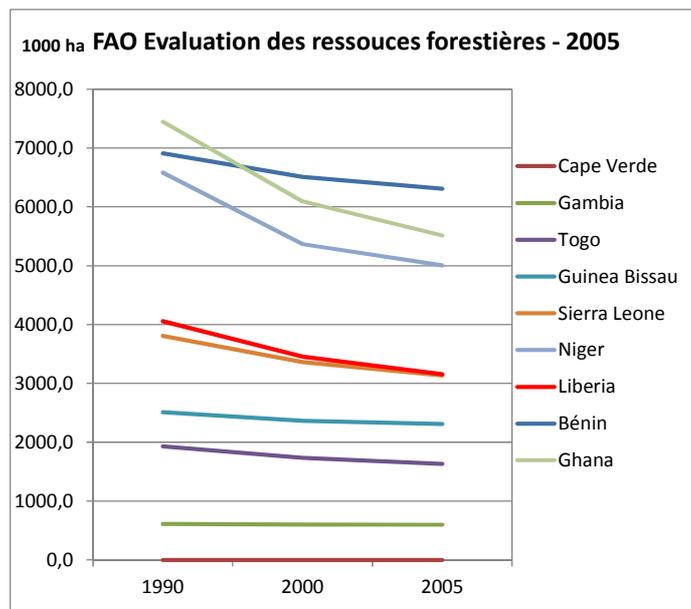
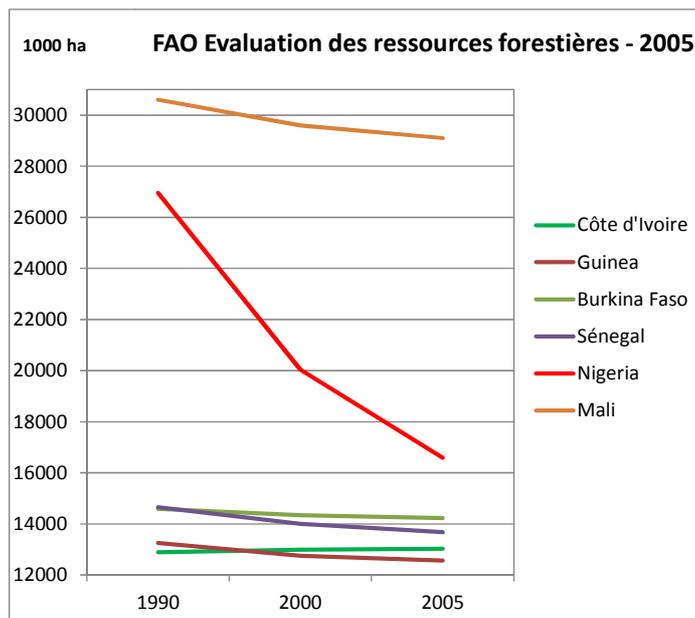


Figure 48 : Évaluations des ressources forestières globales FAO 2005

Quatre pays maintiennent ou augmentent leurs zones forestières : le Cap-Vert, la Côte d'Ivoire, le Burkina Faso et la Gambie. Pour la plupart des autres pays de la CEDEAO, ces surfaces sont en fort déclin, particulièrement au Nigéria qui a perdu 62% de ses zones forestières depuis les années 90s.

Dans le cadre de l'évaluation du programme du CILSS concernant le bois énergie (PREDAS), fondé par l'Union européenne, un nombre de conclusions ont été établies pour six pays du CILSS qui font partie de la CEDEAO ; soit le Sénégal, le Mali, le Burkina Faso, le Niger, le Cap-Vert, et la Guinée Bissau. D'un point de vue général, le potentiel forestier demeure adéquat pour satisfaire la demande de ces pays, bien que des tendances orientées vers la surexploitation apparaissent, particulièrement pour des pays comme le Mali, le Niger et, dans une moindre mesure, le Burkina Faso. L'analyse montre que, même si ces pays sont principalement sahéliens, il serait possible de restaurer l'équilibre entre l'offre et la demande par le biais d'une politique proactive de gestion durable des ressources naturelles impliquant la participation de la population locale et en développant tout en mettant en œuvre une politique pour l'utilisation efficace des ressources à travers la promotion des foyers améliorés. Cela



devrait être réalisé par le biais de partenariats public-privé et à travers un soutien modéré envers une politique de substitution du fuel remplaçant le bois énergie pour s'orienter vers le GPL.

Les pays du CILSS

Selon une annexe du rapport d'évaluation du PREDAS effectué pour l'UE en 2010, la situation globale du bois énergie pour les six pays de la CEDEAO membres du CILSS était la suivante :

Le Cap-Vert avec 0,5 million d'habitants est une société fortement urbanisée (60% en 2010) et un pays atypique concernant la situation du bois énergie. N'ayant eu plus aucune ressource forestière en 1975, le Cap-Vert a maintenant à sa disposition une ressource qui produit environ 90 000 tonnes de bois pour satisfaire la consommation des foyers ruraux. L'économie du Cap-Vert a permis que 80% des foyers urbains utilisent le gaz. Le charbon de bois n'est plus guère utilisé.

Trois pays du CILSS devraient avoir suffisamment de ressources pour leur demande actuelle et à venir à condition que des efforts soient faits pour étendre l'utilisation de foyers efficaces:

Guinée-Bissau (1,6 million) possède une forêt à productivité élevée (1,9 million ha). L'offre d'énergie sur le marché intérieur est principalement couverte par le bois (910 000 tonnes) et le charbon de bois (44 000 t). Le gaz représente environ 1000 t. La production parfois illégale et l'exportation de charbon de bois vers les pays voisins n'est pas contrôlée par les autorités, ce qui peut finalement constituer une menace envers ses ressources. La promotion du GPL associée à la vulgarisation des foyers performants sur le plan énergétique devrait limiter l'ampleur des zones forestières gérées de manière durable à 1,2 million d'hectares dans le futur.

Sénégal (11,5 millions) possède des ressources de bois significatives dans le sud et à l'est du pays et est actuellement en train de mettre en œuvre un système de gestion participative de ces ressources qui devrait garantir leur durabilité. De plus, le Sénégal a fait un effort particulier pour introduire le gaz à Dakar, ce qui a entraîné une utilisation du gaz butane par plus de 80% de la population aujourd'hui. Le Sénégal enregistre la plus haute consommation de gaz des neuf pays du CILSS avec 110 000 tonnes par an. Toutefois, il semble que les ventes de gaz pour 2011 reflètent la limite supérieure de l'achat d'énergie par les consommateurs depuis la réduction des subventions. La demande actuelle est estimée à 1 million de tonnes de bois énergie, 370 000 tonnes de charbon de bois et de 100 000 à 120 000 tonnes de GPL.

La Gambie (1,8 million) possède des ressources qui sont théoriquement alignées avec la demande urbaine et rurale. À cause de sa proximité des ressources de bois énergie de la Casamance et de l'interdiction de la production de charbon de bois, le Grand Banjul tire son énergie du bois énergie depuis la Casamance. L'utilisation du gaz butane n'est pas très développée.

Pour les trois pays sahéliens les plus densément peuplés que sont le Burkina Faso, le Mali et le Niger, les ressources de bois se raréfient du fait de la demande croissante.

Le Burkina Faso (15,8 millions d'habitants) a une consommation globale de bois énergie qui est en marge de son potentiel théorique en termes de ressources. En 2008, on estimait la consommation à 4,8 millions de tonnes de bois de feu (850 000 tonnes destinées aux zones urbaines) et 180 000 tonnes de charbon de bois (surtout en zones urbaines). Toutefois, des efforts significatifs sont faits pour développer des systèmes de gestion forestière qui soient organisés et administrés par les populations locales afin d'étendre la production durable de bois énergie aux marchés urbains (actuellement 30%). 20% des populations urbaines utilisent désormais le gaz avec une consommation totale de 20 000 tonnes. Une utilisation massive de foyers plus efficaces sur le plan énergétique et une croissance continue de l'utilisation du GPL pourrait créer l'équilibre entre la production durable



et la demande. On exige également des efforts pour étendre les zones forestières gérées de façon durable de 800 000 ha à 1,8 millions d'ha.

Le Mali (13,4 millions) devrait être dans la même situation que le Burkina Faso. Cependant, selon les informations fournies dans une série de plans directeur sur le bois énergie de Bamako, Koutiala, Niona et Koro, il semble que la situation se soit gravement détériorée au cours des 15 dernières années et que les ressources éprouvent désormais un manque à gagner à cause de la demande accrue. Bien que l'utilisation de foyers améliorés soit déjà relativement développée au Mali, elle doit être intensifiée.

Le Niger (14,3 millions) est le pays sahélien le plus pauvre en termes de ressources de bois parmi les pays du CILSS/CEDEAO. En théorie, les ressources en bois identifiées aujourd'hui correspondent à 50% de la demande. Il y a peu de statistiques sur l'approvisionnement en bois énergie des populations rurales, mais la demande est de plus en plus satisfaite par le développement de plantations d'arbres dans les champs. Ainsi les ressources forestières sont en théorie toujours suffisantes pour alimenter les foyers urbains en bois de feu (gestion par les marchés ruraux). Le charbon de bois n'est pratiquement pas produit. Le gaz a percé avec 1000 tonnes en 2010 afin de réduire l'utilisation du bois. La nouvelle raffinerie devrait produire environ 25 000 à 30000 tonnes de GPL essentiellement pour le marché national. En gardant à l'esprit qu'un kilo de GPL peut remplacer de 4 à 12 kg de bois de feu, selon l'efficacité des foyers utilisés, et leur intensité d'utilisation, la production de GPL diminuera de manière significative la pression sur les terres boisées alimentant Niamey. Le Niger possède également de grands dépôts de minerais de charbon qui une fois carbonisé et transformé en coke pourrait être utilisé pour remplacer le bois de feu.

Pour les autres pays

Pour les autres pays de la CEDEAO qui ne font pas partie du CLISS, la Côte d'Ivoire semble être le seul qui développe ses zones forestières. Des efforts sont également engagés pour la production de bois et de charbon de bois durables. Des pays comme le Bénin, le Togo, le Libéria, et la Sierra Leone ne devraient pas avoir de problème majeur avec leur approvisionnement de bois énergie mais les efforts pour diffuser les foyers plus efficaces sur le plan énergétique seront toujours pertinents, à la fois pour réduire l'utilisation du bois énergie et pour des raisons de santé.

En **Côte d'Ivoire**, il y a 13 millions d'ha couverts de forêts et de terres boisées, ce qui représente 41% du territoire. D'après les statistiques de la FAO, le couvert forestier a légèrement augmenté depuis 1990 (12,89 millions d'ha en 1990). La contribution du bois énergie était estimée à 75% du bilan d'énergie primaire totale en 2007, ce qui signifie 7500 ktep ou environ 20 millions de tonnes de bois énergie. La production moyenne de bois, si elle était distribuée équitablement sur les zones forestières, serait de 1,5 tonne/ha. Ce chiffre est élevé, bien que toujours dans le domaine du possible afin d'améliorer la gestion durable des ressources.

Le Nigeria, à cause de sa forte densité de population, a surexploité ses ressources forestières naturelles. La totalité des surfaces de forêts et de terres boisées a régressé, d'un énorme 38% au cours de la période 1990-2005 passant de 26,9 millions d'hectares à 16,6 millions d'hectares (statistiques FAO 2005). En poursuivant notre enquête, la forêt et la savane boisée sont réduites aujourd'hui à 11.6% de la surface totale du Nigeria, soit 10,77 millions d'hectares, pour une consommation totale de 43,5 millions de tonnes de bois énergie. La production moyenne, si elle était distribuée équitablement sur toutes les surfaces de forêt, serait de 4 tonnes/ha. Ce chiffre indique



une sérieuse surexploitation des ressources restantes. Les ressources de biomasse globales sont estimées à environ 144 millions de tonnes.

L'utilisation du GPL comme alternative au bois énergie n'est pas très développée. D'autre part, le pétrole est le produit de substitution préféré au bois énergie, avec une consommation totale de 666 ktep en 2010.

9.2 Prévisions de la demande pour la base de référence

La demande actuelle pour la CEDEAO a été simulée puisque aucune donnée fiable n'existe sur la consommation d'énergie sur le marché intérieur.

En se basant sur une consommation unitaire moyenne de 0,6 GJ par personne et par jour pour la cuisson d'aliments, la base de référence pour la consommation d'énergie sur le marché intérieur a été estimée comme suit :

Tableau 25: Évaluation approximative de la demande d'énergie sur le marché intérieur pour le scénario de référence.

POPULATION AU SEIN DE LA CEDEAO	2010	2020	2030
Population	300,7	421	600
Besoins en énergie pour la cuisson 10 ⁶ GJ	180,4	252,6	360,0
-urbain	80,2	126,3	198,0
-rural	100,2	126,3	162,0
<i>Carburant moderne</i>			
GPL 10 ⁶ tonnes	0,3	0,5	0,7
Kérosène 10 ⁶ tonnes	0,7	1,0	1,6
Bois énergie en millions de tonnes			
-bois de feu 10 ⁶ tonnes	61,6	73,2	76,4
-charbon de bois 10 ⁶ tonnes	5,9	11,5	25,0
Bois énergie 10 ⁶ tonnes	103,4	155,6	254,8

La production globale de bois énergie dans la région ayant été estimée à 92,8 millions de tonnes en 2010, les forêts de la CEDEAO et les autres terres boisées sont déjà surexploitées et ce problème va empirer au fil du temps. La gestion durable des forêts et l'utilisation généralisée des foyers efficaces ainsi que la production de charbon de bois plus efficace sont donc des priorités absolues.



10 Fondement et orientation de la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO

Résumé :

Fondement :

Les sources sensibles d'énergies renouvelables sont disponibles et certaines des options technologiques sont déjà ou seront compétitives dans un futur proche par rapport aux options conventionnelles. Dans ce contexte, la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC) a pour objectif de tirer profit des options à moindre coût en matière d'énergies renouvelables pour la production d'énergie de masse et de stimuler l'électrification rurale hors réseau ainsi que l'accès à d'autres services énergétiques.

Objectifs :

Au niveau régional, les principaux objectifs de la PERC sont :

- *Créer un marché compétitif pour les technologies et services EnR afin de réduire le besoin en sources d'énergie néfastes pour l'environnement comme le charbon et l'uranium.*
- *Installer une capacité EnR à grande échelle supplémentaire afin de combler les lacunes et les retards dans l'établissement d'un marché énergétique régional.*

Au niveau national, les objectifs de la PERC sont les suivants :

- *Aider et sécuriser la mobilisation des options EnR de taille moyenne à moindre coût en réduisant durablement l'utilisation des combustibles fossiles dans la production d'électricité et/ou permettre une augmentation de la capacité énergétique globale tout en allégeant les possibles pénuries d'approvisionnement à venir dues au retard du plan directeur de l'EEEOA.*
- *Promouvoir un cadre réglementaire et financier favorable permettant au secteur privé d'investir dans le secteur des EnR.*

Au niveau hors réseau, les objectifs sont de créer les conditions d'un marché de solutions solides et décentralisées qui soient abordables pour la population rurale locale à faible pouvoir d'achat.

Au niveau domestique, les objectifs sont de soutenir la gestion durable des forêts et des savanes boisées, de promouvoir des utilisations efficaces des énergies intérieures (bois énergie et kérosène) par le biais de la politique régionale en matière d'efficacité énergétique. Il s'agit également de promouvoir les applications solaires comme les séchoirs solaires et les chauffe-eaux solaires par le biais d'activités d'information et de sensibilisation. Et enfin, de promouvoir l'émergence d'un marché des lampes solaires afin de créer des opportunités pour la production massive à l'échelle régionale.

10.1 Finalité de la PERC

La finalité de cette politique est d'amener une réponse rapide et durable en termes d'approvisionnement à une région en proie à une crise de l'approvisionnement énergétique depuis 2000, qui se caractérise par :

- Un large volume de demande non satisfaite (7 à 10 TWh entre 2006 et 2010)



- Un accès généralement réduit à l'électricité (40% en moyenne, mais pour de nombreux pays moins de 20%), un déficit encore plus prononcé dans les zones rurales
- Un approvisionnement durable en bois énergie qui ne satisfait plus la demande croissante et qui mène à une surexploitation générale des ressources ligneuses et à la déforestation dans certains pays.

Du fait que la région soit dotée d'un grand potentiel de ressources en énergies renouvelables et du fait que les technologies EnR se rapprochent de la parité réseau dans certaines circonstances, la CEDEAO est aujourd'hui au seuil d'un nouveau paradigme régional d'approvisionnement énergétique basé sur une grande production d'énergie de masse fournie et distribuée par l'EEEOA et sur une contribution notable des options en énergies renouvelables financées par le secteur privé et les institutions bancaires privées. En outre, des États membres ont déjà développé des politiques et des stratégies efficaces en matière d'énergies renouvelables, et la PERC s'appuiera sur l'expérience de ces acteurs de première ligne.

Donc la définition des objectifs et des cibles pour la PERC sera de prendre en compte les efforts déjà déployés par l'EEEOA par le biais de l'établissement d'un marché énergétique régional et à travers le projet du PREDAS portant sur le bois énergie dans les pays du CILSS, en particulier :

- Pour l'énergie électrique : le but est de couvrir à court et moyen termes les déficits d'approvisionnement en énergie électrique au niveau national par les options en énergies renouvelables et d'en promouvoir l'accès dans les zones rurales, en compensant la production onéreuse d'énergie à partir de génératrices diesel. Dans une perspective à moyen et à long termes le but est de développer un marché de production d'énergies renouvelables basé sur l'industrie technologique de la CEDEAO qui est capable de rivaliser commercialement avec les options de grande production d'énergie conventionnelle.
- Pour le bois énergie : L'attention se portera sur les aspects technologiques ayant des impacts suffisamment positifs sur les ressources boisées (foyers améliorés, carbonisation) et sur les aspects de la communication
- Pour les biocarburants : la politique souhaite capitaliser sur les réalisations de certains pays (Mali, Ghana, Burkina Faso, et Sénégal).

Le développement des marchés des énergies renouvelables pour la CEDEAO (...) :

- Sera complémentaire des projets régionaux portant sur le secteur énergétique de l'EEEOA et contribueront à alléger l'effet négatif des retards de mise en œuvre en proposant des alternatives qui peuvent être mises en œuvre plus rapidement et contribuer de manière positive à l'assortiment énergétique régional.
- Inclura toute une gamme de technologies EnR de petite et moyenne tailles (électricité et chaleur) qui n'ont pas été jugées pertinentes pour l'intégration énergétique régionale mais qui sont particulièrement intéressantes pour les zones rurales et périurbaines.
- Considèrera des options pour les populations isolées et dispersées dont les nécessités ne sont couvertes d'aucune manière par les options en réseau ou en mini-réseaux.
- Proposera des réflexions et des recommandations sur le secteur énergétique domestique pour lequel le bois-énergie doit devenir une source d'énergie renouvelable d'avenir pas seulement à usage domestique mais également pour des applications énergétiques modernes.



10.2 Principaux objectifs de la PERC



Figure 49: Quatre axes majeurs pour la PERC

10.2.1 Au niveau régional :

L'un des obstacles identifiés est le fait qu'il n'y ait actuellement aucun marché substantiel pour les technologies et services EnR dans la CEDEAO. Il y a des entreprises qui produisent des chauffe-eaux solaires, des séchoirs solaires, des lampes PV ou des turbines hydrauliques. Une seule usine d'assemblage de panneaux PV s'est récemment établie au Sénégal et au Ghana. Afin de rendre les technologies EnR plus fiables et moins onéreuses à utiliser, il est nécessaire de promouvoir le développement d'une industrie EnR locale.

La configuration d'approvisionnement énergétique à grande échelle se basera sur un assortiment énergétique comprenant environ 60% de production thermique (50% de grandes centrales CC utilisant du gaz naturel et 10% de production d'énergie issue de la combustion du charbon au Sénégal et au Niger), 30% de grande production hydroélectrique, et 10% « d'autres EnR » telles que les fermes éoliennes et solaires et des centrales à biomasse. La capacité solaire et éolienne bénéficiera de la grande capacité hydroélectrique et thermique installée pour équilibrer en temps réel la variabilité de leur production. L'énergie éolienne, en tant que source erratique, ne contribuera qu'à la production énergétique au niveau du réseau régional et principalement du réseau national.

En termes de chiffres, le plan directeur de l'EEEOA inclut 800 MW de nouvelle capacité en termes d'énergies renouvelables (éolienne et solaire) contribuant à hauteur de 3.4 % de la capacité installée en 2020 et seulement 2% en 2030. L'IRED n'a pas encore développé de cibles spécifiques montrant clairement comment atteindre l'objectif de 78% de pénétration des EnR pour 2030. Des préoccupations et des questions demeurent :

- La première préoccupation critique concerne la capacité énergétique approuvée de 1075 MW reposant sur le charbon au Sénégal et au Niger (EEEOA) qui soulève des questions quant à leur durabilité. On prévoit de développer la majeure partie de la capacité (875 MW) au



Sénégal (centrale de Sendou) pour 2016 et 200 MW plus tard avec la centrale de Salkadamma au Niger (2019/2020). Une préoccupation similaire portera sur l'hypothèse proposée par l'IRED d'inclure dans le panier de production énergétique de l'UEMOA une centrale nucléaire de 900 MW. **L'efficacité énergétique et les énergies renouvelables de taille moyenne (principalement la biomasse, l'énergie solaire et la petite hydro) sont des alternatives compétitives face à l'énergie thermique au charbon et à l'énergie nucléaire.**

- La seconde question critique concerne la création des grandes capacités hydroélectriques qui peuvent, dans une certaine mesure, présenter des restrictions conceptuelles dans la planification de projets de technologies EnR. Les coûts de production pour la grande hydro seront toujours plus bas que les technologies EnR les plus commercialement viables. Toutefois, la comparaison est souvent biaisée par le fait que la plupart des technologies EnR de taille moyenne peut être financée et mise en œuvre relativement plus vite que de plus grands barrages hydroélectriques et avec moins d'impact environnemental. Dans ce cas, la disponibilité énergétique immédiate, peut s'avérer une solution à moindre coût plutôt que d'attendre de nombreuses années un approvisionnement de première qualité et appliquer des solutions onéreuses, lors de l'attente, comme la production par génératrice diesel. La politique devrait clairement avoir pour but de développer les deux ressources simultanément.
- Développer les moyennes et grandes options EnR aura également un impact positif sur l'équilibre énergétique en réduisant les utilisations de carburants fossiles comme le charbon mais aussi le gaz naturel qui peut être conservé comme une source d'énergie pour les générations futures en tant que matière première.

Au niveau régional, les objectifs principaux de la politique de la CEDEAO en termes d'électrification des zones rurales seront :

- *De développer un marché des énergies renouvelables viable pour les technologies et les services EnR.*
- *De mobiliser les options additionnelles en énergies renouvelables de petite et moyenne tailles qui pourront, à moyen terme et à long terme, réduire les besoins en sources énergétiques ayant des répercussions telles que le charbon et l'uranium. Ces options pourraient amener des solutions rapides d'approvisionnement pour les pays qui ont un manque de capacités en attendant l'établissement du marché énergétique régional de l'EEEOA.*

10.2.2 Au niveau national :

Une grande part de la population rurale et urbaine de la CEDEAO (64,3% en 2020 et 75% en 2030) recevra son électricité du réseau à condition que celui-ci ait une capacité suffisante. La plupart de l'augmentation de capacité actuellement prévue fait partie de la réserve de projets de l'EEEOA. Cependant, il n'est pas certain que l'ambitieux plan directeur de l'EEEOA soit exécuté sans retard important.

En ce qui concerne le secteur énergétique, la politique contribuera à rendre l'approvisionnement en électricité plus fiable et sécuritaire auprès des États membres en soutenant et facilitant le développement de la production d'énergie EnR de taille moyenne à moindre coût.

Comme pour le secteur de l'énergie domestique, elle devra s'efforcer à un meilleur contrôle de la production, de l'utilisation et de la substitution du bois énergie en collaboration avec le CILSS (programme PREDAS).

En termes d'options :



- Assurer une meilleure et précieuse connaissance sur les sources et potentiels EnR au niveau national afin de convaincre les investisseurs potentiels et/ou les institutions financières de la viabilité des projets de production énergétique EnR de taille moyenne.
- Production énergétique basée sur les EnR connectée au réseau national de moyenne et haute tension en particulier pour les pays ayant un déficit de capacité installée afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement nationale. Les options possibles concernent les fermes PV, les fermes éoliennes, les petites centrales hydro, les centrales à biomasse basées sur les déchets de l'agro-industrie, l'huile végétale filtrée telle que l'huile de jatropha en remplacement des carburants lourds dans la production d'énergie au diesel.
- Des mesures GSD telles que les toitures PV pour réduire les pics de demande énergétique dues à la climatisation (de 9 h à 16 h)
- Les chauffe-eaux solaires afin d'économiser l'énergie et la demande énergétique le matin (5 h à 7 h) et le soir (18 h à 20 h)
- Cogénération sur les déchets issus de la biomasse industrielle pour la production d'énergie et de chaleur (déchets solides, fumier, excréments et déchets des abattoirs pour les centrales de biomasse) avec vente de l'excès de production au réseau.
- Capteurs solaires pour l'utilisation de préchauffage en processus industriel.

Le principal objectif est de mobiliser une grande gamme d'options énergétiques à moindre coût allant du kW au MW permettant une transition souple et durable à partir de la stratégie actuelle d'approvisionnement national vers une stratégie régionale davantage intégrée évitant les insuffisances de l'offre d'électricité et les investissements coûteux en production au diesel en cas d'urgence énergétique.

Au niveau national, les objectifs de la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO peuvent être formulés de la façon suivante :

- *Assister et sécuriser la mobilisation des options EnR de taille moyenne à moindre coût en réduisant durablement l'utilisation des carburants fossiles dans la production énergétique ou/et en permettant rapidement une augmentation de la capacité énergétique globale allégeant le possible manque d'approvisionnement futur à cause des retards majeurs de stratégies au niveau régional.*
- *Promouvoir un cadre réglementaire et financier propice permettant au secteur privé d'investir dans le secteur de l'énergie.*

10.2.3 Au niveau local (hors réseau)

Même si l'électrification hors réseau reste une option d'approvisionnement adéquate pour la CEDEAO, cette option ne pourra plus remplir l'objectif ainsi visé de l'accès universel à l'énergie en 2030. Le scénario montre que 25 % de la population ne sera pas approvisionnée par le réseau en 2030 dans une période de temps raisonnable.

Donc, une stratégie et des objectifs spécifiques pour les systèmes de mini-réseaux doivent être établis pour sécuriser l'accès à 17% de la population de la CEDEAO principalement rurale pour 2020 et 8% supplémentaires au cours de la période 2020-2030. En termes de localités, la stratégie sortira de la pénombre 28% des localités de la CEDEAO pour 2020 et 32% supplémentaires pour 2030. Ces stratégies devraient s'articuler autour de mesures incitatives pour promouvoir l'émergence d'entrepreneurs dans le domaine de l'énergie au niveau local ou national.

De plus, les objectifs et les mesures spécifiques doivent être établis afin de promouvoir la diffusion des équipements autonomes afin d'approvisionner un segment de 6 à 7% de la population vivant dans des petits villages (moins de 200 habitants). Les facilités de crédit ou la promotion des



compagnies de services EnR seront un possible chemin à suivre afin d'atteindre l'objectif qu'est l'accès universel en 2030.

La vision de la CEDEAO pour les zones rurales est d'accélérer la mise en œuvre du Livre blanc régional pour l'accès à l'énergie moderne auprès des populations rurales par le biais d'une promotion active des faibles coûts des systèmes d'approvisionnement EnR décentralisés et/ou locaux.

L'accès à l'énergie moderne en zone rurale hors réseau pourrait favoriser les options suivantes :

- PV, petite hydro et éolienne pour le chargement de batteries dans les logements très dispersés
- PV en tant que centrale énergétique ou un système hybride ainsi qu'un mini réseau ou un réseau local
- Petites centrales hydroélectriques approvisionnant un ou plusieurs réseaux locaux
- Centrales de biogaz communautaires à moteur à gaz ainsi qu'un réseau local ou un mini-réseau
- Gazogène et production d'énergie par moteur à gaz dans les villages ou au niveau du réseau local
- Huile de jatrophia brute filtrée pour la production d'énergie à partir d'un moteur diesel (réseau local et miniréseau).

Au niveau local (hors réseau), les objectifs devraient créer les conditions pour un marché réel et des solutions solides et décentralisées abordables pour la population rurale locale à faible pouvoir d'achat.

- ***Le changement des paradigmes de planification pour les zones rurales hors réseau, passant de la partie résiduelle d'un plan national d'électrification bien conçu à un plan intégré totalement développé en constante évolution*** permettant à chaque localité des options d'approvisionnement en termes de technologies et sur une période de temps (par exemple des mini-réseaux aux structures socio-économiques avec le PV → intégration dans un réseau local alimenté par une petite centrale hydroélectrique, PV existant connecté au réseau local → connexion au réseau national, à la fois le PV et la petite hydro restent connectés au réseau.
- ***Pour être approuvé par les autorités nationales et se démarquer clairement entre les approvisionnements réseau et hors réseau sur une certaine période de temps.*** Aujourd'hui dans la plupart des pays cette démarcation n'existe pas, résultant que les solutions locales sont niées par les politiciens locaux ou la population locale et sont remplacés par des réseaux onéreux visant à approvisionner la « véritable » électricité, mais sont en fait incapables de le faire.
- ***Soutien dans le développement et l'harmonisation des systèmes d'approvisionnement ou bien à un système centralisé avec des sociétés de services EnR qui installent et opèrent/entretiennent l'équipement en échange d'une redevance payée par l'utilisateur ou bien un système d'approvisionnement décentralisé basé sur l'achat d'équipement et un système de contrôle des risques financiers, du crédit, de la subvention, de la garantie*** impliquant une autorité nationale, des revendeurs/artisans et le système bancaire. Dans ce cas, l'utilisateur devient le propriétaire du système et il faut porter une attention toute particulière à l'entretien du système pendant les périodes de remboursement de prêt.
- ***Soutien au développement de capacité*** pour le concepteur du système (quelques-uns des systèmes hybrides ne sont pas totalement opérationnels, souvent à cause d'une conception non appropriée), les artisans pour l'installation et l'entretien.

10.2.4 Au niveau des ménages

La sphère domestique comprend trois thèmes essentiels liés aux énergies renouvelables :

- L'utilisation omniprésente du bois énergie pour les activités de cuisson ou pour le chauffage de l'eau



- L'utilisation de différentes formes d'énergie (souvent du bois énergie mais également du gaz) pour certaines activités productives menées au sein du foyer
- L'utilisation de l'électricité pour l'éclairage et le temps libre (radio, TV) et la ventilation

Plus de 65% de l'équilibre énergétique global dans la CEDEAO est basé sur le bois énergie. La croissance démographique et l'urbanisation augmenteront les parts du marché du bois énergie monétisé ce qui accentue dans son sillage la pression sur les ressources forestières et les savanes boisées ainsi qu'une tendance à la hausse de l'exploitation forestière non durable.

Le chauffage de l'eau est un élément vital pour les soins portés aux enfants et un élément de confort pour les citoyens. Mais la part du chauffage de l'eau grâce à l'énergie solaire est pratiquement inexistante dans la CEDEAO à l'exception du Cap-Vert.

Le séchage solaire pour la transformation des fruits, la pré-cuisson des céréales, etc. pourrait être une précieuse alternative au carburant fossile ou aux appareils électriques. Les activités de recherche et développement se sont développées dans de nombreux pays (Mali, Niger et Ghana) mais le marché commercial est quasiment inexistant pour ce type d'équipement.

Au niveau des foyers les objectifs devraient soutenir au niveau régional toutes les activités pertinentes qui promouvront au niveau national :

- ***Le développement de l'activité forestière durable, ainsi que***
- ***L'utilisation durable du fuel domestique pour la cuisine*** par le biais de campagnes de sensibilisation montrant le défi vital consistant à considérer le bois énergie non plus comme une énergie pour les catégories sociales défavorisées mais à développer l'idée que la biomasse incluant les ressources ligneuses peut également devenir l'énergie du futur.

Les efforts destinés à l'extension des activités concernant l'utilisation du chauffe-eau solaire à usage domestique et professionnel et des séchoirs solaires devraient être inclus dans la politique régionale en matière d'efficacité énergétique. Enfin, le soutien envers l'émergence du développement d'une production et d'un marché locaux pour les appareils d'éclairage locaux alimentés par de petits panneaux PV qui procureront un minimum de confort moderne à de nombreux foyers ruraux.



11 Segments de marché des énergies renouvelables dans la CEDEAO

Résumé

Modélisation du marché régional de l'électricité

Une analyse de la distribution physique de la population globale en fonction de la taille des logements associée à la modélisation statistique entre le taux de dispersion (ratio en rapport aux logements) et le taux d'accès (ratio en rapport à la population) a permis de développer un modèle permettant la quantification des marchés de l'électricité hors réseau pour les mini-réseaux et les systèmes autonomes et également de vérifier la validité des prévisions de l'EEEOA concernant l'approvisionnement réseau jusqu'en 2030.

➤ Approvisionnement réseau

D'après les tendances/cibles actuelles pour l'électrification réseau, la simulation nous amène à :

- Doubler (facteur 2) la population approvisionnée par réseau en 2020 (taux d'accès de 64% ; taux de dispersion de 24%) ;
- Tripler (factor 3,3) le même segment de population approvisionné en 2030 (taux d'accès de 74.8% ; taux de dispersion de 42%).

Ces prévisions sont parfaitement alignées avec la prévision de capacité électrique de l'EEEOA, prévoyant les besoins augmentant la capacité installée (MW) et l'approvisionnement (GWh) avec un facteur 2,3 pour 2020 et 3,7 en 2030 par rapport à la référence 2010.

➤ Segments de marché EnR pour les mini-réseaux alimentés en EnR

Le marché pour les systèmes de mini-réseaux inclura des dispositifs générant de l'électricité à partir des EnR dans une gamme de 10 à 100 kW d'une taille moyenne de 50 kW correspondant à une communauté de 1200 habitants. Un marché potentiel global de 156 000 mini-réseaux alimentés en EnR a été identifié pour les 20 prochaines années couvrant les besoins 103,2 millions d'habitants de la CEDEAO vivant dans des localités comprenant entre 200 et 2 200 habitants. Afin de couvrir la totalité de ces besoins il sera nécessaire de respecter le rythme de mise en œuvre suivant :

- 23 mini-réseaux/an/1 million d'habitants (2010) au cours de la période 2012-2030

➤ Équipement autonome

Afin de couvrir la demande résiduelle en provenance des populations isolées, nous avons identifié la nécessité de 4,7 millions d'équipements autonomes en EnR, ainsi que 2,1 millions jusqu'en 2020 couvrant la moitié de la demande et 4,7 millions permettant un accès universel pour 2030.

En termes de marché, la contribution maximale pour un équipement autonome serait de :

- 875 équipements/an/1 million d'habitants (2010) de 2012 à 2030

Modélisation du marché énergétique domestique

Pour résumer cette idée, qui est caractérisée régulièrement par le manque de données consistantes et l'absence de référence et de « vision scénario », on évalue qu'environ 45% de la population totale est dépendante d'un marché domestique monétisé comprenant des produits comme le bois énergie, le charbon de bois, les alternatives de combustible modernes (GPL). Les 55% restants qui sont la population rurale collectent leur bois de feu à partir des ressources forestières et des savanes arborées.

Les énergies domestiques modernes, comme le GPL et le kérosène, sont essentiellement utilisées par



la population urbaine couvrant environ 30% de la demande urbaine monétisée. Sauf pour le Nigéria, où l'utilisation du kérosène pour la cuisine semble également développée dans les zones rurales. La majeure partie de la population de la CEDEAO s'oriente traditionnellement vers le bois de feu et les résidus.

En considérant que la démographie aura, comme prévu, doublé en 2030, la priorité devrait se tourner vers le développement d'une politique spécifique qui aborderait les questions de l'utilisation efficace de l'énergie domestique et d'autres alternatives de combustible modernes, de l'industrie forestière durable en incluant les cultures ligneuses produisant de l'énergie et le changement de combustible pour une énergie moderne.

Afin de fixer des objectifs raisonnables pour la politique et la stratégie en EnR pour 2020 et 2030, il est nécessaire d'avoir une bonne estimation de la segmentation de marché EnR au niveau régional :

- Une hypothèse sur l'approvisionnement global connecté au réseau couvrant aussi bien les zones urbaines que les zones rurales.
- Une hypothèse sur la demande concernant les systèmes hors réseau qui ne seront couverts ni par la production d'énergie centralisée ni par le système de transport.
- L'importance de la population vivant dans les plus petites communautés (< 200 habitants) pour laquelle les systèmes autonomes EnR seront probablement plus adaptés.
- L'importance de la demande en énergie domestique des populations urbaines et rurales.

Les prévisions de la demande énergétique globale appliquées pour l'étude sont celles qui ont été préparées dans le rapport numéro 1 du plan directeur de l'EEEOA. Il se base sur une compilation des prévisions de la demande des différents services publics, en incluant l'approvisionnement des centres locaux isolés alimentés au générateur diesel et les hypothèses concernant l'électrification rurale sur réseau. Ces prévisions n'incluent pas l'électrification hors réseau ni les systèmes à énergie autonome. Les prévisions de l'EEEOA ne sont pas assez détaillées pour pouvoir dissocier l'approvisionnement urbain de l'électrification rurale sur réseau.

11.1 Modélisation de la distribution des habitats et de la population de la CEDEAO

Une analyse du lien entre la population et la taille de leur habitat donne des indications intéressantes au regard du taux de pénétration pour l'électrification rurale raccordée au réseau. Des données SIG²⁴ détaillées étaient disponibles pour le Bénin, le Mali, le Burkina Faso, le Niger et le Ghana. Cet échantillon couvre environ 24% de la population de la CEDEAO, avec deux états côtiers (Ghana et Bénin) et trois pays enclavés (Mali, Burkina Faso et Niger). Elles sont jugées représentatives de la CEDEAO pour les évaluations macroéconomiques. En se basant sur cette analyse, on peut affirmer que la moitié de la population de la CEDEAO vit dans des villes ou des villages de 2 500 habitants ou plus. Plus de 30% de la population globale vit dans des villes d'au moins 5 000 habitants. Mais en termes de nombre d'habitats, la situation s'inverse. 10 à 30% de la population vit dans des habitats très étendus et petits, et nombreux avec l'agriculture de subsistance comme mode de vie.

Tableau 26: Population et taille de l'habitat

Habitats en nb d'habitants	% de la population	% du nb total des habitats
> 5 000	28 à 52%	3-6%
> 2 500	38% à 58%	7% à 28%

²⁴ IED, GeoSim© bases



Même si ces chiffres représentent un petit échantillon au regard des pays membres de la CEDEAO, cela montre que 30 à 50% de la population peut être considérée comme étant urbaine, vivant en la population a un accès potentiel à l'électricité, seulement 3 à 6 % des localités sont approvisionnées. Les informations concernant le pourcentage de la population urbaine dépendent souvent des règles administratives envers ce qui est considéré comme habitat rural.

Au Cap-Vert, 59,6% de la population était officiellement urbaine en 2008. Les pourcentages officiels pour le Nigéria, le Ghana, le Sénégal et le Mali sont respectivement de 49,8%, 46%, 41,6% et 30,5%. Pour la Côte d'Ivoire, les chiffres évoluent entre 45% et 55%. En suivant les données collectées par le PNUD, 45% de la population en Afrique de l'Ouest vit dans les villes.

En se basant sur les données disponibles et l'échantillon des pays où des données plus détaillées sont disponibles, les hypothèses suivantes concernant la population de la CEDEAO et la répartition des habitations en 2010 sont illustrées dans les documents ci-dessous :

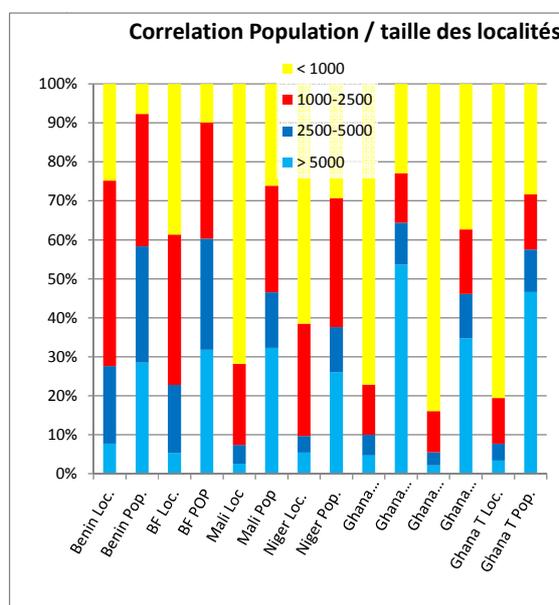


Figure 50: Corrélation entre la quantité de la population et la taille de l'habitat

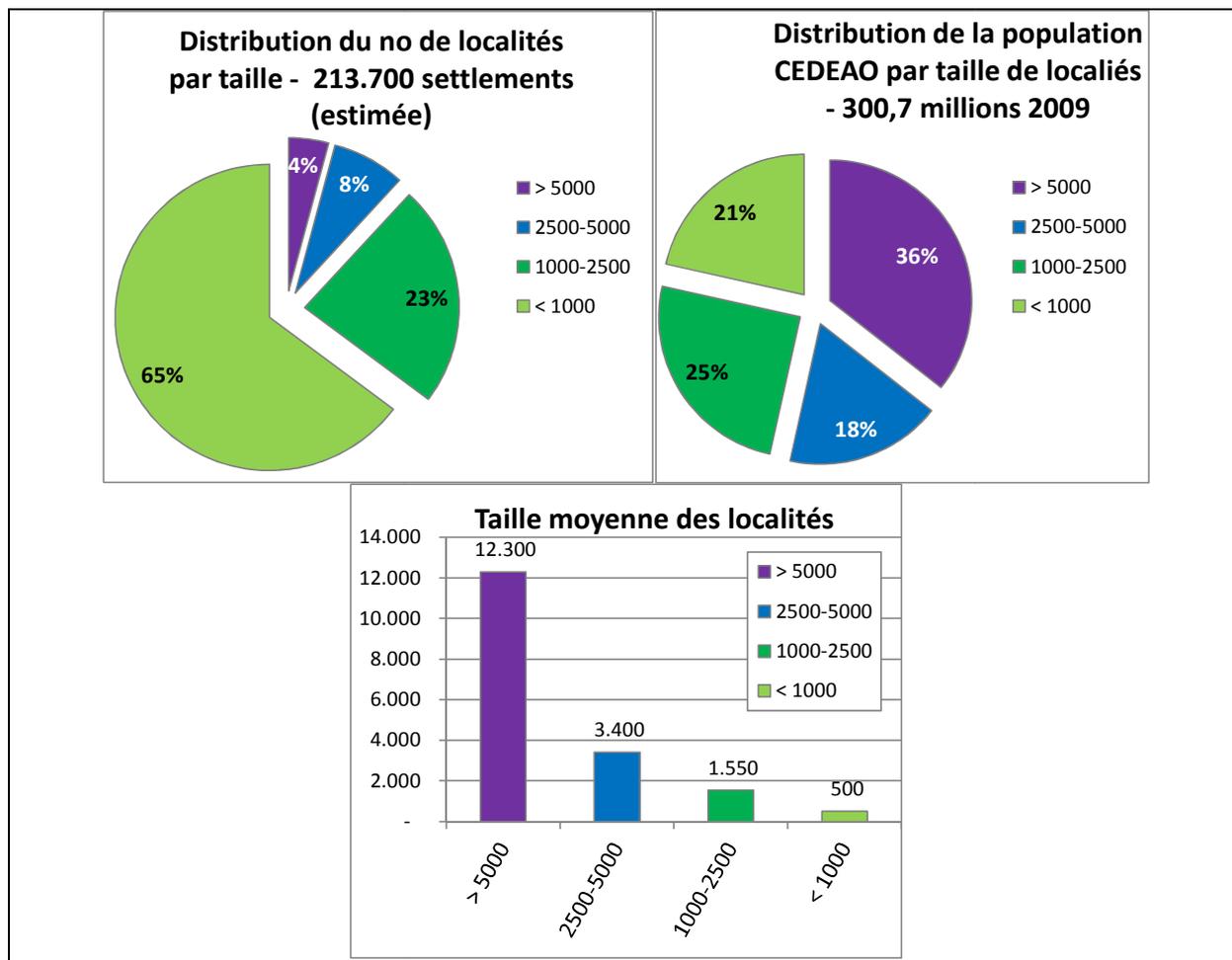


Figure 51: Population et habitat de la CEDEAO (distribution par taille d'habitat)

Le modèle n'est pas totalement conforme en ce qui concerne le nombre de petits habitats puisque ces derniers sont traités différemment, administrativement et statistiquement, dans les différents pays. Dans certains pays, la population des habitats plus petits ne sont pas répertoriés séparément. Dans d'autres pays, le Ghana par exemple a des données spécifiques collectées pour 69 825 habitats (moins de 200 habitants avec en moyenne 19 habitants) ; au Niger, le nombre total d'habitats est d'environ 38 879, environ quatre fois plus que ce qui est répertorié dans les bases de données statistiques. Toutefois, en termes d'amplitude, cette frange de population éparse n'excède pas 5% de la population totale. En termes de nombre d'habitats dans la CEDEAO, l'estimation suivante a été calculée. Un total de 213 700 habitats principaux a été estimé.



Tableau 27: Nombres estimés des habitats dans la CEDEAO distribués par taille

Habitats en nb d'habitants	Nb estimé d'habitats	Taille moyenne
> 5 000	8 700	12 300
2 500-5 000	16 000	3 400
1 000-2 500	49 000	1 550
< 1 000	140 000	500
Total	213 700	1 410

Les trois premières catégories donnent un ordre acceptable de grandeur de la distribution de la population par rapport à la taille de leurs localités. La catégorie 'inférieur à 1000 habitants' donne une indication statistique, car le nombre réel de petites localités est largement supérieur. En dehors des 140 000 habitats estimés il y a des centaines de milliers d'habitats rassemblés autour d'une ou plusieurs familles autour de leurs champs. En ce qui concerne l'approvisionnement en énergie, l'option du réseau ne sera pas prise en considération pour cette catégorie et la taille de cette catégorie en termes de population dans les données pertinentes. Pour compléter le modèle de population, un taux de croissance moyen de population de 3,5% par an a été répertorié dans les prévisions, ce qui donne un accroissement de la population de 40% pour 2020 (421 millions) et 100% pour 2030 (601,4 millions).

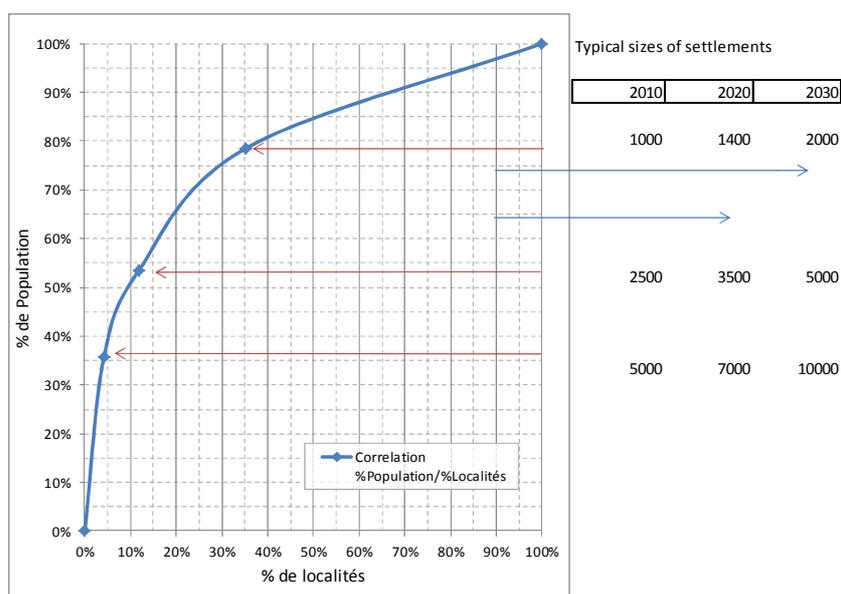


Figure 52: Modèle de distribution entre la population et les habitats pour la CEDEAO

La croissance démographique est appliquée à un taux faible sans différenciation des différents taux d'urbanisation dans les pays de la CEDEAO. Cependant, comme le Nigéria et la Côte d'Ivoire sont des facteurs déterminants pour la structure de la population et sa croissance, cette considération peut être considérée comme acceptable.



11.2 Modélisation de la demande d'électricité pour l'approvisionnement en réseau et hors réseau ainsi que pour les systèmes isolés

En termes d'approvisionnement en électricité, l'analyse de l'échantillon des données détaillées concernant le Ghana, le Burkina et le Bénin établit une claire corrélation entre les taux de dispersion (nombre d'habitats électrifiés/nombre total d'habitats) et le taux d'accès (population ayant potentiellement accès à l'électricité/population totale) comme l'illustre la figure ci-dessous.

Le graphique montre que le taux d'accès augmente plus vite que le taux de dispersion jusqu'à un point où la tendance s'inverse (taux d'accès de 45% correspondant à un taux de dispersion de 12%). Cette phase est liée à l'électrification de la capitale et d'autres villes principales, à la création du réseau national et le début de l'électrification réseau en zone rurale.

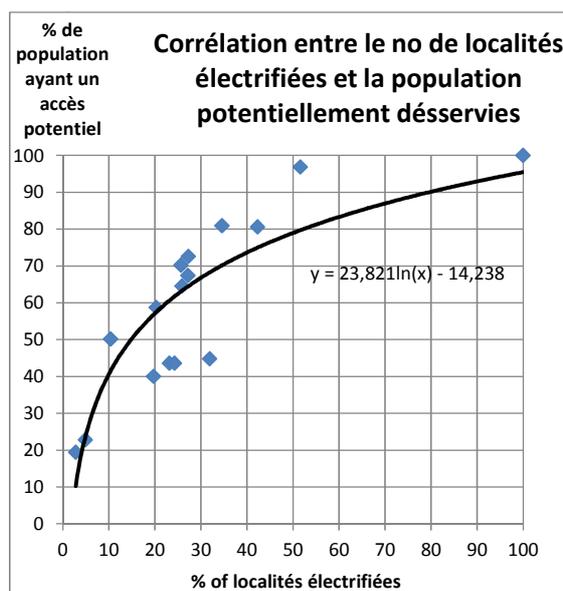


Figure 53: Corrélation entre le taux de dispersion et l'accès

À partir de ce point (45%-12%) jusqu'à un certain point à définir, la courbe concerne typiquement la zone de l'électrification réseau pour les habitats ou groupements d'habitats qui peut proposer suffisamment de demande en électricité pour assurer la rentabilité de la ligne.

Les hypothèses pour l'électrification réseau sont généralement plutôt ambitieuses avec une amplitude de 200 localités par an pour un pays avec une population moyenne de 20 millions d'habitants (hypothèses confirmées en Côte d'Ivoire et au Burkina Faso). Si cette hypothèse est appliquée à toute la CEDEAO, la cible pour l'électrification réseau en zone rurale sera d'environ 3 000 localités rurales électrifiées par an ou 30 000 localités rurales sur une décennie. Par ailleurs, il y a une limite économique à respecter en termes d'électrification réseau en zone rurale car la taille moyenne des nouveaux habitats à connecter réduit avec le temps et la distance entre les nouveaux villages à connecter augmente.

En tant que valeur d'expérience, la limite à l'électrification réseau en zone rurale est fixée dans le modèle statistique d'une population de 2 200 habitants. Les deux hypothèses (nombre de connexions/an et limitation de la taille de l'habitat) convergent et mènent aux prévisions suivantes :



Tableau 28 Modèle pour l'approvisionnement électrique global dans la CEDEAO

	Nb d'habitats			Population approvisionnée en millions		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Population ayant accès en 2010	25 644	25 644	25 644	135,2	189,3	270,4
Rural réseau (extension)		32 055	64 110		81,3	179,5
Rural hors réseau (extension)		59 836	96 165		71,4	104,3
Autonomes		22 438	27 781		21,0	47,2
Non approvisionnés	188 056	73 726	0	165,5	58,0	0,0
Total ayant accès	25 644	139 974	213 700	135,2	363,0	601,4
En %	12%	66%	100%	45%	86%	100%
Référence	213 700	213 700	213 700	300,7	421,0	601,7

Il est prévu que le taux d'accès augmente de 45% à 86% pour 2020 et atteigne l'objectif de l'accès universel pour 2030.

Remarques:

- 1 Une partie de l'électrification rurale hors réseau de 2010 à 2020 sera modernisée en approvisionnement réseau dû à l'extension du réseau. Généralement, si les sources d'énergie des systèmes d'approvisionnement réseau sont EnR, elles peuvent rester opérationnelles en étant connectées au réseau fournissant une capacité active supportant le voltage.
- 2 Le chiffre des habitats avec un approvisionnement autonome est sous-estimé comme il a été précisé auparavant. Le nombre pertinent pour les prévisions est celui de la population, donnant une indication des quantités d'équipement à installer. Avec une moyenne de 8 personnes par foyer, 5,9 millions de foyers (ce qui correspond à 47,2 millions d'habitants en 2030) pourraient bénéficier de ce type d'approvisionnement au cours des 20 prochaines années, soit une moyenne de 295 000 équipements qui doivent être vendus par an (solaire PV, chargeurs éoliens, centrales de gaz domestique) ou 1 000 pour chaque million d'habitants par an dans la CEDEAO.

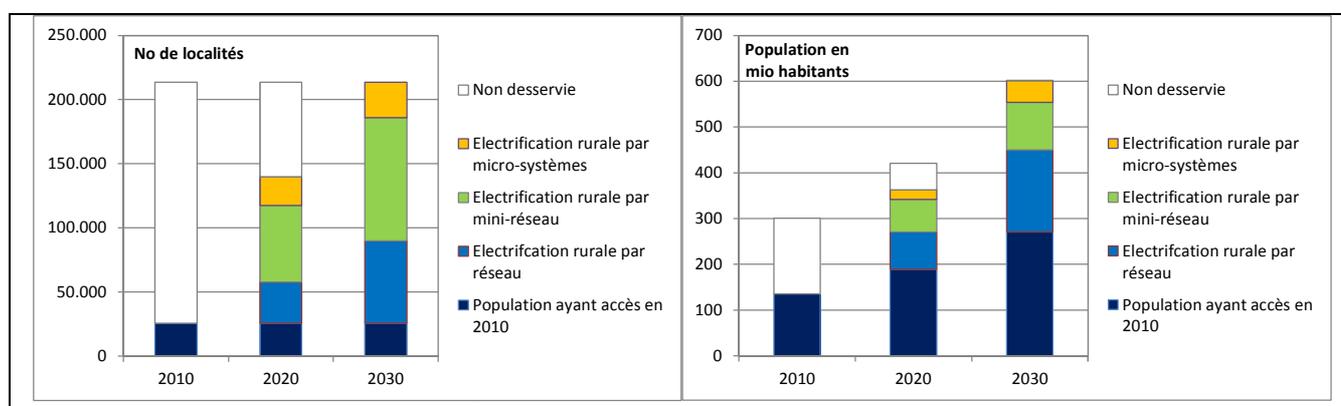


Figure 54: Scénario pour l'approvisionnement dans la CEDEAO



11.2.1 Marché de l'approvisionnement raccordé au réseau (urbain et rural)

Le scénario pour l'approvisionnement électrique implique :

- Le double (facteur 2) de population sera alimentée par le biais du réseau pour 2020 (taux d'accès de 64%; taux de dispersion de 24%);
- Le triple (facteur 3,3) de population approvisionné via le réseau pour 2030 (taux d'accès de 74,8%; taux de dispersion de 42%);

Ces chiffres sont parfaitement conformes aux prévisions d'approvisionnement de l'EEEOA avec une demande doublée (2,2) pour 2020 et triplée pour 2030 (3,5) en se basant sur une approche en MW GWh.

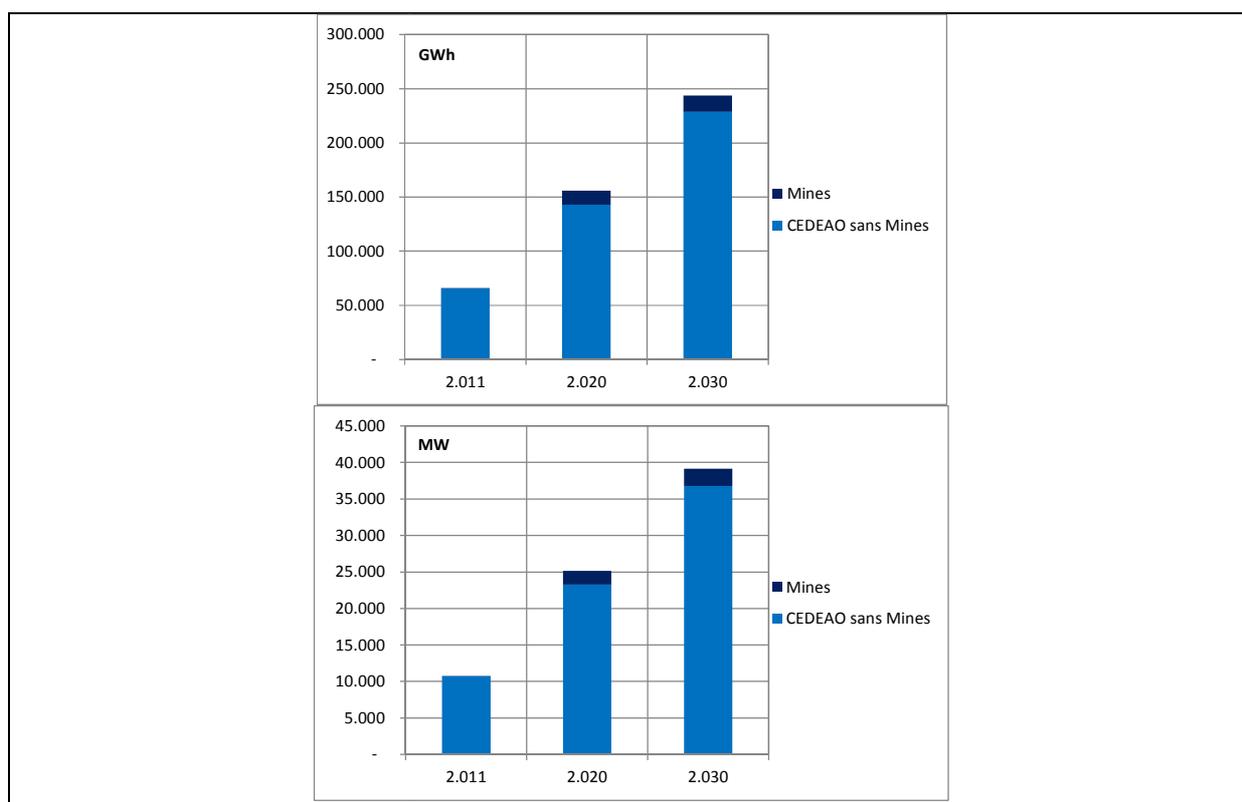


Figure 55: Prévisions de demande énergétique et électrique de l'EEEOA

La simulation montre que le modèle d'approvisionnement réseau de l'EEEOA ne pourra pas fournir d'électricité à toute la population de la CEDEAO : 36% à 25% de la population respectivement pour 2020 et 2030 doivent trouver d'autres solutions d'approvisionnement qui seront basées à la fois sur les systèmes d'approvisionnement par mini-réseau pour les localités ayant une taille statistique comprise entre quelques centaines d'habitants jusqu'à 2 200 habitants et les systèmes autonomes. Bien sûr, des localités isolées ayant une population plus importante pourraient également bénéficier des systèmes de mini-réseau en attendant l'approvisionnement réseau. Et inversement, des localités plus petites pourraient être alimentées sous la ligne. Mais le modèle est limité à 2 200 personnes.

Au regard de la simulation, on attend enfin que 64 110 localités soient connectées au réseau au cours des 20 prochaines années, ce qui correspond aux 81,3 millions d'habitants pour 2020 et 179,5 millions pour 2030 en termes de nouvelle population ayant accès à l'électricité réseau.

Le marché pour les EnR sera dirigé par deux principes, (i) les nécessités de sécuriser physiquement l'approvisionnement énergétique national en attendant que les projets régionaux deviennent totalement opérationnels et (ii) l'obligation de maintenir une santé financière raisonnable pour les



secteurs énergétiques nationaux qui vont devoir faire face à la fois au fardeau financier de vastes programmes d'investissement et à la volatilité des prix du pétrole pour certains pays.

11.2.2 *Marché d'approvisionnement en mini-réseaux*

Ce marché devrait répondre aux besoins en électricité de 59 836 localités soit d'une population de 71,4 millions d'habitants pour 2020 (taille moyenne de 1 200 habitants) et 96 165 localités soit une population de 104,3 millions de personnes pour 2030 (taille moyenne de 1 085 habitants).

Certains des premiers mini-réseaux construits entre 2010 et 2020 seront intégrés à l'approvisionnement réseau dû à la croissance de certaines villes principales et à l'extension du réseau. Heureusement, la plupart du système d'approvisionnement EnR qui pourrait être installé continuera de fonctionner en connexion au réseau.

Traditionnellement, les mini-réseaux sont alimentés par des petits ensembles de générateurs fonctionnant au diesel. Avec une population moyenne de 1 200 habitants la capacité énergétique requise pour satisfaire la demande est d'environ 50 kW pour une demande moyenne de capacité de 2 Amp par consommateur (moyenne parmi la demande domestique, administrative et commerciale). Dû au développement du dispositif de surveillance d'un système et la réduction de prix pour certaines technologies EnR, ce marché pourrait être alimenté par les EnR comme les centrales PV, des turbines éoliennes plus petites toutes les deux avec une capacité de stockage, un moteur à gaz alimenté par une centrale de biogaz ou un gazogène. Enfin, puisque les pays ont de bonnes ressources de petite hydro, des petites centrales hydroélectriques pourraient être de bonnes opportunités.

D'après la simulation, un marché de mini-réseau alimenté par 128 000 EnR a été identifié pour les 20 prochaines années et couvrirait les besoins de 103,2 millions d'habitants de la CEDEAO vivant dans des localités de 200 à 2 200 habitants. Certaines de ces localités peuvent être par la suite intégrées au réseau national de distribution.

Ces systèmes de mini-réseau auront leur capacité variant typiquement de 20 à 100 kW, avec une capacité moyenne de 50 kW. Les données statistiques n'excluent pas le fait que les mini-réseaux alimentés par de plus grandes capacités (200 to 400 kW) peuvent aussi être installés en attendant le réseau national, pour les localités importantes relativement distantes du réseau.

Pour avoir un ordre d'amplitude, pour le marché des systèmes mini-réseau, le rythme de mise en œuvre des systèmes de mini-réseau est estimé à 23 mini-réseaux/an/1 million habitant (2010) au cours de la période 2012-2030. Donc, la nécessité moyenne des mini-réseaux pour un pays de 20 millions d'habitants pour 2010 sera autour de 230 mini-réseaux par an jusqu'en 2030 ou 4 140 mini-réseaux au total.

11.2.3 *Marché des équipements EnR isolés*

La simulation est basée sur l'hypothèse que l'accès universel à l'électricité sera une réalité en 2030.

Une partie de la population de la CEDEAO n'aura pas l'opportunité d'avoir physiquement accès à l'électricité au cours des 20 prochaines années. Pour certains pays comme le Cap-Vert, le Ghana, et la Côte d'Ivoire cet objectif sera atteint dans les 10 prochaines années.

La simulation montre qu'il y aura toujours une frange restante de la population qui vivra très éloignée et isolée dans des petits habitats proche de son mode de vie (forêts, petites îles, et des terres éloignées dans des vallées isolées).

En 2010, 165,5 millions de citoyens de la CEDEAO étaient sans possibilité physique d'avoir accès à l'électricité. Le nombre de citoyens ne bénéficiant pas de services électriques est probablement plus important.

La simulation propose de réduire progressivement ce chiffre à 58 millions en 2020 et à zéro en 2030.

Les équipements autonomes contribueront à cette réduction en alimentant environ la moitié de la population très dispersée pour 2020 (21 millions d'habitants) et le reste de la population pour 2030



(47,2 millions d'habitants). Le marché potentiel devait couvrir cette hypothèse de 2,1 millions jusqu'en 2020 et 4,7 millions de 2020 à 2030 (1 équipement par foyer de 10 personnes).

En termes de marché, la nécessité des équipements autonomes sera de 875 équipements/an/1 million d'habitant (2010) de 2012 jusqu'au 2030.

Pour un pays de 20 millions d'habitants, le marché potentiel annuel pour les équipements autonomes devrait être de 17 500 équipements par an.

11.3 Modélisation de la demande d'énergie au niveau domestique

11.3.1 Informations sur les données

La distribution de la population par la taille des logements donne de bonnes perspectives concernant la question de l'approvisionnement en combustible ligneux. En 2010, 36% de la population (108 millions d'habitants) vit dans des localités dont la taille est supérieure à 5 000 habitants. Leur approvisionnement en énergie domestique est totalement monétisée, la distance jusqu'à la ressource étant trop importante. Les principales sources d'énergie domestique sont fournies par la forêt (bois de feu et charbon de bois). Dans certains pays, l'approvisionnement en combustibles alternatifs augmente, comme le GPL au Sénégal (115 ktep/an), au Ghana (39 ktep/an), au Burkina (20 ktep/an) ou le kérosène au Nigéria (666 ktep/an). Il faut remarquer que le GPL est disponible seulement dans les villes. Le kérosène est disponible presque partout car il est plus facile à transporter et à distribuer. La production de charbon de bois et la demande augmentent au détriment du bois et des ressources de bois celui-ci étant moins onéreux à transporter et plus facile à utiliser tout en étant moins polluant.

De l'autre côté, 46% de la population (138 millions d'habitants) est rurale et est distribuée à hauteur de 88% de la totalité des localités de taille inférieure à 2 500 habitants. Cette population est proche des ressources en bois et son approvisionnement peut être considéré comme étant la collecte traditionnelle du bois par les femmes. À l'exception du kérosène qui pourrait être onéreux pour cuisiner car distribué en petite quantité, le GPL est rarement disponible et le coût du dépôt des cylindres vides et de l'appareillage sont des freins sévères pour la diffusion du GPL dans les zones rurales.

Entre les deux, 18% de la population (54 millions d'habitants) vivant dans des localités de taille moyenne (2 500 à 5 000 habitants) obtiennent leur approvisionnement domestique à la fois du marché (bois, charbon de bois, GPL et kérosène) et à partir de leur propre collecte de bois.

Les données sur l'énergie domestique sont rares et pas toujours cohérentes.

Tant que les traditions culinaires perdureront intactes, le besoin d'énergie pour cuisiner pour une personne peut être estimé entre 500 et 700 MJ/an. Cela signifie que pour un foyer urbain moyen de six personnes puisse couvrir sa consommation annuelle de 3-4,2 GJ/an il faut considérer l'option suivante :

- Acheter entre 800 à 1 120 kg de bois de chauffe pour un usage en foyer efficace (rendement 25%)
- Acheter entre 8 et 11 sacs de charbon de bois (40 kg) pour un usage en foyer efficace (rendement 35%)
- Acheter entre 7 et 10 cylindres de GPL (12,5 kg) pour un usage avec une efficacité de 75%

Pour la population rurale, la stratégie d'auto-approvisionnement associée à des foyers de combustion moins efficaces amène une consommation de bois plus importante. Pour la même famille de dix personnes, ce qui peut être considéré comme une moyenne, la consommation de bois énergie sera proche du double, soit de 2 250 kg à 3 200 kg.



Pour avoir un ordre d'ampleur de la pénétration des énergies modernes dans la sphère domestique, ce calcul simplifié peut être présenté :

- La demande nette en énergie de cuisson pour la population urbaine de la CEDEAO
600 MJ * 138 millions d'habitants:
 $82,8 \cdot 10^6 \text{ GJ}$
- Vague estimation de la consommation de GPL à usage domestique : 300 000 tonnes
 $300\,000 \text{ t} * 46 \text{ GJ/t} * 0,75 \text{ (rendement)}$
 $10,4 \cdot 10^6 \text{ GJ}$
- Consommation du kérosène au Nigéria à usage domestique : 666 000 tep
 $666\,000 \text{ tep} * 41,87 \text{ GJ/tep} * 0,75$
 $20,9 \cdot 10^6 \text{ GJ}$

Si 1/3 de la consommation du kérosène au Nigéria alimentait les zones rurales, la part d'énergie moderne utilisée pour la cuisson pourrait être estimée à environ 30% pour la population urbaine.

Comme la croissance démographique sera supérieure à la moyenne, on s'attend à ce que 50% de la population globale de la CEDEAO vive en ville pour 2020 et près de 55% en 2030. Cette évolution fera doubler le marché de l'énergie domestique, portant un coup sévère à la part monétisée de l'approvisionnement en bois énergie (augmentation de la demande, possible accélération de l'abandon du bois de feu → charbon de bois, pression plus forte sur les ressources forestières).

11.3.2 Modélisation du marché régional pour les énergies domestiques

Les hypothèses de ce modèle sont :

- Le besoin vital moyen pour la cuisson de la nourriture d'un être humain est estimé à 600 MJ en termes d'énergie utile, cela correspond à 731 grammes de bois de feu par personne et par jour pour un rendement de cuisson autour de 14%.
- Les rendements moyens actuels appliqués dans la modélisation sont :

Foyers bois – ménages urbains	15%,
Foyers charbon de bois – ménages urbains	20%,
Foyers bois – ménages urbains	12%
Carbonisation	12%

- Les données clé d'entrée sont démographiques : une population de 300 millions d'habitants, près de 45% est urbaine. Cette population aura doublé vers 2030.
- Le taux d'urbanisation de 45% augmente graduellement à 50% vers 2020 et 55% vers 2025.
- La consommation des énergies modernes est estimée à 300 000 tonnes de GPL et 666 000 tonnes de kérosène principalement utilisées au Nigéria. Le rendement de cuisson de ces énergies est estimé à 75%.

Du fait de l'urbanisation, la part de consommation de charbon de bois en zones urbaines augmentera de son niveau actuel de 50% à 80% vers 2030. Actuellement, cinq pays utilisent le charbon de bois comme premier combustible domestique en zones urbaines ; Sénégal, Mali, Côte d'Ivoire, Ghana, et Bénin. Le passage du bois au charbon de bois est en cours au Burkina Faso. Seuls le Cap-Vert et le Niger utilisent principalement le bois de combustion comme première énergie. En Gambie, la carbonisation du bois est interdite mais la Gambie importe depuis la Casamance.

Scénario référence

POPULATION de la CEDEAO	2010	2020	2030
Population	300,7	421	600
Taux d'urbanisation	44%	50%	55%



Population urbaine	133,7	210,5	330,0
--------------------	-------	-------	-------

Unité de consommation	0,6	GJ/pers/an Kg bois de chauffe/pers /jour
	0,731	

Besoins en énergie pour la cuisson 10 ⁶ GJ	180,4	252,6	360,0
-urbain	80,2	126,3	198,0
-rural	100,2	126,3	162,0

Combustibles modernes

GPL 10 ⁶ GJ	10,4	16,4	25,7
Kérosène 10 ⁶ GJ	20,8	32,8	51,4

Énergie pour la cuisson en zone urbaine en 10⁶ GJ

GPL (butane)	10,1	15,9	24,9
Kérosène	13,9	21,8	34,2
Combustible moderne pour la cuisson en zone urbaine	24,0	37,7	59,1
Combustible moderne en zone urbaine %	30%	30%	30%
Bois-énergie	70%	70%	70%
Bois-énergie en zone urbaine 10 ⁶ GJ	56,2	88,6	138,9
-bois de feu %	50%	40%	20%
-charbon de bois %	50%	60%	80%
-bois de feu 10 ⁶ GJ	28,1	35,4	27,8
-charbon de bois 10 ⁶ GJ	28,1	53,1	111,1
-bois de feu 10 ⁶ tonnes	12,5	15,7	12,3
-charbon de bois 10 ⁶ tons	5,0	9,5	19,8
Bois-énergie 10 ⁶ tonnes	48,4	83,5	154,0

Énergie pour la cuisson en zone rurale

GPL 10 ⁶ GJ	0,3	0,5	0,8
Kérosène 10 ⁶ GJ	6,9	10,9	17,1
Combustible moderne pour la cuisson en zone rurale	7,2	11,4	17,9
Combustible moderne en zone rurale %	7%	9%	11%
Bois-énergie	93%	91%	89%
Bois-énergie en zone rurale 10 ⁶ GJ	93,0	114,9	144,1
-bois de feu %	95%	90%	80%
-charbon de bois %	5%	10%	20%
-bois de feu 10 ⁶ GJ	88,3	103,4	115,3
-charbon de bois 10 ⁶ GJ	4,6	11,5	28,8



-bois de feu 10 ⁶ tonnes	49,1	57,4	64,0
-charbon de bois 10 ⁶ tonnes	0,8	2,1	5,1
Bois-énergie 10 ⁶ tonnes	55,0	72,1	100,8

Bois-énergie global 10⁶ tonnes	103,4	155,6	254,8
Besoins de 10 ⁶ ha de surfaces boisées gérées durablement	129,21	194,54	318,55
Forêt et surfaces boisée 10 ⁶ ha	111,40	102,02	93,43
Production durable 10 ⁶ t	89,12	81,62	74,74
Déficit en 10⁶ tonnes	-14,25	-74,01	-180,10
Index de déforestation	-16%	-91%	-241%

	2010	2020	2030
Efficacité de foyers bois en milieu urbain	15%	15%	15%
Efficacité de foyers charbon de bois	20%	20%	20%
Efficacité de foyers bois en milieu rural	12%	12%	12%
Rendement de la carbonisation	14%	14%	14%
1kg charbon de bois = kg de bois de feu	7	7	7

Dans le scénario de référence, la pénétration des combustibles modernes de cuisson et des équipements de cuisson est maintenu à leur niveau de 2010, en appliquant l'hypothèse du changement de consommation du bois de feu pour le charbon de bois.

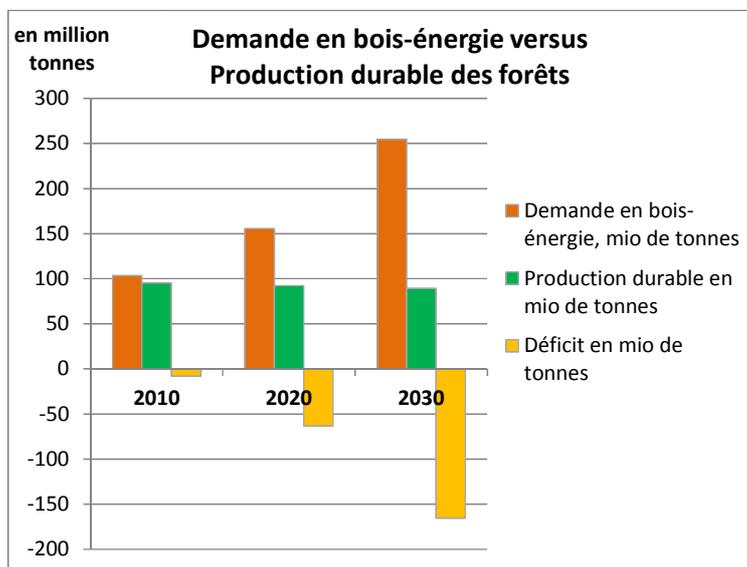


Figure 56: Scénario de référence

Dans ce cas, la demande totale à ce que le bois satisfasse la demande de bois de feu et de charbon de bois augmente de 103,4 millions de tonnes pour 2010 à 155,6 millions de tonnes pour 2020 et 254,8 millions pour 2030.

Déjà en 2010, l'offre durable des surfaces boisées de la CEDEAO est inférieure à la demande réelle ce qui a entraîné une surexploitation de la ressource estimée à un index de surexploitation de 16%, correspondant à la différence entre la demande et la disponibilité de la ressource. Si rien n'est fait,



cet index augmentera rapidement jusqu'à atteindre une valeur de 91% en 2020 et 241% en 2030, avec pour conséquence une rapide et irréversible déforestation.



12 Objectifs de la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC)

Résumé :

Trois groupes d'objectifs ont été désignés pour la Politique régionale en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO : « **applications des énergies renouvelables connectées au réseau** » ; « **applications hors réseau et isolées** » ; et « **applications domestiques des énergies renouvelables** » allant des applications liées à la cuisson (foyers, biogaz domestique, briquettes et stratégie GPL) aux mesures d'efficacité énergétique sur les chauffe-eaux solaires et la production d'énergie distribuée (toiture PV et petites turbines éoliennes).

Tableau 29: Objectifs de la PERC pour les énergies renouvelables connectées au réseau

Capacité électrique installée (en MW)	2010	2020	2030
Capacité électrique additionnelle des EnR en MW	0	2 425	7 606
Pénétration des EnR en % de la demande de pointe	0%	10%	19%
Pénétration totale des EnR (incl. moyenne et grande hydro) en % de la demande de pointe	32%	35%	48%
Production d'électricité (en GWh)	2010	2020	2030
Production additionnelle d'EnR en GWh	0	8 350	29 229
Production EnR en % de la demande électrique	0%	5%	12%
Production EnR totale (incl. moyenne et grande hydro) en % de la demande électrique	26%	23%	31%

Tableau 30 : Objectifs pour les applications hors réseau

Option à moindre coût	2010	2020	2030
Part de la population rurale desservie par des solutions EnR hors réseau (miniréseaux et systèmes isolés)		22%	25%

Tableau 31 : Objectif pour les applications domestiques et les biocarburants

Option à moindre coût	2010	2020	2030
Foyers améliorés en % de la population	11%	100%	100%
Utilisation des alternatives de combustible modernes pour la cuisson en % de la population	17%	36%	41%
Carbonisation efficace en % de la production totale		60%	100%

12.1 Quantification des objectifs EnR pour les différents segments de marché

Une politique régionale doit quantifier des objectifs atteignables, réalisables et réalistes. Trois groupes d'objectifs pour les nouvelles EnR sont établis par la Politique régionale en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO : « **applications des énergies renouvelables connectées au réseau** » ; « **applications hors réseau et isolés** » ; et « **applications domestiques des énergies renouvelables** » allant des applications liées à la cuisson (foyers de cuisson, biogaz domestique, briquettes et stratégie GPL) aux mesures d'efficacité énergétique sur les chauffe-eaux solaires et la



production d'énergie distribuée (toiture PV et petites turbines éoliennes). La part des nouvelles EnR dans la pénétration du système de réseau EEEOA doit être déterminée. Le nombre de systèmes de miniréseaux et de systèmes isolés nécessaires pour atteindre les objectifs du Livre blanc en 2020 et l'accès universel pour 2030 doit être quantifié.

12.2 Modélisation des objectifs des EnR connectées au réseau

12.2.1 Évaluation des options EnR dans différents pays de la CEDEAO

Les objectifs connectés au réseau pour la PERC sont établis sur la base des hypothèses suivantes :

- Une **évaluation de la stabilité du réseau national** pour la période allant jusqu'en 2020. Après 2020, on suppose que l'intégration régionale du réseau national a résolu la question de la stabilité en limitant la pénétration de la production énergétique EnR.
- Une **évaluation du potentiel EnR national** est illustrée dans le tableau ci-dessous. Basée sur les données collectées, une matrice a été établie pour souligner les potentiels de plusieurs technologies EnR dans les pays respectifs. La matrice indique le type de ressources disponibles et jusqu'à quel point elles ont le potentiel de contribuer efficacement à la co-génération. Les pays respectifs et leurs acteurs clé (par ex. les compagnies électriques d'électricités) décideront jusqu'à quel point ils utiliseront les différentes options EnR.

Tableau 32: Répartition relative des potentiels EnR par pays

	Wind	PV	Mini-hydro	Biomass
BENIN	10%	20%	50%	20%
BURKINA FASO	0%	60%	30%	10%
CAPE VERDE	90%	10%	0%	0%
COTE D'IVOIRE	0%	10%	50%	40%
GAMBIE	60%	30%	0%	10%
GHANA	25%	35%	30%	10%
GUINEE	0%	20%	50%	30%
GUINEE BISSAU	0%	20%	40%	40%
LIBERIA	0%	10%	50%	40%
MALI	10%	30%	30%	30%
NIGER	30%	50%	0%	20%
NIGERIA	10%	30%	30%	30%
SENEGAL	70%	10%	0%	20%
SIERRA LEONE	0%	10%	60%	30%
TOGO	0%	20%	50%	30%
Mines	0%	30%	70%	0%

Relative distribution

	less than 20%
	from 30 to 40%
	from 50 to 60%
	> 60%

La somme du potentiel par pays est de 100%. 0% indique que la ressource n'est pas disponible ou économiquement irréalisable, comme par exemple la biomasse et la petite hydro au Cap-Vert. Trois pays ont un bon potentiel éolien (Sénégal, Gambie et Cap-Vert), et par conséquent les ressources éoliennes ont un pourcentage élevé.



Des pays comme le Mali et le Nigéria, qui ont une répartition égale de leurs ressources en énergies renouvelables, ont un résultat de 30% pour trois ressources (solaire, biomasse et hydroélectricité) et 10 % pour l'éolienne, cette dernière étant plus intermittente par rapport à d'autres ressources. Même si le Mali a de bonnes ressources solaires, celles-ci ne peuvent pas être totalement exploitées car elles nécessiteraient de longues lignes de transmission pour le transport de l'énergie produite vers le sud. Cependant cette ressource peut être utilisée pour alimenter les grandes villes dans le nord du Mali.

La ligne « Mines » indique que quatre pays ayant de grands potentiels miniers (Guinée, Libéria, Sierra Leone et Guinée Bissau) peuvent tirer des avantages de leurs potentiels en énergies renouvelables pour alimenter directement leurs activités minières qui se situent dans des zones reculées loin du réseau national. Les deux ressources principales sont, par ordre de priorité, l'hydroélectricité à petite échelle et le solaire PV. Les activités minières ont généralement besoin d'une capacité comprise entre 30 et 150 MW.

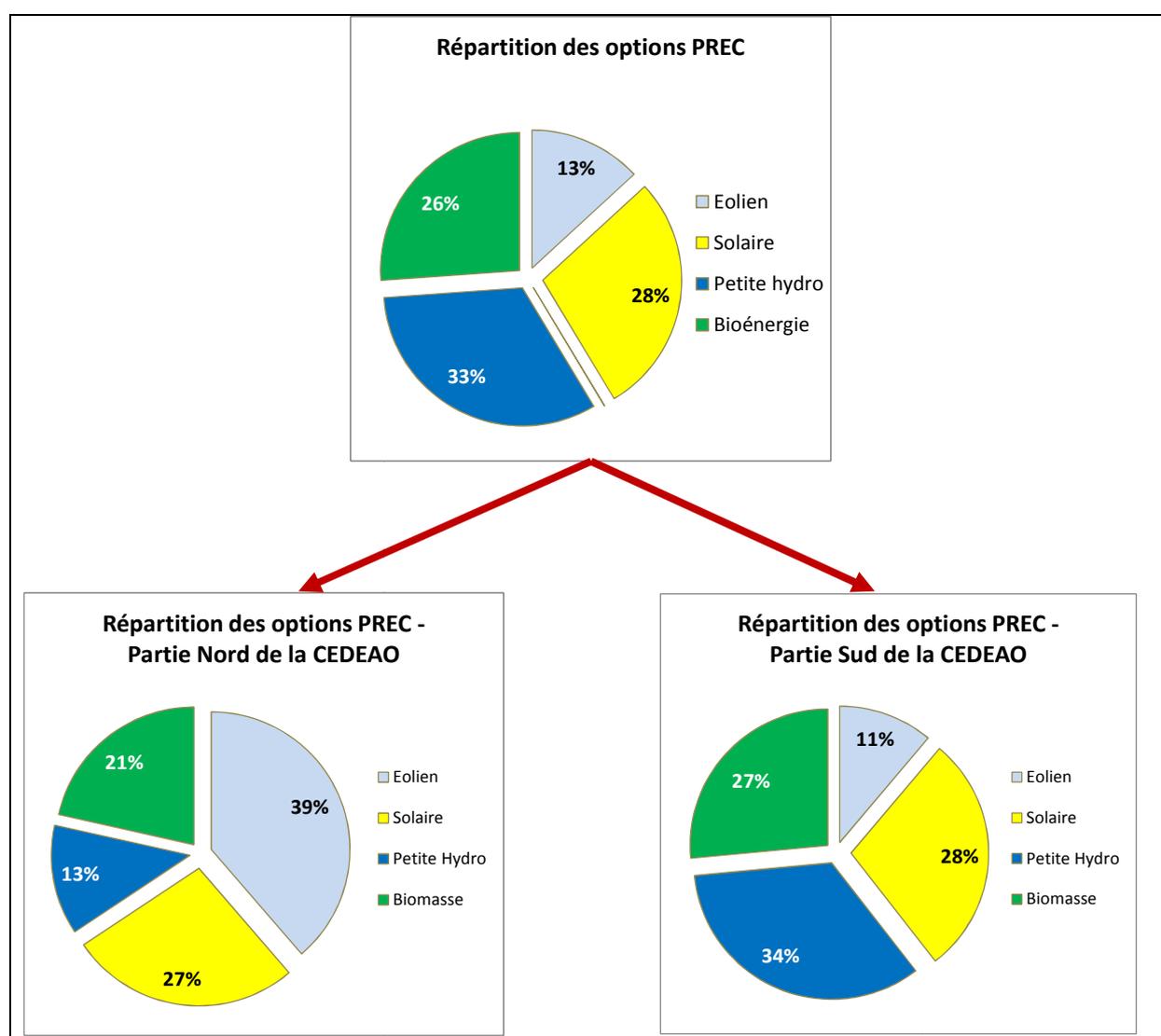


Figure 57: Répartition des options EnR de la CEDEAO

Comme le montre la figure ci-dessus, la répartition des potentiels EnR pour chaque pays donne un représentation régionale avec 13% pour l'énergie éolienne, 28% pour l'énergie solaire (incluant



l'énergie solaire à concentration après 2020), 33% pour la petite hydro et 27% pour la biomasse. Toutefois, ces options ne sont pas réparties de manière équitable dans tous les pays de la CEDEAO. Les opportunités éoliennes sont plus présentes dans les États membres du nord (Sénégal, Mali, et Cap-Vert) et les options hydroélectriques de petite échelle sont naturellement plus pertinentes pour les pays au sud. Les opportunités solaires ainsi que la biomasse semblent être réparties plus équitablement.

12.2.2 Objectifs EnR existant au niveau national

Dix des 15 pays de la CEDEAO ont déjà adopté les objectifs en termes d'électricité EnR à des échéances différentes. C'est le cas du Bénin, du Cap-Vert, de la Côte d'Ivoire, du Ghana, de la Guinée, du Libéria, du Mali, du Niger, du Nigeria et du Sénégal. En harmonisant les objectifs en termes d'unités (GWh ou MW) et d'échéances (2020 et 2030) et en calculant ces objectifs avec les prévisions de capacité de base de l'EEEOA, on peut calculer une somme agrégée au niveau régional concernant la pénétration des EnR pour 2020 et 2030.

Tableau 33: Objectifs national de pénétration des EnR (% de la capacité totale installée)

	2020	2030
10 pays	7%	12%
9 pays sans le Nigeria	13%	12%

Le niveau d'ambition est réputé modéré avec 7% pour 2020 et 12% pour 2030 pour un échantillon couvrant 95% de la demande. Sans l'influence du Nigeria qui pas sa taille biaise les résultats régionaux, les objectifs consolidés des 9 autres pays est plus ambitieux pour 2020. Aucun vision consistante n'est ne état d'appuyer ces objectifs qui reculent de 1 % en 2030.

12.2.3 Objectifs EnR du portefeuille de projet du plan directeur de l'EEEOA

Le plan directeur 2011 de l'EEEOA prévoit déjà une augmentation des capacités EnR de 7 893 MW (principalement la grande hydro avec 7 093 MW) pour 2030 en plus de la capacité de grande hydro déjà installée de 3 447 MW. Cependant, le scénario de l'EEEOA ne considérait pas très bien les options EnR ou les laissait complètement de côté (ex : petite hydro). D'après le plan directeur de l'EEEOA la grande hydro contribuerait pour 29% de la charge globale de l'EEEOA.

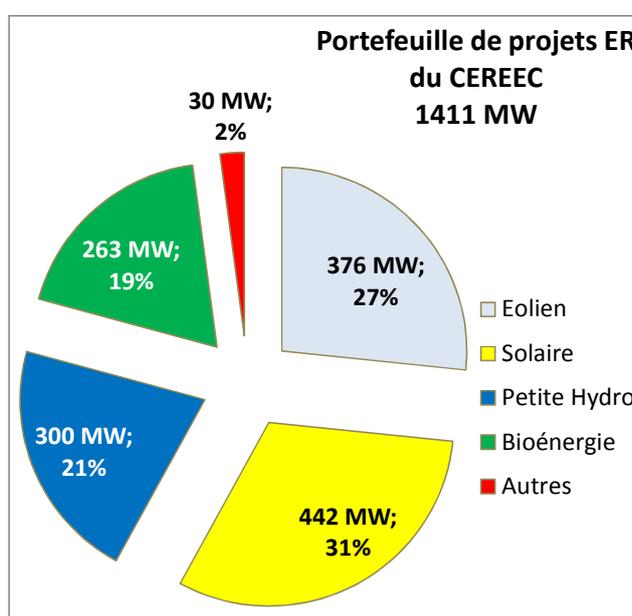
Tableau 34: Contribution EnR dans le plan directeur de l'EEEOA

en MW	2010 MW	2020 MW	2030 MW
Prévisions de la demande de la CEDEAO	10 659	25 128	39 131
Capacités de la grande hydro existantes au sein de l'EEEOA en MW	3 447	3 447	3 447
Capacité EnR additionnelle à rajouter par le plan directeur de l'EEEOA (principalement la grande hydro) en MW		2 825	7 893
Capacité EnR totale dans l'EEEOA en MW	3 447	6 272	11 340
Pénétration EnR de la charge totale en % (principalement la grande hydro)	32%	25%	29%



La figure ci-dessous montre le portfolio des projets EnR identifiés par les Institutions focales nationales (IFN) du Centre régional de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CEREEC). La réserve de projet est promue par l'Initiative de la CEDEAO pour la promotion des investissements et de l'entreprenariat dans le domaine des énergies renouvelables, gérée par l'EEEOA. Le portfolio du projet de l'EEEOA prévoit l'installation d'une capacité électrique 1 411 MW. Cependant, la plupart des projets n'ont pas dépassé le stade du développement jusqu'à présent et leur faisabilité attend d'être prouvée. Les projets éoliens sont mieux représentés dans le portfolio du CEREEC par rapport aux estimations plus théoriques (voir ci-dessus). D'autre part, les options de petite hydro semblent être sous-estimées.

Figure 58 : Portfolio des projets EnR au niveau national



12.3 Objectifs EnR connectés au réseau proposés par la PERC

En se basant sur ces hypothèses, les objectifs EnR réseau suivants pour la PERC ont été identifiés :

- **10% de la capacité nationale installée en moyenne en 2020**, ce qui est en dessous des chiffres moyens calculés sur la base d'objectifs nationaux ; 2 425 MW de capacité EnR pour un investissement total de 7,9 milliards d'€ sont les figures centrales liées aux 10% d'objectif de pénétration.
- **19% de la capacité installée de l'EEEOA en 2030**, ce qui est plus visionnaire que l'objectif national moyen des sociétés. 5 181 MW supplémentaires de capacité EnR seront installés pour 2030, ce qui correspond à un investissement de 15 milliards d'€.



Tableau 35: EREP Objectifs de la PERC pour les EnR connectées au réseau

Capacité électrique installée (en MW)	2010	2020	2030
Capacité électrique additionnelle EnR en MW	0	2 425	7 606
Pénétration EnR en% de la demande de pointe	0%	10%	19%
Pénétration EnR totale (incl. moyenne et grande hydro) en % de la demande de pointe	32%	35%	48%
Production d'électricité (en GWh)	2010	2020	2030
Production EnR additionnelle en GWh	0	8 350	29 229
Production EnR en % de la demande d'électricité	0%	5%	12%
Production EnR totale (incl. moyenne et grande hydro) en % de la demande d'électricité	26%	23%	31%

Les investissements de la PERC associés aux investissements planifiés de l'EEEOA peuvent satisfaire la demande de charge projetée dans la CEDEAO pour 2030. Les parts du scénario PERC sont indiqués ci-dessous :

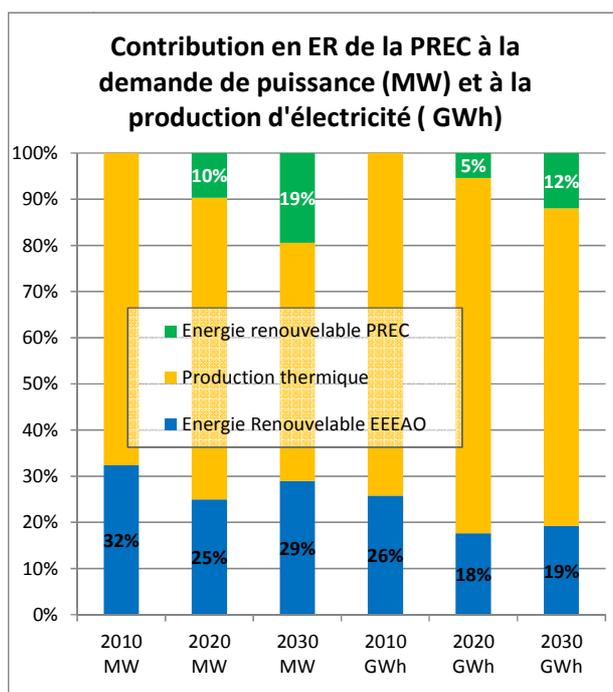


Figure 59: Objectifs pour les options EnR connectées au réseau (MW et GWh)

Les parts des différentes technologies EnR dans le scénario de la PERC seraient les suivantes :

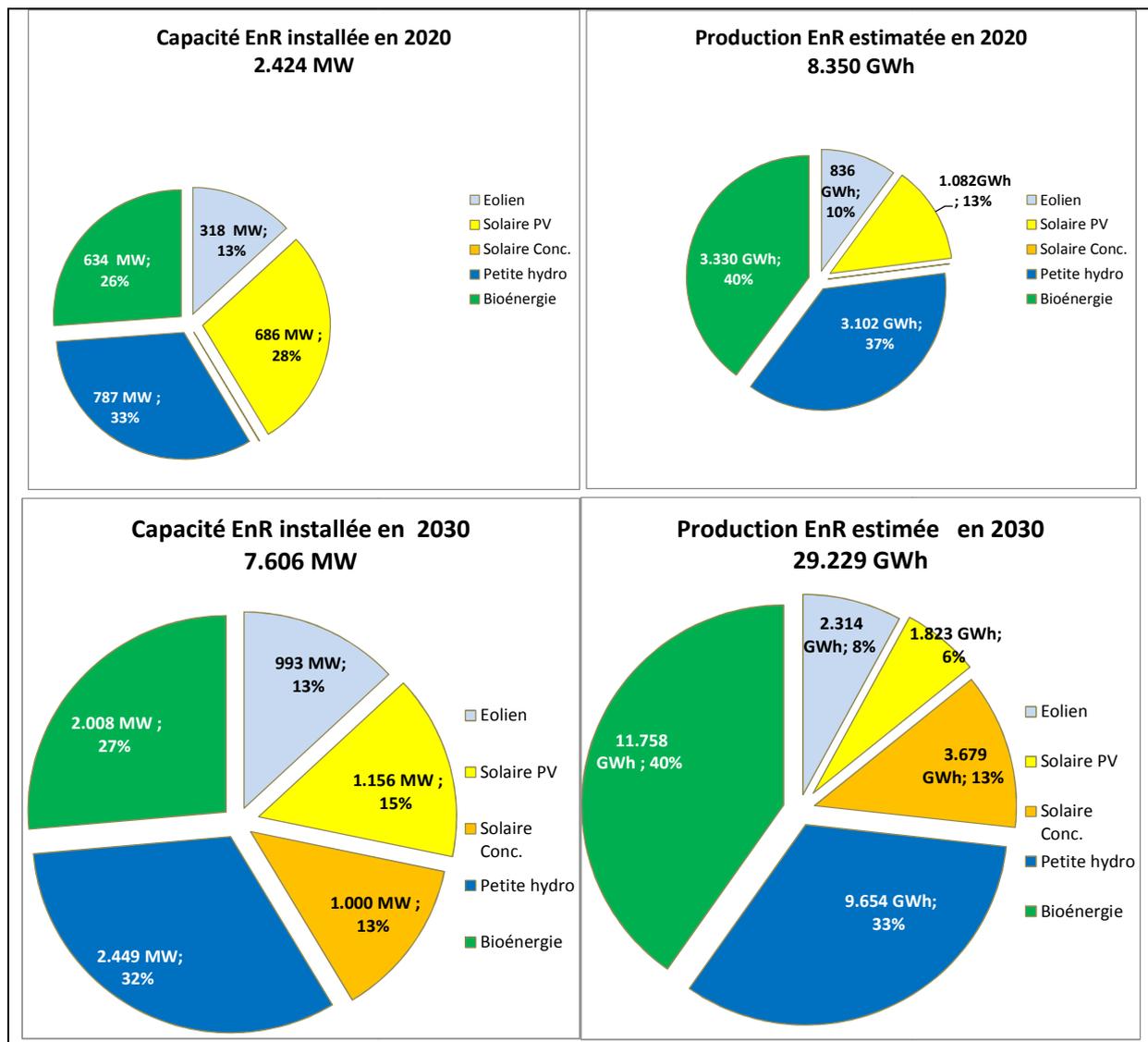


Figure 60: Scénarios PERC connectés au réseau

12.3.1 Besoins d'investissement du scénario de la PERC

Le tableau ci-dessous montre le niveau des investissements nécessaires pour atteindre les objectifs de connexion réseau par technologie :



Tableau 36 Détails des objectifs de pénétration EnR de 10% et 20% pour 2020 et 2030

	Éolienne	Solaire PV	Solaire CSP	Petite hydro	Biomasse	Total
Capacité installée en MW						
Pour 2020	318	686	-	787	634	2 425
Pour 2030	993	1156	1000	2449	2008	7606
Production en GWh						
Pour 2020	836	1082	-	3102	3330	8350
Pour 2030	2314	1823	3679	9654	11758	29,229
Investissements en millions €						
Jusqu'en 2020	541	1166	-	2872	1901	6479
Total des investissements 2030	1540	1773	3980	8357	4959	20609

Les coûts d'investissement étaient estimés selon les estimations de coûts suivantes :

Tableau 37 Niveau d'investissement pour les technologies EnR

en M€/MW	2010-2020	2020-2030
Éolienne	1,90	1,65
Solaire PV	2,50	1,82
CSP		4,24
Petite hydro	3,65	3,30
Biomasse	3,00	2,23

Les prix sont une moyenne pour une période.

Comme l'illustre le tableau ci-dessus, les technologies les moins onéreuses en termes d'investissement initial sont les grandes turbines éoliennes et le solaire PV (pas en termes de coûts de production).

Le prix de l'éolien en Afrique de l'Ouest reste actuellement élevé car les turbines les plus grandes (quelques MW) ne peuvent pas encore être installées à cause du manque d'engins élévateurs appropriés. Mais pour les deux technologies on s'attend à ce que leur coût d'investissement se réduise pour 2030.

Jusqu'en 2020, la technologie solaire sera restreinte à l'usage du PV qui est moins onéreux que la technologie CSP. Le prix moyen du solaire PV demeure plus élevé que les prix connus pour l'Europe. On s'attend à une réelle réduction de prix après 2020. Comme la CSP devrait être totalement commercialisée à partir de 2020, on suppose que l'investissement unitaire pour la CSP atteindra un niveau entre 4 et 5 M€/MW. Pour 2020, 1 000 MW de CSP avec stockage d'énergie seront proposés à



un coût d'investissement à la baisse, grâce à sa production plus importante d'énergie et sa meilleure flexibilité de réglementation sur le réseau.

L'évolution du prix de la biomasse et de la petite hydro reflète une augmentation en capacité installée. Pour la biomasse, on s'attend à ce que la taille des centrales de biomasse s'agrandisse au fil du temps avec la modernisation de l'agriculture, réduisant ainsi considérablement les coûts d'investissement. Établir un coût pour la petite hydro est souvent difficile puisque le coût du génie civil dépendra des conditions spécifiques de l'emplacement sélectionné. Les deux technologies sont les moins onéreuses au regard de leur coûts tout au long de leur durée de vie et de leurs coûts de production.

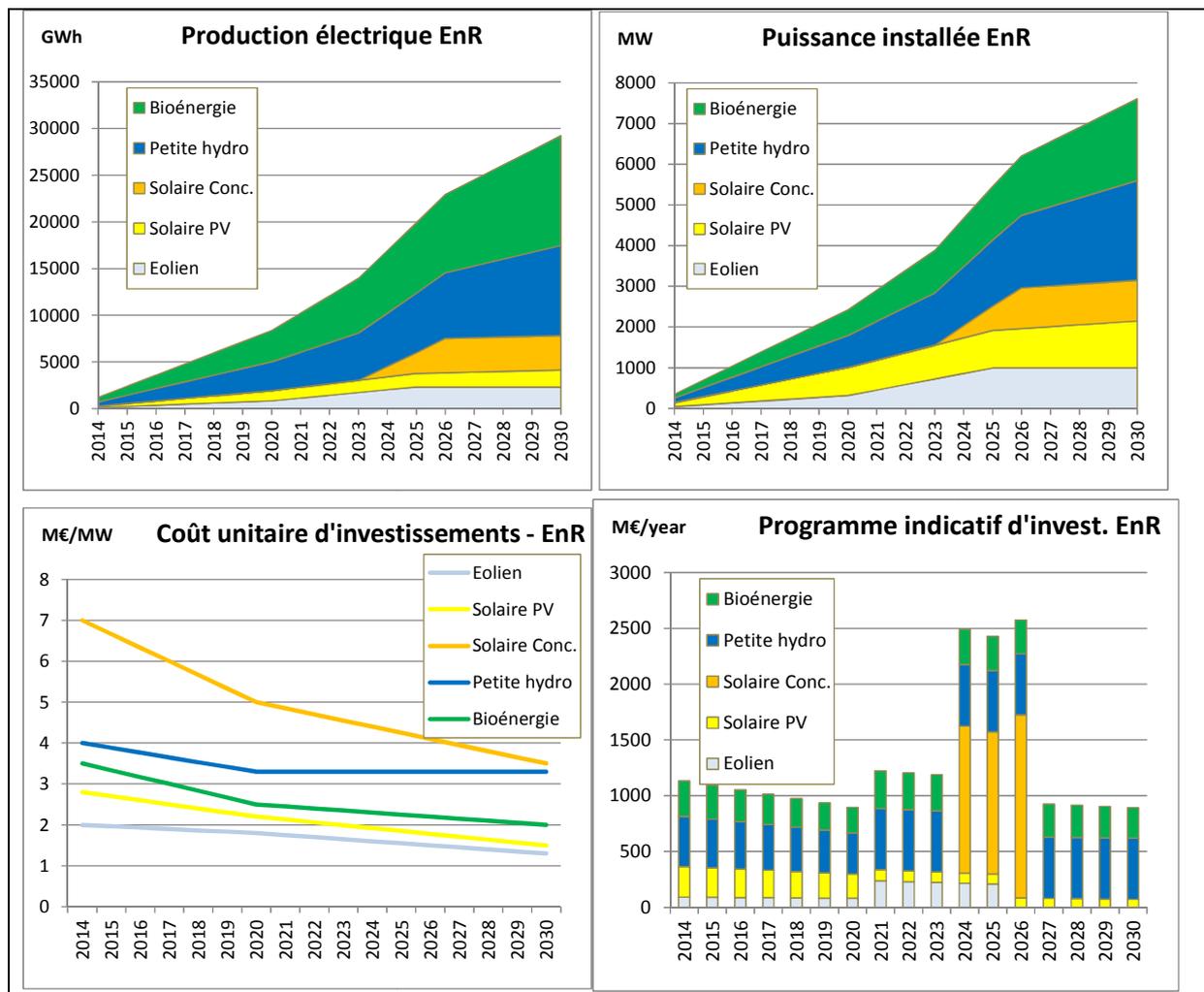


Figure 61: Capacité installée EnR et production 2014-2030, Coût unitaire EnR et besoins en termes d'investissement 2014-2030

12.3.2 Viabilité économique des objectifs EnR

Une estimation d'options à moindre coût calculée comme coût global actualisé (CGA) montre la position des technologies appliquées au scénario de la PERC comparé aux coûts marginaux de l'EEEOA proposés aux pays pour 2018 et le CGA pour la production diesel. Le calcul est réalisé pour les deux conditions commerciales et les conditions de l'APD (période de remboursement longues de 25 ou 40 ans, faible taux d'intérêt typiquement de 1,5 à 2% et 5 à 10 ans de délai de grâce).



Sous conditions commerciales, toutes les options en énergies renouvelables de la PERC sont compétitives par rapport à la production thermique au diesel. Cependant, seule la biomasse et la petite hydro rivalisent avec les couts marginaux de l'EEEOA. En moyenne, les options EnR consolidées de la PERC sont 2c€/kWh plus onéreuses que l'option EEEOA, mais la moitié du coût de production au diesel. Toutefois, on devrait aussi remarquer que le scénario de l'EEEOA montre un cas idéal que finalement les coûts de production marginaux du scénario sont plus élevés que les projections ou certaines des projections ne sont pas mises en œuvre comme prévu.

Sous les conditions de l'APD de prêts préférentiels, les options EnR consolidées par la PERC seraient totalement compétitives avec les options de l'EEEOA, les technologies de biomasse et de petite hydro sont moins onéreuses que les options de l'EEEOA, la technologie éolienne est pleinement compétitive et seules les options solaires restent plus onéreuses.

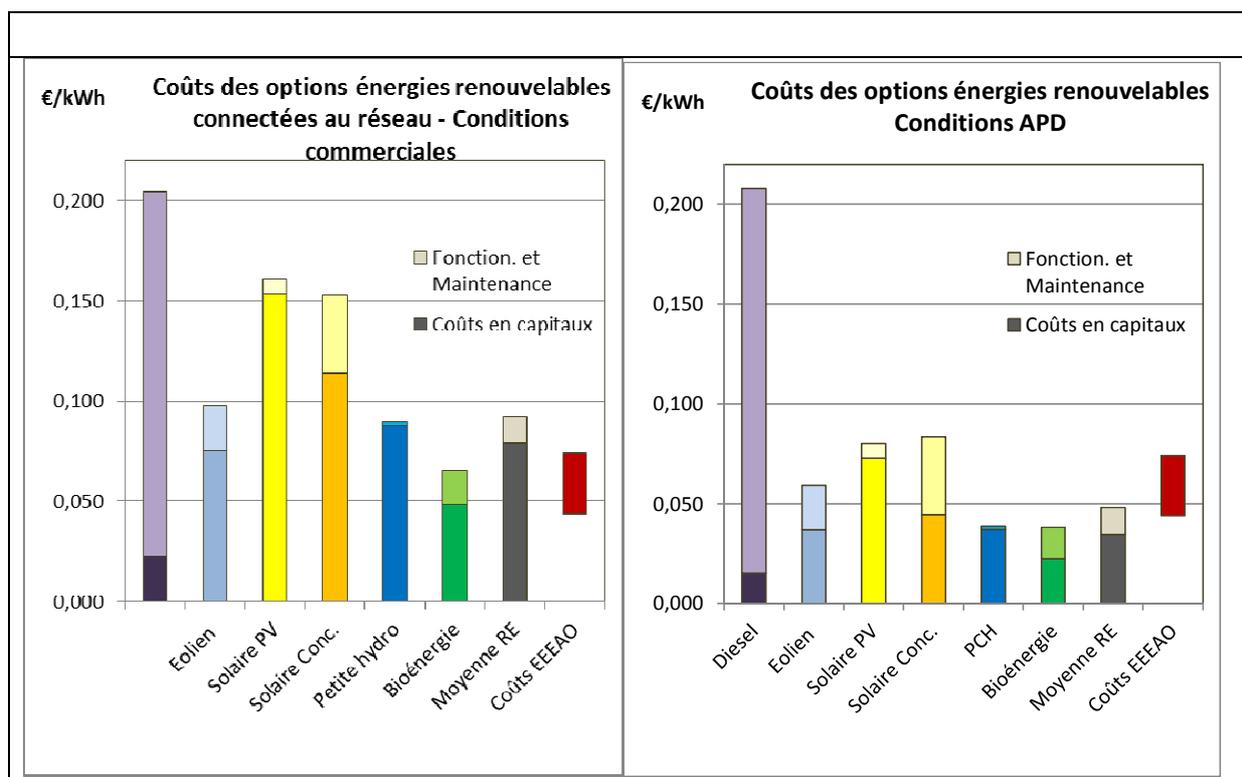


Figure 62: Coûts de production des technologies EnR sous conditions commerciales (gauche) / prêt bonifié, conditions de financement APD (droite)

Dans le graphique ci-dessous la partie inférieure représente les coûts en capital et la partie supérieure les coûts d'exploitation et d'entretien. La figure ci-dessous montre la viabilité du scénario de la PERC comparé au scénario de différentes alternatives comme le scénario de l'EEEOA.

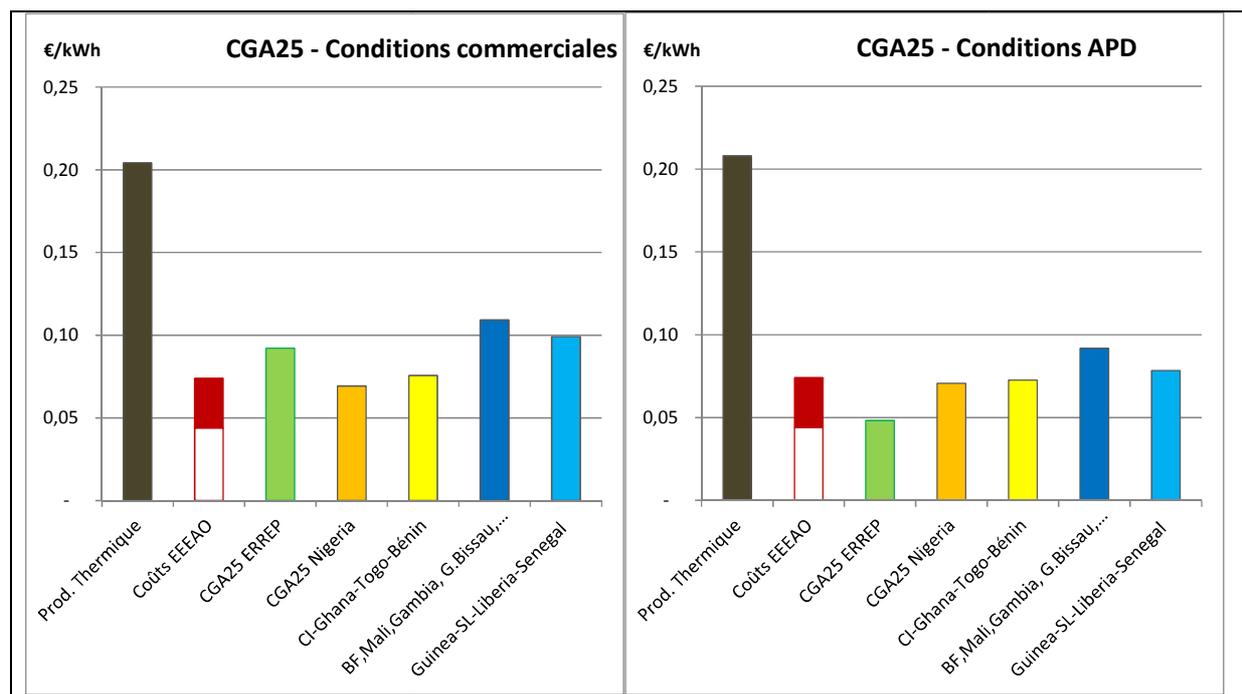


Figure 63: Scénario CGA de la PERC en comparaison aux autres scénarios

Les deux premières colonnes montrent le CGA (coût nivelé sur une période de 25 ans) pour la production au diesel et la gamme de coût marginal pour les options EEEAO pour les pays. Les colonnes vertes représentent le CGA pour le plan provisionnel PERC pour tous les pays de la CEDEAO calculé sur une période de 25 ans, la colonne orange étant le CGA pour le Nigéria, en jaune le CGA pour la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Togo et le Bénin, en bleu foncé le CGA pour le Burkina, la Guinée Bissau, le Mali, la Gambie et le Niger, et en bleu clair le CGA pour la Guinée, la Sierra Leone, le Liberia et le Sénégal.

Sous des conditions financières commerciales avec le secteur privé qui investit dans les options des énergies renouvelables, le scénario PERC constitue en moyenne une meilleure option financière pour toutes les nouvelles capacités pouvant remplacer la production thermique au diesel jusqu'en 2018 ou plus tard lorsque ils auront accès aux options d'approvisionnement et de prix de l'EEEOA. Le bénéfice moyen est de 0,7 c€/kWh pour les pays qui auront les options EEEAO les moins onéreuses à cause de leurs potentiels hydro ou une grande production de charbon, et 1,7 c€/kWh pour les pays pariant sur les futures interconnexions. Par le biais des coûts d'investissement divergeant pour toutes les options EnR de la PERC au cours de toute la période, certaines technologies deviendront progressivement compétitives avec les options EEEEOA.

Sous les conditions de l'APD, le scénario de la PERC est une meilleure solution financière pour tous les pays de la CEDEAO. Toutefois, on ne peut pas le recommander comme étant la solution pour financer la PERC puisque les investissements privés sont sollicités à la fois par le secteur de la production énergétique et par le secteur industriel des énergies renouvelables.

Toutefois, en visant un possible soutien financier privé pour éviter que le scénario ne devienne un fardeau financier pour les pays comme le Nigéria, le Ghana, la Côte d'Ivoire, le Togo et le Bénin, une analyse sensée montre qu'une réduction de 3,6% sur les conditions commerciales seront suffisantes pour amener le CGA pour le scénario de la PERC en ligne avec les coûts marginaux de l'EEEO du Nigéria, de la Côte d'Ivoire, du Ghana, du Togo et du Bénin.

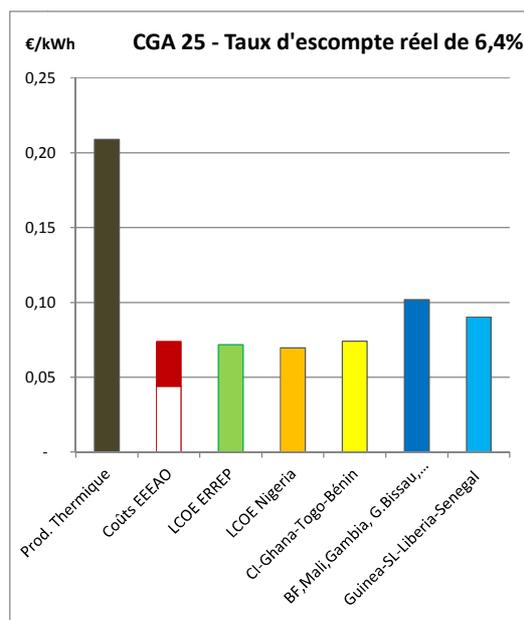


Figure 64: CGA du scénario PERC comparé aux autres options

En prenant en compte les coûts des conséquences négatives environnementales de la production énergétique conventionnelle (la pollution, les coûts d'émission de carbone), le scénario de la PERC devient plus compétitif (voir les calculs en annexe). Sous ces conditions, le scénario de la PERC devient compétitif avec le CGA pour le Nigeria, la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Togo et le Bénin et est plutôt plus accessible pour les autres pays.

Conclusions suivantes pour les options de connexion réseau de la PERC :

- Le scénario PERC pour les énergies renouvelables est totalement compétitif sous conditions commerciales pour les pays se fiant à la production au diesel puisque dans une période de 25 ans les coûts nivelés de la PERC seront de 0,7 c€/kWh à 1,7 c€/kWh plus bas qu'un coût de référence associant la production au diesel jusqu'à 2018-2021 et les options EEEAO pour la période restante. Cette conclusion concerne les pays suivants : Burkina, Guinée Bissau, Mali, Gambie, Niger, Guinée, Sierra Leone, Libéria, et Sénégal.
- Pour les autres pays comme le Nigeria, la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Togo et le Bénin, les options de la PERC sur les énergies renouvelables restent une solution intéressante :
 - En sélectionnant les options les moins onéreuses pour les pays spécifiques ;
 - En obtenant des soutiens financiers pour diminuer la différence des coûts lors d'une période où les coûts d'investissement en technologies restent élevés.
 - Ou en appliquant les coûts des externalités sur les options

Les énergies renouvelables auront besoin de soutien financier au cours de premières années d'apprentissage du processus pour initier le développement d'un marché régional pour les énergies renouvelables dont la faiblesse est l'une des majeures barrières à la réduction des coûts.

12.3.3 Robustesse des objectifs définis en considérant les améliorations de l'efficacité énergétique

Ces objectifs sont établis sur la base de références de prévision de la demande menée par le plan directeur révisé de l'EEEOA. La Politique en matière d'efficacité énergétique de la CEDEAO (PEEC) prévoit une réduction de la demande énergétique régionale de 30% équitablement répartie parmi les épargnes du secteur domestique, la réduction des pertes du système énergétique et d'autres mesures en termes d'efficacité énergétique.



2030	Prévisions de la demande	Prévisions de la demande EE
Demande de capacité en MW	39 131	27 392
Production d'énergie en GWh	243 901	170 730
PERC options en MW	19%	28%
PERC EnR production en GWh	12%	17%

Si les objectifs sont maintenus, la contribution de la PERC en termes d'électricité produite augmentera de 12% à 17%.

Si le plan directeur de l'EEEOA est également totalement mis en œuvre, la part globale de la production d'énergie renouvelable augmentera de 31% à 44%.

En termes de pénétration de capacité, le volume régional de production éolienne et solaire prévu dans l'EEEOA et la PERC sera de 4 918 MW pour 2030 (800 MW pour l'EEEOA et 3 118 MW de la PERC), correspondant à 18% de la demande de capacité totale pour 2030. Cette proportion resterait totalement compétitive avec les exigences de stabilité de réseau et du voltage.

12.3.4 Impact des facteurs de capacité EnR sur les objectifs EnR

Les objectifs de pénétration sont donnés en pourcentage de la capacité installée. Les objectifs indiquant le volume annuel d'énergie produite dépendent des facteurs de capacité des différentes technologies EnR :

- Pour la petite hydro, le facteur moyen de capacité dans la région est d'environ 50% et la cible de pénétration sera pratiquement la même en GWh ou en MW puisque le facteur moyen de capacité pour l'intégralité du système énergétique fluctue entre 40% et 60% selon le niveau des activités industrielles de chaque pays. Dans certains cas, les facteurs de capacité pourraient être supérieurs à 50%. Une analyse des différents projets PCH MDP a montré des facteurs de capacité situés entre 20% et 95% (moyenne 52%).
- Pour la biomasse, à condition que la capacité de la centrale soit clairement désignée par rapport aux ressources, le taux de pénétration en rapport avec l'énergie peut être plus haut puisque la capacité de la biomasse peut fonctionner à plein régime 90-95% du temps.
- Pour le solaire PV, le taux de pénétration lié à la capacité (MW) équivaudra à moitié moins que le taux de pénétration lié à l'énergie (GWh). Pour la technologie CSP, la différence est plus petite puisque le rendement du CSP est plus élevé.
- Pour l'éolienne, cela dépend du régime du vent. Un bon régime de vent ne fera aucune différence majeure entre les deux façons d'exprimer le taux de pénétration. Pour des vents moins propices, le taux de pénétration en MW générera moins d'énergie que le même objectif lié à l'énergie.

12.3.5 Disponibilité des ressources EnR pour atteindre les objectifs en termes de politique

Cette question ne constituera pas un obstacle technique puisque la ressource est réputée suffisante. Les ressources sont généreuses et bien réparties entre les pays de la CEDEAO :

- **Potentiel éolien** est concentré sur les zones côtières (Cap-Vert, Sénégal, Gambie, et possiblement le Ghana, le Mali et le Nigéria). Les évaluations éoliennes globales fournissent seulement des informations générales sur le potentiel nécessaire devant être affiné localement à l'aide d'un sondage et une campagne de mesures pour vérifier la force et les variations saisonnières des régimes des vents pour établir la viabilité financière du potentiel.



- **Potentiel de la petite hydro** est localisé principalement dans les régions sud de la CEDEAO alors que les ressources solaires sont abondantes dans les régions nord (Niger, Burkina Faso, et le nord du Ghana et Nigéria). À l'exception du Cap-Vert et des zones sahéliennes du Mali, du Burkina Faso et du Niger, les ressources de biomasse sont bien réparties dans la région avec un potentiel propice dans les régions sud selon le pluviomètre.
- Pour les **ressources de biomasse**, il est important de distinguer : (i) les ressources de biomasse diffusées à partir des sous-produits de l'agriculture, généralement coûteux à collecter et à transporter en grandes quantités, et qui pour cette même raison peuvent être utilisés localement, et (ii) les ressources concentrées sur les sites de l'industrie agricole comme la paille de riz, les coques de graine de coton, les coquilles d'arachide et de noix de cajou, la sciure, le fumier et le lisier dans les laiteries et les abattoirs, qui peuvent constituer des ressources appropriées pour la cogénération. Les déchets urbains viennent dans la même catégorie.
- Enfin, la **ressource solaire** est particulièrement favorable dans les zones désertiques du nord de la CEDEAO au Mali et au Niger et dans le nord-est du Nigéria avec un potentiel de 1700 kWh/kWc installé/an. Les zones côtières du Libéria, de la Côte d'Ivoire, du Ghana et du Nigeria ne bénéficient pas de cette ressource dans les mêmes proportions avec un potentiel moyen de 1200 kWh/kWc installé /an. Pour les régions restantes, le potentiel moyen est d'environ 1500 kWh/kWc/an.

12.3.6 Faisabilité technique de l'intégration au réseau EnR

Cela dépendra de l'étendue et de la qualité des différents réseaux nationaux à différents niveaux de voltage, la capacité ferme de régulation disponible sur le réseau national et régional et la qualité et l'expérience des centres de distribution au niveau régional et national. Seule l'énergie éolienne et les centrales solaires PV dans une moindre mesure ont besoin de réguler la capacité de compenser par intermittence leur production. On s'attend à ce que le programme du projet EEEOA, lorsqu'il sera totalement réalisé en 2017/21 amènera suffisamment de stabilité de réseau et de voltage au niveau régional que les sources majeures de production énergétique seront des centrales thermiques à gaz et des centrales hydroélectriques plus grandes. En attendant, les États membres doivent se fier à leurs propres capacités hydroélectriques et thermiques et sur le partage de l'importation d'énergie afin de créer la stabilité suffisante du réseau exigée pour la production d'énergie renouvelable supplémentaire. Donc la PERC devrait inclure de façon préliminaire l'application du diagnostic technique des réseaux nationaux et des installations de distribution afin d'identifier et d'accéder aux zones d'amélioration permettant une meilleure pénétration de la capacité des énergies renouvelables.

12.3.7 Faisabilité économique et financière des EnR

Comme précisé dans l'évaluation financière des solutions en matière d'énergie renouvelable, la plupart des technologies connectées au réseau ont des coûts de production inférieurs à la production au diesel. Pour certaines technologies comme l'éolienne, la petite hydro et la bioélectricité les coûts de production seront comparables avec les coûts de production envisagés par le plan directeur EEEOA. On s'attend également à ce que les options d'EnR proposent des coûts plus bas, après avoir passé leur phase d'apprentissage, ainsi qu'une réduction de prix générale. Pour être économiquement acceptable, les options additionnelles en EnR et les coûts nivelés devraient être plus bas que la parité nationale du réseau pour le scénario de référence calculé pour les options d'énergie renouvelable sur une durée de vie. Pour les systèmes hors réseau, la question est purement économique puisque le nombre de mini-réseaux est déjà fondé sur des hypothèses optimisant la démarcation entre l'approvisionnement par réseau et hors réseau. Il s'agira d'évaluer si les options hybrides ou 100% énergie renouvelable sont moins onéreuses que la production traditionnelle à base de diesel.



12.3.8 Retards dans la mise en œuvre du plan directeur EEEOA

En cas de retard de 3 ans des projets prioritaires de l'EEEOA, le déficit de capacité en 2020 et 2030 sera respectivement de 4 172 MW et 4 025 MW correspondant à 18% et 11% de la capacité requise. Ce déficit pourrait être comblé par des objectifs similaires ou légèrement plus élevés pour une pénétration supplémentaire en énergie renouvelable liée à l'augmentation de capacité, dépendamment du niveau de vent et de pénétration solaire ayant un facteur de capacité inférieur au facteur de charge.

12.3.9 Opportunités du réseau intelligent (Smart grids)

Les principaux problèmes avec certaines sources EnR sont la disponibilité : les énergies éolienne et solaire ne sont pas toujours disponibles au bon endroit et au bon moment. Contrairement aux sources conventionnelles d'énergie électrique, ces sources renouvelables ne sont pas acheminables ; la puissance de sortie ne pouvant pas être contrôlée. Des effets quotidiens et saisonniers ainsi que des résultats limités et prévisibles empêchent la production de façon intermittente. De nos jours la règle suivante consiste à dire que la production EnR intermittente ne devrait pas dépasser un niveau de 20% sur un réseau stable. Actuellement, la stabilité du réseau HT est à la limite de l'acceptable mais nécessite d'importantes améliorations pour pouvoir répondre aux critères régionaux d'intégration au réseau. A ce moment-là, la politique d'intégration EEEOA sera possible. Donc nous ne pouvons pas avoir de réseaux HT fiables à disposition sur une période de 5 ans. Par exemple, le réseau nigérian ne peut pas fonctionner de manière synchronisée avec le Ghana-CI-BF à cause de la qualité médiocre de sa fréquence de contrôle.

Les réseaux intelligents promettent de faciliter l'intégration des EnR et de fournir d'autres bénéfices également. L'industrie doit dépasser une quantité de problèmes techniques afin de fournir une énergie renouvelable en quantités significatives. Le contrôle est l'une des clés permettant aux technologies de déployer des systèmes d'énergie renouvelable. Les énergies solaire et éolienne exigent l'utilisation efficace de techniques de contrôle avancées.

Donc les technologies des réseaux intelligents travaillent désormais à sécuriser le taux de pénétration de la production en EnR intermittente au moins à 20% de la charge actuelle sur le réseau. Les réseaux intelligents sont aussi développés afin de pouvoir gérer la production EnR distribuée (toiture PV).



12.4 Mise en place des objectifs pour l'électrification rurale hors réseau

Basé sur l'analyse préalable suivante, des objectifs hors réseau ont été déterminés pour la PERC :

Tableau 38 : Objectifs pour les applications EnR hors réseau

Option à moindre coût	2010	2020	2030
Part de la population rurale desservie par les solutions EnR hors réseau (mini-réseaux et systèmes isolés)		22%	25%

Afin de respecter les échéances du Livre blanc en 2020 et de parvenir à l'accès universel en 2030, la quantité de systèmes d'approvisionnement électrique qui doit être installée a été déterminée comme suit :

- Electrification rurale connectée au réseau 32 000 (2012-2020) et 32 100 (2020-2030)
- Systèmes d'approvisionnement EnR hors réseau : 60 000 (2012-2020) et 68 000(2020-2030)
- Système EnR individuel isolé : 210 000 (2012-2020) et 262 000 (2020-2030) basé sur une évaluation de 10 personnes par foyer rural.

Pour l'électrification rurale connectée au réseau, aucun objectif supplémentaire pour les énergies renouvelables ne sont établis puisque ils sont inclus dans les objectifs pour les options EnR connectées au réseau. Pour les applications hors réseau, chaque production énergétique de miniréseau est en soi une candidate pour inclure une option d'EnR, comme le solaire PV, la biomasse comme centrale de biogaz ou un gazogène ou du biocarburant, la petite hydro, et probablement de petites turbines éoliennes. Les options les plus pertinentes consisteront à développer des systèmes hybrides combinant la production au diesel avec une option EnR afin de limiter le coût onéreuse de la capacité de stockage de l'énergie.

Tableau 39 : Objectif pour les applications domestiques et les biocarburants

Option à moindre coût	2010	2020	2030
Foyers améliorés en % de la population	11%	100%	100%
Utilisation des alternatives modernes au fuel (GPL) pour la cuisson, en % de la population	17%	36%	41%
Carbonisation efficace en % de la population		60%	100%

12.4.1 Systèmes hors réseau et autonomes ou microsystèmes

Le **marché pour les mini-réseaux et les systèmes d'approvisionnement décentralisés** répondront typiquement aux besoins des populations rurales vivant dans les centres ruraux et les villages peuplés 200 et 2 500 habitants. Certaines plus grandes villes peuvent être incluses dans ce segment de marché d'après leur situation géographique périphérique vis-à-vis du réseau national. Ce marché approvisionnera 71,4 millions d'habitants répartis sur 60 000 localités en 2020 et 104 millions vivant dans 96 000 localités en 2030. Certaines des localités hors réseau approvisionnées avant 2020 (estimées à 32 000) pourraient être incluses dans l'extension du réseau puisqu'elles auront grandi et leurs options EnR PERC seront connectées au réseau. Donc la quantité de mini-réseaux à établir après 2020 est de 68 000.



12.4.2 Coût de production au diesel comme référence

Avec une consommation unitaire moyenne de 350 g/kWh et un prix nivelé pour le DGM de 0,94€/kg en tenant compte d'une constante montée du prix du baril de 1,84% jusqu'en 2020 et 1,19% après 2020 (hypothèse de l'IRENA), le coût de carburant par kWh produit est d'environ 33 c€/kWh. Le coût en capital peut être estimé à 2-3 c€/kWh. En incluant les coûts de fonctionnement et d'entretien, le coût de production pour une référence de production au diesel peut être estimée à environ 40 c€/kWh

12.4.3 Coût de l'électrification rurale connectée au réseau

Le coût de référence pour l'énergie approvisionnée par électrification rurale connectée au réseau comprend le coût en capital de ligne et son entretien ainsi que l'énergie achetée au réseau national.

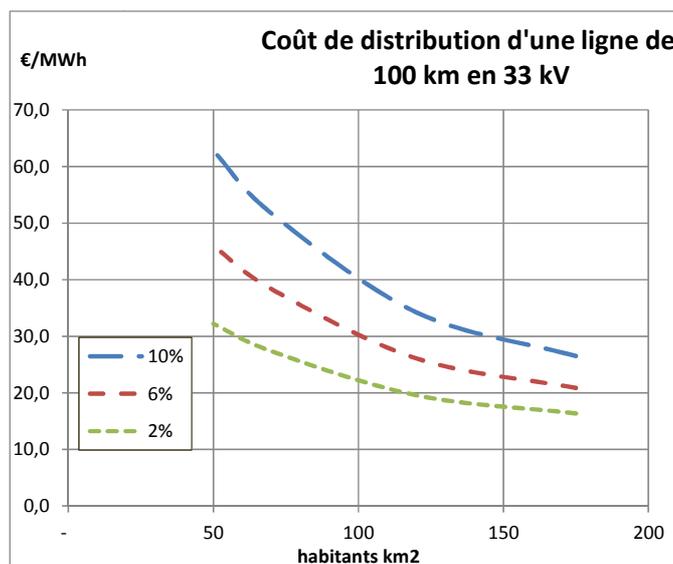


Figure 65: Coût de distribution rurale optimisée pour une ligne de 33 kV

La figure 45 illustre le coût de distribution pour une ligne de distribution rurale de 100 km (54,4 mm² Almelec) comme fonction de la densité de la population desservie par la ligne sur une période de 30 ans. En conditions commerciales (10% sur le graphique), le coût de la distribution est d'environ 6,2 c€/kWh en configuration optimisée (toutes les localités sous la ligne et à proximité de la ligne sont connectées et la capacité de la ligne est optimisée). Généralement, cela n'arrive pas puisque le coût des transformateurs pour alimenter les petits habitats également est trop cher par rapport aux ventes de l'électricité. Dans le cas d'une utilisation non-optimisée de la ligne, le coût de distribution peut être multiplié par deux ou trois pour atteindre une valeur de 12/18 c€/kWh.

Les CGA minimum et maximum pour une option EEEOA sont calculés respectivement à 8 et 13 c€/kWh. Ce coût inclut 15% pour le consommateur. Le coût résultant de l'électrification rurale sur réseau peut être évalué pour être compris entre 20 et 31 c€/kWh.

Comparé au coût de carburant pour la production thermique au diesel, le coût de capital de la production d'EnR par kWh (18 à 24 c\$/kWh pour un système PV hybride) est plus bas que le coût du DGM de 33 c€/kWh. Un simple retour sur investissement montre que les dépenses du carburant peuvent rembourser l'investissement de l'option EnR en 7,2 ans pour les investissements effectués lors de la période 2014-2020 et 5,2 ans pour d'autres investissements.

Comparé à un tarif « fictif » d'électrification rurale sur réseau, puisque ces localités ne seront pas connectées au réseau, le miniréseau équivaut à une solution de connexion au réseau sur la période 2014-2020 et est légèrement plus économique pour la période suivante.



Tableau 40: Exemple de dimensionnement et de calcul des coûts d'un miniréseau (PV hybride avec une capacité limitée de stockage)

Hypothèses

Taille moyenne de la localité :	1 200	habitants
Nb d'habitants/foyer	8	
Nb de foyers	150	
Nb de connexions/km ligne BT	30	
Longueur du réseau à BT	5	km
Prix unitaire en €/km	9 000	€

Coût d'investissement
réseau

45 000 €

Investissement en
production

Coût moyen de production

2014-2020	3 500	€/kW
2021-2030	2 500	€/kW
Demande de charge – 1,5 A @ 220 V	50	kW
Capacité EnR	68	kW

238 000 €

170 000 €

Coûts d'investissement total en M€	Nb de mini réseaux	Invest par mini réseau	Investissement total	
2014-2020	60 000	0,283	16 980	M€
2021-2030	68 000	0,215	14 620	M€
2014-2030			31 600	M€

Évaluation financière

Production d'énergie /unité	100	MWh	
Consommation diesel	35 000	kg	
Prix DGM /kg (nivelé)	0,94	€/kg	
Dépense totale	32 905	€/an	
Retour sur les investissements /dépenses de carburant	7,2	années	2014-2020
Retour sur les investissements /dépenses de carburant	5.2	années	2021-2030

Coût de capital - 2014-2020	26	c€/kWh
Coût de capital - 2021-2030	18	c€/kWh

Coût de carburant pour production au diesel	33	c€/kWh
---	----	--------



EEEOA LCO max 15% pertes	8	c€/kWh
EEEOA LCO min 15% pertes	13	c€/kWh
Coût de distribution	>12	c€/kWh
Approvisionnement résultant par réseau	20< <25	c€/kWh

12.4.4 Applications isolées

Le coût du système autonome est calibré sur un système solaire domestique de 30/40 Wc qui peut être estimé à 120 €. D'une durée de vie économique de 15 ans et d'un coût d'entretien de 60 € (1/2 de l'investissement) équitablement distribué sur cette période, les frais mensuels avec un vrai taux d'actualisation de 10%, sont de 1,42 € ou 17 €/an.

L'évaluation financière pour les solutions hors réseau indique que les systèmes hybrides avec une option de production d'électricité EnR à un coût unitaire compris entre 2,5 et 3,5 millions €/MW peuvent être compétitifs avec une option de production 100% diesel (0,6 million €/MW). Pour le système isolé, l'option PV modulaire moderne sera capable de fournir dans quelques années un courant alternatif en service de 220 Volts pour les besoins domestiques tels que l'éclairage, la réfrigération, la ventilation et les loisirs.



12.5 Établissement d'objectifs pour les foyers améliorés, la carbonisation et le combustible domestique moderne

Dans le scénario de référence, la pénétration du combustible moderne de cuisson et d'équipement de cuisson est conservée à leur niveau de 2010 alors que l'hypothèse de changement de consommation à partir du bois-énergie au charbon de bois est appliquée.

Dans ce cas, la demande totale pour que des tonnes de bois puissent satisfaire la demande concernant le bois de feu et le charbon de bois de 103,4 millions de tonnes en 2010 à 155,6 millions de tonnes en 2020 et 254,8 millions de tonnes en 2030.

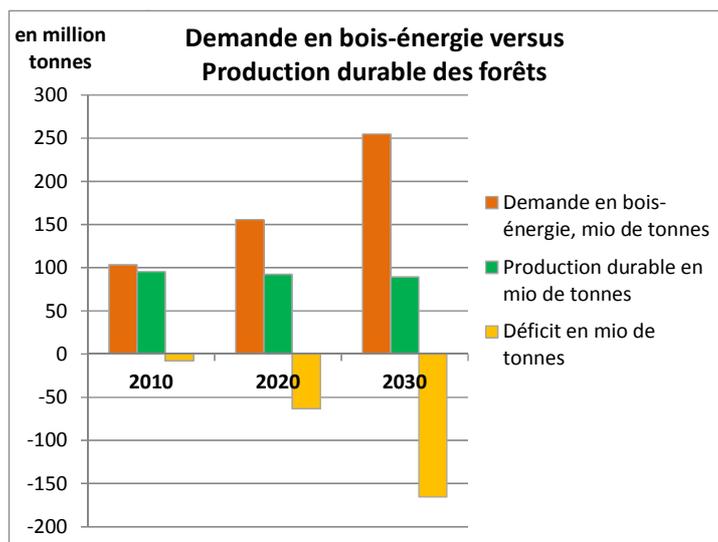


Figure 66: Scénario de référence

Déjà, en 2010, le potentiel du bois-énergie provenant des terres boisées durables de la CEDEAO est inférieur à l'actuelle demande ce qui signifie une surexploitation de la ressource qui peut être estimée à un indice d'exploitation de 16%, correspondant à la différence entre la demande et la ressource durable sur cette même ressource durable. Si rien n'est fait, cet indice grossira rapidement pour atteindre une valeur de 91% en 2020 et 241% en 2030, avec un boisement rapide et potentiellement irréversible comme conséquence.

Outre le développement de l'exploitation durable de la forêt qui est de la compétence des autorités environnementales, trois mesures liées à l'énergie sont analysées afin d'identifier les objectifs liés pour le secteur de l'énergie domestique.

Évaluation de l'impact des foyers améliorés.

La première mesure testée sur ce modèle est la réduction de la demande du bois-énergie par la mise en œuvre d'une politique d'efficacité énergétique par le biais de la promotion des foyers améliorés pour le charbon de bois et bois de feu tout en recherchant un gain d'efficacité énergétique substantiel. Les objectifs de cette politique sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 41: Rendements des foyers de cuisson

	2010	2020	2030
Foyer bois efficace en milieu urbain	15%	23%	30%
Foyers charbon de bois efficace	20%	28%	35%
Foyers bois efficace en milieu rural	12%	18%	25%



L'objectif est d'améliorer de manière significative sur une période de vingt ans l'efficacité des foyers bois et charbon de bois. Le développement des standards régionaux et des labels pour des foyers efficaces de qualité devait être mené afin d'avoir une référence commune. La deuxième action est de s'accorder sur un cadre réglementaire commun en interdisant la fabrication et la vente de foyers inefficaces par exemple pour 2020, afin d'éviter une utilisation inefficace de la ressource pour 2020.

En termes d'actions, il est nécessaire tout d'abord de promouvoir le savoir-faire indispensable afin de sécuriser la production efficace de foyers de qualité. Ce savoir existe déjà. Cependant, il doit être rassemblé et diffusé. Les artisans qui fabriquent ces foyers doivent être informés sur l'interdiction prochaine et soutenus dans l'approche entrepreneuriale afin d'adopter des modèles similaires au modèle malien pour considération. Dans une courte période de transition, les schémas du micro-crédit pour les foyers à faibles revenus devraient être disponibles pour soutenir le changement des comportements en achetant des foyers à une valeur comprise 4 et 6 Euros. Cependant, il est essentiel de parvenir à un consensus régional sur l'obligation de ne fabriquer et ne vendre que les foyers améliorés et d'interdire celles qui sont inefficaces. La longévité et l'efficacité des foyers améliorées généreront à long terme un profit pour le consommateur. Il est également nécessaire d'éviter toute idée de subventionner cette activité qui doit se développer sur une base commerciale. En termes de résultats, ce scénario a des effets significatifs sur l'indice de surexploitation des ressources forestières, comme le montre la figure suivante.

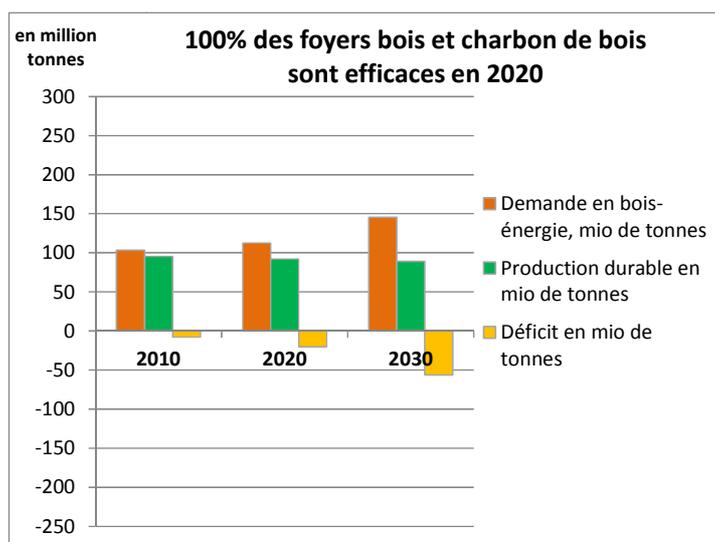


Figure 67: Mesures concernant les foyers efficaces

L'indice de 2030 qui était de 241 % dans le scénario de référence a réduit à 86 %. En suivant la décision d'interdire les produits inefficaces du marché dès 2010, la demande a considérablement diminué, réduisant la pression sur les ressources naturelles.

12.5.1 Carbonisation efficace

La deuxième mesure testée est l'amélioration de la performance de carbonisation qui pourrait augmenter de 12% aujourd'hui à 25% en 2030. Un rendement de 12% signifie qu'il faut 7 kilos de bois pour un kilo de charbon de bois alors qu'un rendement de 25% réduit les besoins en bois de 4 kg par kg de charbon de bois.

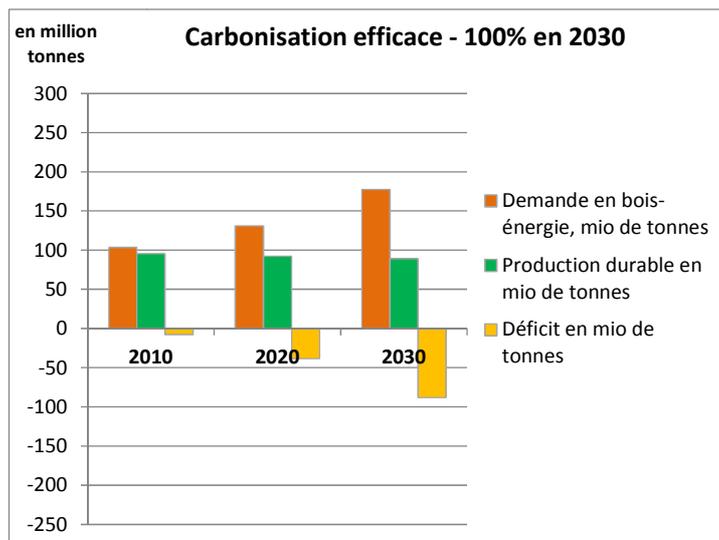


Figure 68: Carbonisation efficace

Cette mesure est aussi efficace et aide à changer l'indice de surexploitation de la forêt de 241% à 136% en 2030. La mise en œuvre de cette mesure est plus compliquée que la précédente puisque elle requiert à la fois une composante axée sur la formation des charbonniers et des techniques plus efficaces, et en même temps une vigilance pour s'assurer que ces nouvelles compétences soient bien appliquées par les charbonniers. Le charbon de bois illégal doit être contrôlé et éradiqué. Puisque une partie de la production de charbon de bois n'est en fait pas contrôlée, cette mesure devrait intégrer une politique de gestion durable des ressources forestières impliquant plus directement la responsabilité de la population locale.

12.5.2 Combiner à la fois les foyers efficaces et la carbonisation efficace

En combinant les deux mesures identifiées (interdiction des foyers inefficaces et carbonisation efficace en 20030), l'indice de surexploitation s'est réduit fortement. De 11% en 2010, il s'inverse en 2020 pour retrouver une valeur de 15% en 2030. Comme les ressources du bois-énergie ne sont pas réparties équitablement, la question de la sévère de la déforestation demeure au Nigéria, si l'utilisation massive du nouveau combustible de cuisson moderne n'était pas promue.

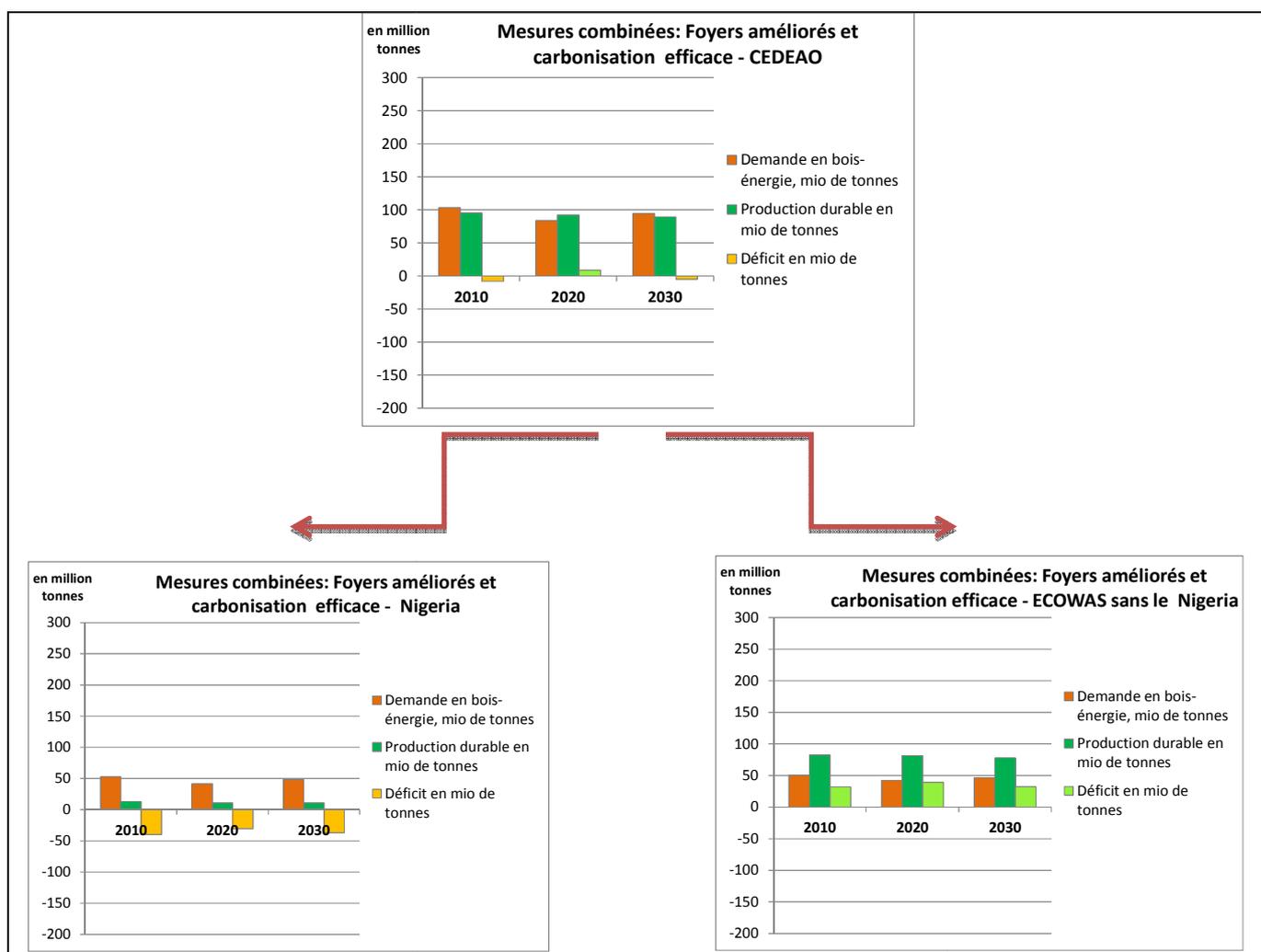


Figure 69 : Impacts de la combinaison des deux mesures précédentes

12.5.3 Substitution du bois de chauffe par les combustibles modernes

La dernière mesure pratique pouvant être considérée augmente la part d'énergie moderne dans la co-génération de l'énergie domestique de la CEDEAO. Si elle était utilisée correctement, l'un des bénéfices de l'énergie moderne est sa grande efficacité énergétique avec un rendement de 75%. L'inconvénient est le fait qu'il y ait des produits pétroliers tels que le butane, le kérosène dont les prix sont relativement élevés si la consommation n'est pas subventionnée. Une alternative est d'utiliser les biocarburants produits localement, mais les prix ne sont toujours pas vraiment compétitifs. Les politiques du passé ont subventionné ce type d'énergie. De plus en plus, en prenant le Sénégal en exemple, les gouvernements s'écartent des subventions pour s'orienter vers une politique des prix réels. Le Burkina Faso, qui applique toujours un grand pourcentage de subventions sur les cylindres de GPL inférieurs à 12 kg, doit payer au nom de la loi de finance un montant de subvention de plus de 10 millions d'Euros par an pour la vente de 30 000 tonnes couvrant à peine 5-6% de l'énergie domestique nationale.

La référence actuelle pour le combustible de cuisson moderne est un taux de pénétration de 17% dû à la grande utilisation du kérosène au Nigéria comptant pour les 2/3 de ce 17%. Le taux de pénétration est de 12% pour le GPL dans les pays de la CEDEAO à l'exception du Nigéria et 22% pour le kérosène au Nigéria.



En maintenant le niveau de pénétration pour les combustibles modernes de cuisson, cela ne sera pas suffisant dans le cas du Nigéria même si les deux mesures précédentes sont appliquées. Pour les autres pays, la surexploitation des ressources ligneuses s'accroîtra à la fin de la période.

Par conséquent, les objectifs pour l'énergie moderne de cuisson sont établis pour restaurer l'équilibre entre la production du bois-énergie durable et la demande.

Dans ce cas l'utilisation du GPL dans les pays de la CEDEAO (sauf le Nigéria) devrait augmenter de 12% en 2010 à 20% en 2030 et l'utilisation du kérosène au Nigeria de 22% en 2010 à 60% en 2030.

Les objectifs agrégés sont 17% en 2010, 36% en 2020 et 41% en 2030.

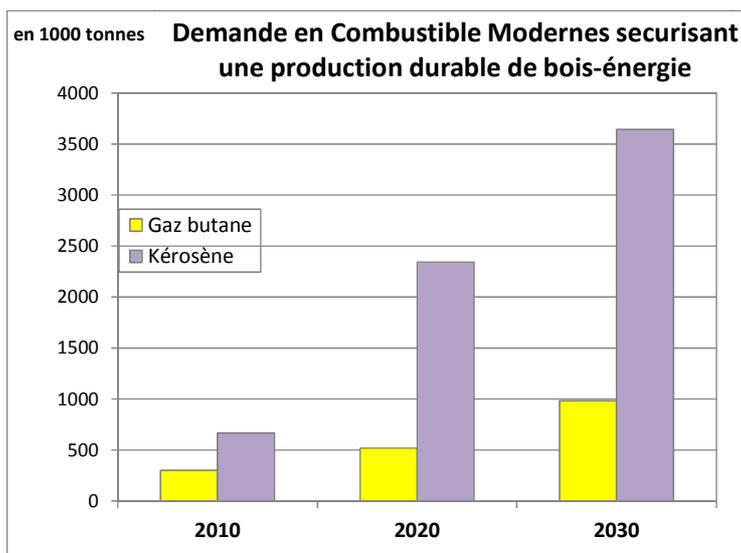


Figure 70: Besoins propres aux cuisinières modernes de cuisson



12.5.4 Scénario PERC pour l'énergie domestique

Le scénario PERC pour l'énergie domestique est de combiner les trois mesures proposées. Toutefois, il faut noter que la deuxième mesure sur l'amélioration des rendements de carbonisation fait partie d'une politique de gestion des ressources naturelles sous la supervision des ministres en charge de l'environnement et du développement durable, et que la troisième mesure ne peut être durable que si le changement à partir de l'énergie du bois vers les énergies modernes s'opère sur une base de prix non subventionnés. La combinaison des trois mesures mène bien à un retour à l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie provenant des forêts durables.

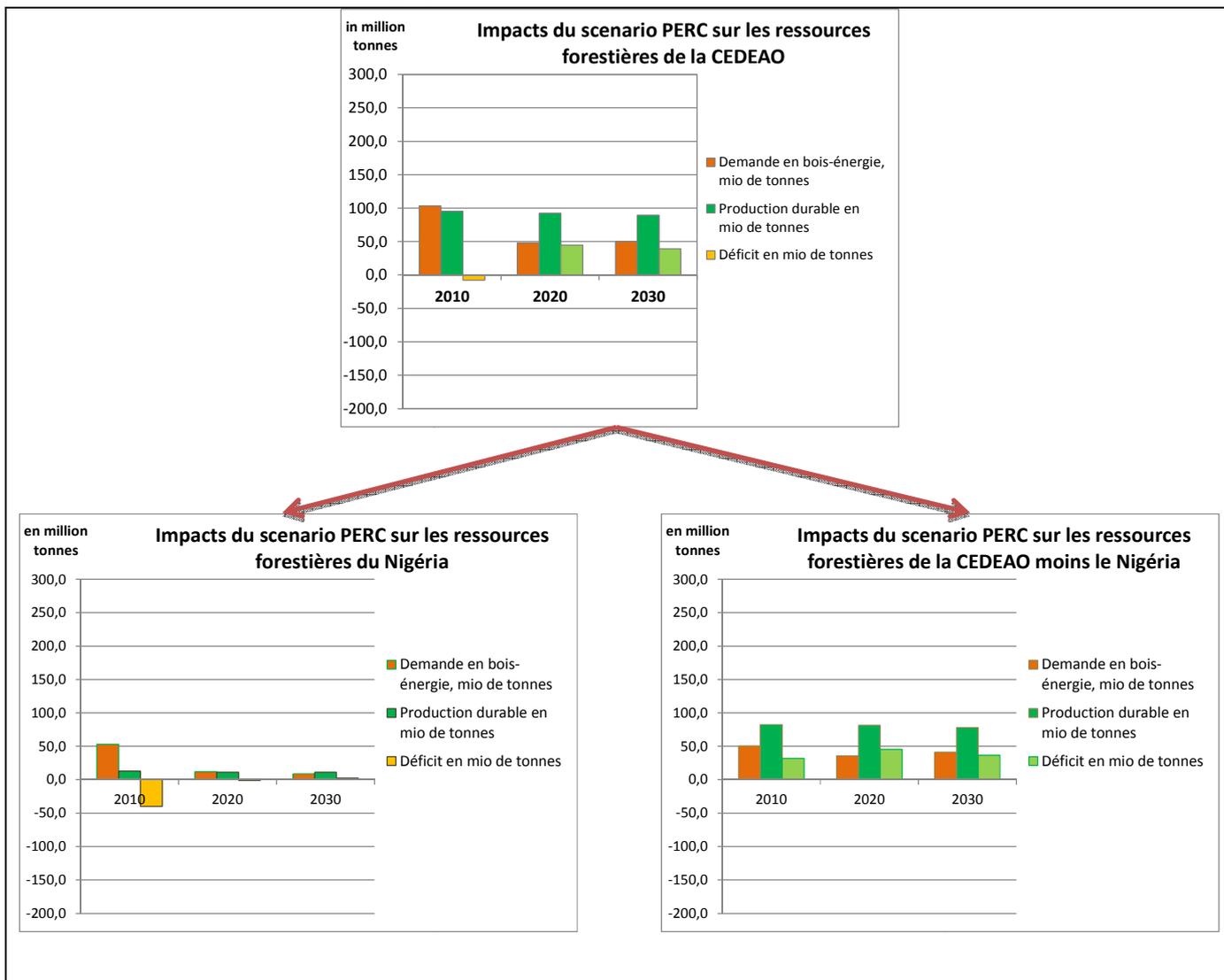


Figure 71: Scénario du CERECC pour l'énergie domestique



13 ANNEX I : Liste des projets EEEOA

Pays	Technologies EnR et capacités EnR comme prévu ou projets des candidats	Technologie EnR et capacités EnR proposées comme des investissements supplémentaires (de 2016, de 2021)
Sénégal	Biomasse (30MW) Éolien (125MW) Solaire PV (7.5MW)	Éolien (100MW, 100MW) Solaire PV (100MW, 100MW)
Gambie	Éolien (11MW) Solaire PV (10MW)	Éolien (40MW, 40MW) Solaire PV (20MW, 20MW)
Guinée Bissau	Aucun projet EnR prévu	Solaire PV (20MW, 20MW)
Guinée	Aucun projet EnR prévu	Aucun projet EnR supplémentaire proposé dû aux investissements considérables dans la grande hydro
Sierra Leone	Biomasse (115MW) Solaire PV (5MW)	Biomasse (125MW, 125MW)
Libéria	Biomasse (35MW)	Biomasse (35MW, 35MW) Solaire PV (20MW, 20MW)
Mali	Biomasse (18MW) Solaire PV (80MW)	Solaire PV (150MW, 150MW) Thermique Solaire (50MW, 50MW) Biomasse (20MW, 20MW)
Côte d'Ivoire	Aucun projet EnR prévu	Aucun projet EnR supplémentaire proposé dû aux investissements considérables dans les grandes centrales énergétiques à gaz et les ressources éoliennes et solaires sont médiocres
Ghana 13.1	Éolien (150MW) Solaire PV (10MW)	Éolien (100MW, 100MW) Solaire PV (100MW, 100MW)
Togo	Éolien (20MW) Solaire PV (5MW)	Éolien (50MW, 50MW) Solaire PV (25MW, 25MW)
Bénin	Solaire PV (30MW)	Solaire PV (70MW, 70MW)
Burkina Faso	Solaire PV (43MW) Thermique solaire (4MW)	Solaire PV (150MW, 150MW) Thermique solaire (50MW, 50MW)
Niger	Éolien (30MW) Thermique solaire (50MW)	Éolien (30MW, 30MW) Solaire PV (20MW, 20MW)
Nigéria	Aucun projet EnR prévu	Éolien (300MW, 300MW) Solaire PV (250MW, 250MW) Biomasse (200MW, 200MW)

Au regard des différents progrès dans les différents projets régionaux, la situation est la suivante :



1. Pour la ligne de transport côtière de l'EEEOA, la part du Ghana du système 330 kV fonctionne depuis septembre 2010. Pour les sections suivantes Riviera (CI)-Prestea (Ghana) et Volta (Gh)-Lomé C (Togo)- Sakété (Bénin) leurs fonds sont sécurisés et leur mise en service est respectivement attendue pour 2015 et 2014. La dernière partie de la ligne de transport côtière qui relie le système de la Zone A au système nigérien n'est pas encore financé et le projet en est à son stade de préparation. Cependant, la mise en service de la section Sakété-Ikeja-West est attendue en 2017.
2. La ligne 330 kV appelée « North Core » qui connecte Birnin Kebbi (Nigéria) - Bemberke (Bénin). – Niamey (Niger) – Ouagadougou (Burkina Faso) en est à l'étape de l'étude pré-investissement et la mise en service est attendue en 2017.
3. Pour le hub de transmission inter-zonal, la ligne de 225 kV qui connecte Ouagadougou à Bobo (BF) est déjà connectée à la CI et est en opération depuis 2010. La ligne de 225 kV entre Ouagadougou (BF) et Bolgatanga (Gh) sera mise en service en 2015. Le financement est sécurisé et pratiquement acquis. La ligne de 225 kV qui connecte Ferkessedougou (CI) à Ségou (Mali) est en construction et sa mise en service est attendue en 2013. La ligne de 330 kV Aboadze – Prestea – Kumasi – Bolgatanga (Gh) est au niveau de pré-investissement. Elle permettra de compléter la « Coastal Backbone » (Aboadze – Prestea) et elle lie cette Coastal Backbone au Burkina, qui est plutôt vital puisque le réseau national sud ghanéen pour Bolgatanga a une capacité de transfert limitée. On s'attend à sa mise en service en 2015. La ligne 225kV Han(Gh)-Bobo Dioulasso (BF)-Sikasso(Mali)-Bamako(Mali) est au stade de pré-investissement et son financement est toujours requis. Toutefois, il est prévu qu'elle soit mise en service en 2016. Et finalement, la ligne 225 kV Nzerekore(Guinea)-Fomi (Guinea)-Bamako(Mali) qui connecte la ressource hydro potentielle depuis la Guinée vers le Mali-Sénégal et vers la zone EEEOA, est au stade du pré-investissement mais est prévue d'être mise en service en 2016.
4. Au sein des activités d'OMVS, le projet hydroélectrique de 60 MW Felou devrait être mis en service en 2013-14. Financé par WB et AfDB, le projet est en train d'être mis en œuvre.
5. Le projet OMVG devrait sécuriser l'approvisionnement énergétique au Sénégal, à la Gambie, à la Guinée-Bissau et la Guinée. Il comprend la construction de deux installations hydroélectriques à Sambangalou (128 MW) et à Kaleta (240 MW) et 1 677 km d'une ligne de transmission de 225 kV qui interconnectera 4 pays. Le Gouvernement de Guinée a lancé la construction du barrage de Kaleta dam, et les engagements pris à partir d'agences de fonds peuvent désormais couvrir la construction de la ligne d'interconnexion ; le projet est attendu pour être mis en service en 2016-17. Toutefois, la récente décision (août 2011) de la Guinée Conakry de financer sur le budget national le barrage de Kaleta dam (240 MW) a soulevé de nombreuses incertitudes. Les partenaires financiers sont encouragés à rediriger leurs fonds vers les projets d'interconnexion et le barrage de Sambagalou (128 MW) fermé à la frontière sénégalaise. Actuellement, les négociations se concentrent sur les conditions d'attribution des parts de capacité de production à d'autres États membres. Un nouveau plan de financement doit être préparé. Des efforts sont faits pour développer le potentiel hydroélectrique de HP Salinho (18 MW) et Cusselinta (30 MW) en Guinea Bissau.
6. Et enfin, le sous-programme CLSG pour les quatre pays : Côte d'Ivoire, Libéria, Sierra Leone et Guinée. Le projet consiste en la construction d'une longue ligne d'interconnexion HT entre les sous-stations suivantes : Man (Côte d'Ivoire) – Yekepa (Libéria) – Nzérékore (Guinée) – Buchanan (Libéria) – Monrovia (Libéria) – Bumbuna (Sierra Leone) – Linsan (Guinée), la reconstruction du Mt. Coffee / Développement de St. Paul Hydro Plant au Libéria, et la construction de 515 MW et 118 MW de capacités hydroélectriques, respectivement à Souapiti et Kassa 'B'. Le design élaboré le long de la ligne de transmission dans un terrain montagneux constitue un défi technique et a été sujet à de nombreux changements. Les coûts globaux estimés sont de 330 millions de US\$. La réunion de



consultation des donateurs a déjà identifié un ensemble de donateurs (WB, AfDB, EIB et KfW) prêts à mobiliser les finances nécessaires pour la mise en œuvre du projet. Les documents d'appel d'offre sont en cours de finalisation et les agences de fonds et les pays impliqués doivent finaliser leurs arrangements financiers ; la mise en service est attendue pour 2017.

Au regard du développement de la capacité régionale

2. **147 MW EEEOA Adjarala Hydropower Facility (Togo).** Ce projet est actuellement à un niveau de pré-investissement et de traitement du financement. Le financement est toujours requis. La mise en service est attendue vers la fin 2017.
3. **118 MW Kassa B Hydropower Facility (Guinée).** Ce projet est aussi au niveau de pré-investissement et dépendra de la ligne CLSG de disperser l'électricité produite. Des discussions sur le tracé de cette ligne sont toujours en cours. La mise en service est prévue en 2016-17
4. **515 MW Souapiti Hydropower Facility.** Le projet en est à l'étude de pré-investissement. L'électricité produite sera conduite par les lignes de transmission CLSG et OMVG qui doivent être conduites au cours de la même période. Les termes de référence pour des mises à jour concernant la faisabilité de l'étude sont préparés et validés par EDG et le ministre guinéen en charge de l'énergie et son financement est demandé. Mise en service attendue en 2018-19
5. **64 MW WAPP Mount Coffee Hydropower Facility (Libéria)** détruite pendant la guerre civile. Le financement semble sécurisé, environ 182 millions US\$ ont été débloqués par EIB, WB, KfW et AfDB pour mettre en place le projet. Les études préparatoires seront bientôt lancées. Mise en service attendue pour 2015-16.
6. **450 MW Maria Gleta Power Generation Facility:**
La terre est acquise par le Bénin et les études de pré-investissement sont complétées.
7. **400 MW Aboadze Power Generation Facility:**
L'acquisition de la terre au Ghana est en cours sur le nouveau site de Domunli/Bonyere
La sélection d'une compagnie privée pour développer le partenariat avec l'EEEOA, les centrales Maria Gleta et Aboadze plants sont complétées après un processus d'appel d'offre rempli de succès.
8. **150 MW OMVS Power Generation Facility:**
Le Gouvernement du Sénégal a confirmé sa volonté d'incorporer les exigences de l'EEEOA dans son programme de production énergétique alimentée au charbon.



Décidés	Phase 1	Phase 2	Phase 3
Charbon 875 MW (Sénégal)			
Gouina (OMVS)	Interconnexion Kayes -Tambacounda		
Eolien 200 MW (Sénégal-Gambie)			
Interconnexion Ghana-Burkina Faso Mali	Balassa- Badoumbé Interconnexion Linsan-Manantali (1er terre)	Koukoutamba- Interconnexion Linsan-Manantali (2nd terre)	Boureya
Kaléta (Guinée)			
Projet OMVG			Digan
			Grand-Kinkon
Projet CLSG (+ Mount Coffee)	Souapiti	Amaria	
	Bumbuna		
		Kassa	
		Projet Tiboto	
Félou (OMVS)			
Solaire 150 MW (Mali)			

Décidés	Phase 1	Phase 2	Phase 3
Interconnexion Ségou-Ferkessedougou		Fomi-Boundiali	
	Projet Fomi		
	Projet Soubré		
Projet Dorsale Côtière			CC Togo
Aboadze (Ghana)			
Adjaralla (Togo)			
Maria Gleta (Bénin)			
Bolgatanga-Ougadougou	Axe 330kV Nord-Sud Ghana		
	Solaire 150 MW Burkina Faso		
	Projet Corridor Nord	Projet Salkadamna	
		Réseau 760kV	Mambilla
	Zungeru	Dorsale Médiane	
			Eolien 300 MW Nigeria Nord
			Renforcement Bénin Nigéria
6894 M\$	5726 M\$	5724 M\$	5887 M\$



14 ANNEX II: Schémas incitatifs pour les énergies renouvelables

Le système des prix garantis où Feed-in-Tariffs (FIT)

Approche théorique

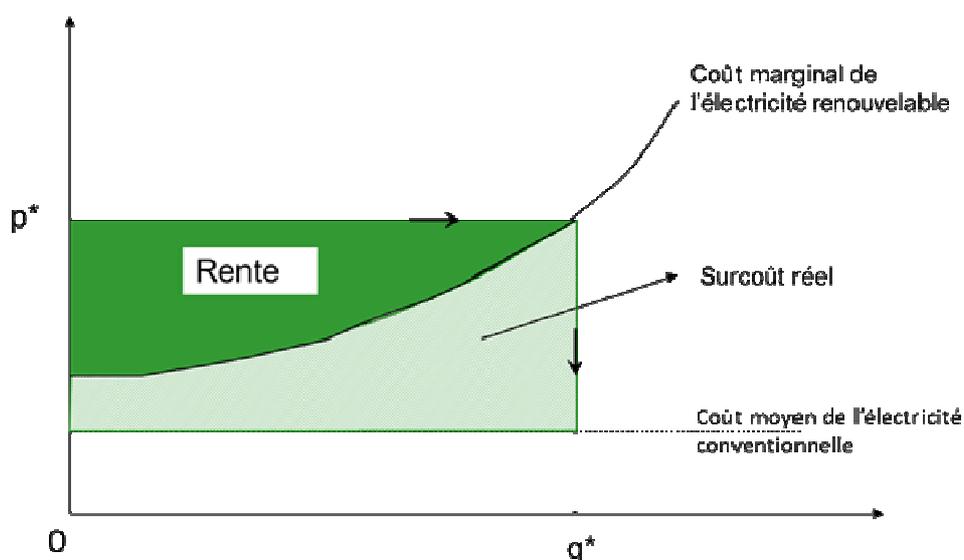
Le feed-in-tariff (FIT) est un mécanisme politique visant à favoriser la production d'énergie électrique à partir de sources d'énergie renouvelable par la fixation d'un prix de rachat suffisamment favorable de l'électricité afin de stimuler les investissements privés dans ce sous-secteur. Le FIT assure ainsi aux producteurs privés d'électricité identifiés comme renouvelables (solaire, éolienne, biomassique etc.) d'avoir un marché garanti et un profit acceptable sur leur investissements. Il comprend généralement trois dispositions principales :

- la garantie d'accès au réseau,
- les contrats à long terme pour l'électricité produite,
- un prix d'achat qui est calculé sur le coût de production d'énergie renouvelable.

Ce système impose aux compagnies d'électricité l'achat d'électricité renouvelable produite par les producteurs situé sur leur zone de desserte, à un tarif fixe, décidé par les pouvoirs publics et garanti sur une certaine période. Le prix d'achat calculé sur la base du coût de production assure aux investisseurs la rentabilité de leur projet et permet dans le même temps le développement des filières EnR.

Ces prix incitatifs représentent un surcoût généralement à la charge du consommateur (ou parfois du contribuable) via un fonds de solidarité ou d'une contribution au service public.

Figure 72 : Système des prix garantis (FIT)



La courbe théorique pour les coûts marginaux des EnR couvre un panel de solutions en EnR de la moins chère à des technologies plus coûteuses (suivant le principe de l'Ordre de Mérite ou de préséance économique). En fixant un prix pour le niveau p^* , le planificateur ou le régulateur



s'attend à mobiliser à travers des investissements privés une quantité d'électricité q^* , qui sera générée par le panel de technologies EnR de la moins chère à une technologie EnR pour laquelle le coût marginal de production est égale à la FIT p^* . Le surcoût total à mobiliser les investissements privés correspond à la différence de coût entre p^* et le coût de référence pour la production d'électricité conventionnelle multipliée par le volume de l'électricité des EnR q^* . La partie du rectangle en dessous de la courbe du coût marginale des EnR exprime le coût réel supplémentaire (gris clair) et la partie restante (en vert foncé) est la rente versée à l'investisseur. Par conséquent, la fixation de la FIT doit être basée sur des analyses détaillées tant pour le marché de la technologie, que pour le marché financier afin d'éviter des FIT trop généreux résultant en un nombre de projets plus grands que prévu avec comme conséquences des coûts supplémentaires et une augmentation tarifaire pour les consommateurs.

Ce système est très incitatif mais il ne gère pas les incertitudes sur la quantité mise sur le marché. La fixation des FIT est un sujet très sensible car on assiste souvent à un effet de « Rente » pour les producteurs dont le coût marginal est sensiblement inférieur aux prix garanti. Des mécanismes de révision des FIT doivent donc être pris en considération suivant l'évolution des prix des technologies EnR.

Exemples de mise en œuvre²⁵

De toutes les politiques utilisées par les gouvernements, les tarifs de rachat (paiements des primes, système évolué de tarification relatif aux énergies renouvelables, normes minimales pour les prix) demeurent les plus fréquents. Au début de 2011, au moins 61 pays et 26 états/provinces avaient des FITS, dont plus de la moitié avait été adoptée depuis 2005. En Europe, ce système a été tout d'abord présenté dans la législation allemande en 2000, puis suivi par le Danemark, l'Espagne et la France entre autres.

Les coûts supplémentaires générés par ces tarifs de rachat sont financés, dans l'exemple de la France, par la contribution au service public de l'électricité (CSPE): un outil pour le financement du marché libéralisé de l'électricité. La CSPE a été légalement établie en 2003.

Il existe de nombreuses variantes de FITs, et aucune définition unique ne s'applique. Dans une nouvelle variante, la commission de service public de l'état américain de la Louisiane a annoncé en 2010 que les compagnies d'électricité seraient tenues de mettre en œuvre un nombre limité de «tarif d'offre standard» indifférencié par la taille du projet, la technologie, ou de l'intensité des ressources. Ce type de tarif représente pour le service public le "coût évité" de la production plus une prime environnementale fixée à 3 cents US le kWh. Le tarif établit également les prix plancher et les prix plafond de 6 cents / kWh et 12 cents / kWh, la capacité totale des CAPS à 30 MW par service, et s'applique à des projets entre 25 kW et 5 MW. Les coûts supplémentaires sont répercutés sur les contribuables par le biais d'une clause d'ajustement de carburant, une approche normalement utilisée pour couvrir les augmentations du coût des combustibles fossiles.

Dans le monde entier, plusieurs des politiques existantes de FIT sont actuellement à l'étude. En particulier, de nombreux pays sont en train de revoir le tarif d'achat de l'énergie solaire photovoltaïque pour ralentir le taux croissant des installations, qui dans de nombreux cas dépassent

²⁵ Exemples majoritairement tirés de la publication Renewables 2011 Global Status Report (REN21)



largement les attentes en raison des réductions de prix sans précédent dans l'énergie solaire photovoltaïque qui ont eu lieu en 2009 et 2010. À la fin de 2010, la République tchèque a adopté une nouvelle législation pour ralentir le rythme des installations PV, comme la capacité totale est passée de 65 MW à la fin de l'année 2008 à près de 2 GW avant la fin de l'année 2010 - en partie par souci de l'impact du FIT sur les prix moyens de l'électricité. À compter de Mars 2011, le pays réduit tous les tarifs FIT pour les installations photovoltaïques montés au sol qui n'étaient pas encore interconnectés avec le réseau. En mai 2011, l'Italie réduit les tarifs pour l'énergie solaire photovoltaïque par 22-30% pour 2011, par 23 à 45% pour 2012, et par 10-45% pour 2013 (les fourchettes s'appliquent à différentes échelles de l'installation). Le plafond des projets de 1 MW sur les toits et de 0,2 MW pour les systèmes montés au sol a également été imposé pour limiter le coût total de 6-7 milliards EUR d'ici la fin 2016, quand environ 23 GW devraient être installés.

De nombreux changements concernant le FIT ont eu lieu en 2010. En Espagne, le tarif de 0.42€/kWh pour l'énergie solaire photovoltaïque, comme indiqué en 2007, demeure, mais maintenant une nouvelle législation limite le nombre d'heures de production annuelle éligible, et une certaine incertitude est apparue concernant des réductions rétroactives touchant les systèmes existants.

Les problèmes financiers de la Grèce ont amené le gouvernement à bloquer un arriéré de demandes d'incitations pour un coût global estimé à plus 2 milliards d'euros, mais la restriction a été levée en Septembre 2010 et de nouveaux projets ont été poursuivis. Le Royaume-Uni a décidé en 2010 de remplacer sa politique de quotas existant avec un FIT, à partir de 2013, pour "la génération à faible émission de carbone."

Table 42: Feed in Tariff (FIT) pour le Royaume Uni

Taille et description du système	Tarif
Solaire photovoltaïque avec une capacité installée totale de 4 kW ou moins, si installé sur un bâtiment qui est déjà occupé	21 pence par kilowatt heure
Solaire photovoltaïque avec une capacité installée totale de 4 kW ou moins, si installé sur un bâtiment nouveau avant sa première occupation	21 pence par kilowatt heure
Solaire photovoltaïque avec une capacité installée totale de plus de 4 kW, mais n'excédant pas le 10kW	16.8 pence par kilowatt heure
Solaire photovoltaïque avec une capacité installée totale de plus de 10kW mais n'excédant pas 50kW	15.2 pence per kilowatt heure
Solaire photovoltaïque avec une capacité installée totale de plus de 50kW mais n'excédant pas 250kW	12.9 pence par kilowatt heure
Solaire photovoltaïque avec une capacité installée totale de plus de 250kW mais n'excédant pas 5MW	8.9 pence par kilowatt heure
Stand-alone (isolé) solaire photovoltaïque (pas attaché à une construction et pas câblé pour fournir l'électricité à un bâtiment occupé)	8.9 pence par kilowatt heure

La Bulgarie, à travers sa nouvelle loi sur l'énergie renouvelable de Juin 2011, a imposé un plafond annuel de nouveaux projets qui reçoivent des prix de la FIT en appliquant un quota.



La Turquie a promulgué une loi longtemps attendue sur les énergies renouvelables qui remplace le taux unique de la FIT par des taux fixés pour les technologies d'EnR spécifiques sur une durée de 10 ans pour l'énergie éolienne, géothermique, biomasse, biogaz, solaire et, avec des bonus si les composants matériels sont fabriqués en Turquie.

En Afrique, la politique de FIT du Kenya²⁶ a pour objectifs de:

- a) faciliter la mobilisation des ressources en assurant la sécurité des investissements et la stabilité du marché pour les investisseurs dans les énergies renouvelables de production d'électricité ;
- b) réduire les coûts de transaction et les frais administratifs en éliminant les processus d'appel d'offres classiques ; et
- c) encourager les investisseurs privés à exploiter la centrale avec prudence et efficacité afin de maximiser ses rendements.

En prenant un engagement à long-terme pour le développement de sources d'énergies renouvelables et qui prévoit un accord à long terme d'achat d'électricité d'une durée minimale de 20 ans, le gouvernement du Kenya a franchi une étape cruciale dans le développement d'un potentiel important du pays pour la production d'énergies renouvelables , tout en poursuivant par la même occasion d'importants objectifs en matière d'économie, d'environnement et de politique sociale.

En Janvier 2010, le Kenya a revu la politique du FIT, ce qui a entraîné l'ajout de trois sources d'énergie renouvelables: énergie géothermique, le biogaz, et énergie solaire. En outre, la politique mise à jour a prolongé la période des accords d'achat d'électricité/ de convention d'achat d'électricité de 15 à 20 ans et a augmenté les tarifs fixés par kilowattheure pour les énergies éolienne et biomasse existantes, dans le cadre du FIT. On s'attend à ce que la politique de la FIT au Kenya stimule environ 1300 MW de capacité de production d'électricité.

Analyse SWOT

Tableau 43 : Avantages / inconvénients des prix garantis

Avantages	Inconvénients
Pour les producteurs : Revenu stable indépendant des fluctuations du prix de l'électricité conventionnelle	Pour les pouvoirs publics : Aucune garantie sur les quantités produites à base d'EnR (risques d'erreurs d'estimation sur la courbe de coût marginal donc sur le coût de l'opération causant des impacts inattendus en termes de quantité et coût global pour la compagnie électrique / consommateurs)
L'existence d'une rente différentielle incite les producteurs à investir dans la R&D (recherche de technologies innovantes pour faire baisser les coûts de production)	Rente sous forme de « Windfall Profits » pour les producteurs dont le coût marginal est faible : nécessité de prévoir une dégressivité et différenciation par technologie
Coûts de transaction inexistant (cadre réglementaire stable et transparent)	Pour les consommateurs : Système coûteux (si l'électricité de source conventionnelle est moins chère). Le surcoût est freiné si le prix de l'électricité

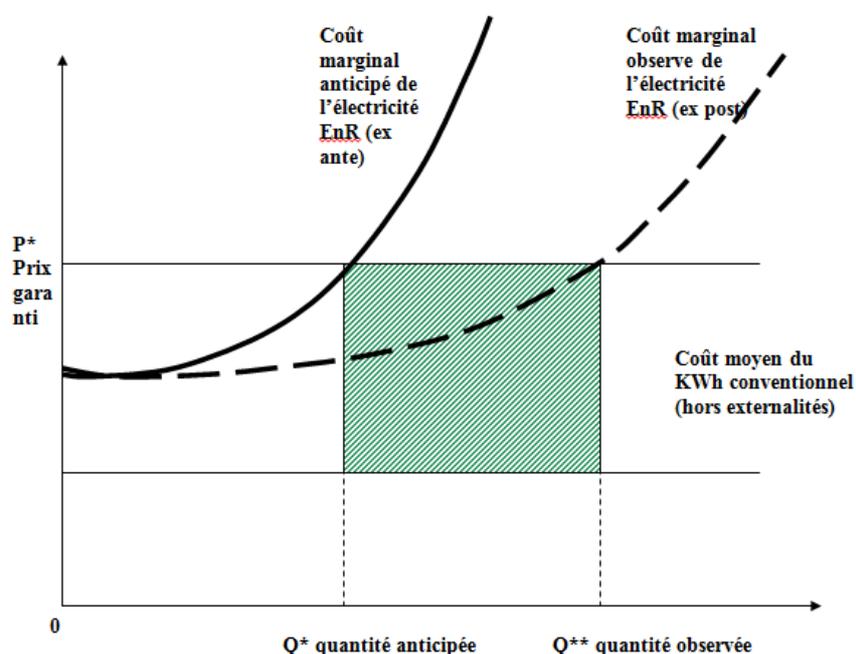
²⁶ UNEP www.unep.org > Green Economy > Success Stories > Feed-in tariffs in Kenya



	conventionnelle s'accroît.
	Le prix garanti ne tient pas compte du coût de défaillance lié à l'intermittence de certaines EnR (éolien)

Le système des prix garantis rémunérateurs est actuellement le système dominant en Europe mais il est coûteux pour le consommateur. Le coût s'accroît avec l'augmentation de la part d'EnR dans le mix énergétique sauf si le prix de l'électricité conventionnelle s'accroît fortement, comme lors de la flambée des prix du pétrole.

Figure 73 : Prix garanti et erreur d'anticipation sur la pente du coût marginal



 **Surcoût par rapport aux anticipations des pouvoirs publics**

Le système des quotas avec enchères concurrentielles

Définition de l'approche théorique

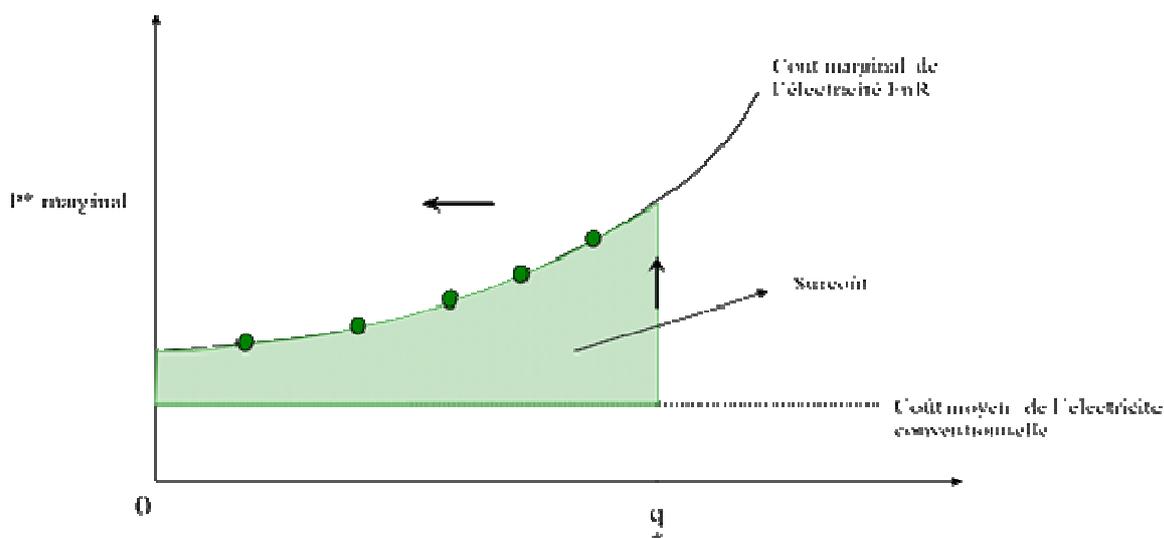
La puissance publique fixe un objectif quantitatif d'électricité verte à injecter sur le réseau et procède par enchères concurrentielles.

Les producteurs retenus au terme de l'appel d'offre (merit order) bénéficient d'une garantie d'achat sur la durée prévue au contrat. Le prix contractuel d'achat est alors :

- soit le prix-limite (le coût marginal de la dernière offre rejetée) si système « bid at the marginal price » ou « enchères à la française »
- soit le prix demandé par chaque producteur si système « pay as bid » ou « enchères à la hollandaise » (il y a alors discrimination par les prix).



Figure 74 : Le système des quotas globaux avec enchères « paid as bid » (Enchères à la hollandaise)



Le régulateur fixe un quota (q^*) et procède par appel d'offres pour la sélection des projets. Les offres sont classées par ordre croissant de prix (merit order) et chaque offre retenue reçoit le prix demandé (Price ●) si la règle est «paid as a bid » ou le coût marginal de la dernière offre rejetée si la règle est « bid at the marginal price » ou « enchères à la française ».

Exemples d'implémentation

Ce système a été utilisé en Angleterre de 1991 à 2001 (Non Fossil Fuel Obligation) et en France entre 1996 et 2000 (programme « Eole 2005 »), mais abandonné au profit des prix garantis en France et des certificats verts en Angleterre. Ce système est resté en vigueur en Irlande.

Les quotas avec enchères concurrentielles sont toujours néanmoins utilisés au coup par coup en France pour l'éolien off-shore (cf. Agde et Fos-sur-Mer).

SWOT Analysis

Table 44 : Avantages / inconvénients du système des quotas avec enchères concurrentielles

Avantages	Inconvénients
Les pouvoirs publics gardent la maîtrise du volume d'électricité verte injectée sur le réseau (mais sans en connaître le coût)	Les réponses aux appels d'offres sont incertaines et le prix de chaque soumissionnaire n'est pas connu ex ante
Les pouvoirs publics peuvent choisir les régions où seront implantées les installations (politique d'aménagement du territoire)	Coûts de transaction (liés à l'organisation des enchères)
La rente différentielle observée avec le système des prix garantis disparaît. Les prix d'offres suivent les coûts marginaux (avec un taux de profit « raisonnable »)	Système a priori moins rémunérateur pour les producteurs, et donc moins incitatif pour le développement de filières
	Le coût de défaillance subsiste
	Les «enchères à la hollandaise » entraînent des effets pervers :



	<ul style="list-style-type: none"> - les producteurs ont intérêt à surestimer leur prix d'offre car anticipent la « malédiction du vainqueur²⁷ » dont le prix est inférieur au cout marginal. - les producteurs cherchent à acquérir de l'information sur les offres concurrentes (coûteux) - les producteurs ont intérêt à s'entendre (collusion)
--	--

Le système des quotas décentralisés adossés à un marché de certificats verts

Définition de l'approche théorique

Un système alternatif à celui des quotas avec enchères concurrentielles est la fixation des quotas obligatoires de production ou de fourniture d'électricité verte. Ces quotas sont imposés aux producteurs et/ou distributeurs d'électricité (calculé en pourcentage des production/ventes). Les opérateurs peuvent respecter ces obligations de trois façons :

- soit en produisant eux-mêmes l'électricité verte,
- soit en achetant cette électricité dans le cadre de contrats à long terme,
- soit en acquérant sur un marché financier les « certificats verts » correspondant à la quantité d'électricité requise.

Les producteurs d'électricité verte reçoivent pour chaque MWh vert produit un certificat vert et ils vendent deux biens distincts sur deux marchés:

- l'électricité verte « physique » est vendue sur le marché de gros de l'électricité, au prix de l'électricité conventionnelle,
- le certificat vert, qui représente la « valeur ajoutée » de cette électricité est négocié sur le marché des certificats.

Le prix du certificat est égal à la différence entre le coût marginal de l'électricité verte et le prix de l'électricité conventionnelle. Ce système permet une allocation optimale des efforts (égalisation des coûts marginaux).

Figure 75 : Le système des quotas décentralisés avec marché de certificats verts

²⁷Cf Chari et Weber (1992)



L'Allemagne est devenue le leader mondial de l'énergie verte, avec un marché qui est passé de 0,8 millions de clients résidentiels en 2006 à 2,6 millions en 2009. Ces consommateurs ont acheté 7 TWh d'électricité verte en 2009 (6% de la consommation totale d'électricité du pays). En plus des consommateurs résidentiels, 150.000 entreprises et autres clients ont achetés plus de 10 TWh en 2009 (9,5% de la consommation totale d'électricité). Les autres grands marchés européens d'énergie verte sont l'Autriche, la Finlande, l'Italie, la Suède, la Suisse et le Royaume-Uni, bien que la part de marché de l'énergie verte dans ces pays soit inférieure à 5%.

Les 900.000 résidents de l'Australie et 34.000 entreprises ont collectivement acheté 1,8 TWh d'électricité verte en 2008.

Au Japon, le marché des certificats de l'énergie verte s'est élevé à 227 GWh en 2009 avec plus de 50 vendeurs. Le « Green Heat Certificate Program » a commencé en 2010 pour l'énergie solaire, et la biomasse l'a suivi en 2011.

En Afrique du Sud, au moins une entreprise propose aux clients particuliers de l'électricité verte basé sur la combustion de la bagasse dans les sucrières.

Certains gouvernements exigent que les fournisseurs/distributeurs d'électricité offrent des options d'énergie verte à leurs consommateurs. Aux États-Unis, où plus de 850 distributeurs proposent des programmes de tarification verte, les règlements dans plusieurs états exigent que les distributeurs et fournisseurs d'électricité offrent des produits d'énergie verte. Plus de 1,4 millions de consommateurs américains ont acheté 30 TWh d'électricité verte en 2009, contre 18 TWh en 2007.

Le « Green Power Partnership » de l'Agence américaine pour la protection de l'environnement (US Environmental Protection Agency) est passé à plus de 1300 partenaires commerciaux et institutionnels qui ont acheté plus de 19 TWh d'électricité à la fin de 2010. Le plus grand consommateur, Intel, a presque doublé ses achats en 2010, à 2,5 TWh. D'autres modèles innovants de programme d'achat d'énergie verte voient le jour aux États-Unis. Par exemple, certains distributeurs permettent aux clients d'acheter des actions dans un projet communautaire solaire et ensuite obtenir un crédit sur leur facture d'électricité équivalente à leur part du projet.

Le système européen des certificats verts EECS (European Energy Certificate System) compte 18 pays membres et permet, la diffusion, le transfert et l'échange de certificats d'énergie renouvelable (CER) volontaires. Il fournit également des "garanties de certificats d'origine" en combinaison avec les CER afin de permettre aux producteurs d'électricité renouvelable de confirmer l'origine. En 2009, 209 TWh de certificats ont été délivrés, soit plus du triple du niveau de 2006.

La Norvège, un producteur hydroélectrique majeur, a émis le 62% de tous les certificats dans le cadre du système EECS, qui était pour la quasi-totalité d'hydroélectricité. Dans d'autres pays européens, les étiquettes d'énergie verte tels que «GrünerStrom» et «Ok-Power» en Allemagne et «naturemade star» en Suisse ont été introduites pour renforcer la confiance des consommateurs.

Analyse SWOT

Table 45: Avantages / inconvénients du système des quotas décentralisés adossés à un marché de certificats verts

Avantages	Inconvénients
-----------	---------------



Allocation optimale des efforts; incite les producteurs les plus performants à développer leur production; système souple et évolutif	Coûts de transaction élevés
Incite à localiser la production dans les régions les mieux adaptées et permet un marché de certificats à l'échelle régionale	Marché parfois étroit, peu liquide avec forte volatilité des prix des certificats
Système peu coûteux pour le consommateur; le surcoût (S) est proportionnel à la consommation d'électricité (C) alors qu'avec les prix garantis le surcoût est forfaitaire $S = a.C$ avec certificats verts $S = pV$ (V quantité injectée indépendante de C) avec les prix garantis Système de certificats incitatif pour réduire la consommation d'électricité (C)	Marché concevable à l'échelle de l'UE mais nécessité de standardiser les certificats et d'améliorer la convergence des prix de gros de l'électricité conventionnelle
	Risque d'attribuer des certificats verts aux installations amorties (« effet d'aubaine » ou « windfall profits »); difficile à maîtriser en pratique

A terme la mise place d'un marché de certificats verts adossé à un système de quotas obligatoires pourrait devenir la norme. Le système des certificats verts peut être couplé avec celui des certificats de CO₂ (« noirs ») et celui des certificats « blancs » (économies d'énergie).

Cette approche qui place la confiance dans les mécanismes du marché pour réaliser l'allocation optimale des ressources a été choisie par l'UE. Elle permet par ailleurs des échanges commerciaux et investissements croisés des pays industrialisés vers les pays en développement.

Les politiques mises en place au niveau mondial

Les politiques visant à soutenir les investissements en énergie renouvelable ont continué à augmenter au cours de 2010 et au début de 2011. Seuls quelques pays ont des politiques de promotion des énergies renouvelables dans les années 1980 et 1990, mais de nombreux autres pays, états, provinces et villes ont commencé à adopter de telles politiques au cours de la période 1998-2005, et en particulier au cours de la période 2005-2011. Le nombre de pays avec un certain type d'objectif et / ou politiques de promotion des énergies renouvelables a plus que doublé au cours de cette dernière période, passant d'environ 55 au début 2005 à 118 au début 2011.

Etat d'avancement des pays membres de l'UE

Le tableau suivant donne un aperçu des instruments d'appui à l'électricité renouvelable qui sont en place dans les Etats membres de l'UE. Nous distinguons six catégories d'instruments d'appui:

1. Le système des prix garantis (feed-in tariff),
2. prime,
3. quota obligatoire,
4. Subventions d'investissement,
5. Exonérations fiscales, et
6. incitations fiscales.



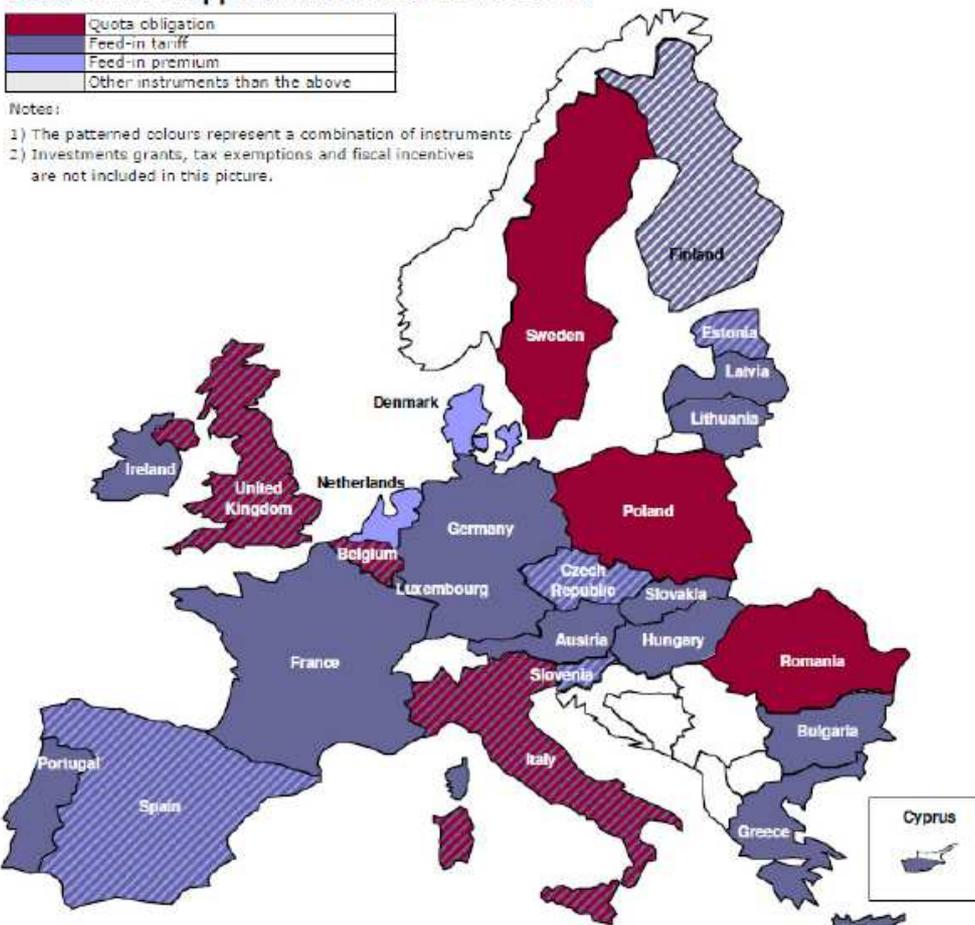
Tableau 46: Instruments d'incitation utilisés dans les pays membres de l'UE

	AT	BE	BG	CY	CZ	DE	DK	EE	ES	FI	FR	GR	HU	IE
FIT	X	X	X	X	X	X		X	X		X	X	X	X
Premium					X		X	X	X					
Quota obligation		X												
Investment grants		X		X	X					X		X	X	
Tax exemptions		X							X	X		X		
Fiscal incentives			X			X		X						

	IT	LT	LU	LV	MT	NL	PL	PT	RO	SE	SI	SK	UK
FIT	X	X	X	X	X			X			X	X	X
Premium						X					X		
Quota obligation	X						X		X	X			X
Investment grants		X	X	X	X								
Tax exemptions				X		X	X			X		X	X
Fiscal incentives					X	X	X				X		

Source : Ecofys pour la DG Energie de la Commission Européenne²⁸

Main RES-E support instruments in the EU-27



Source : Ecofys pour la DG Energie de la Commission Européenne

²⁸ European Commission DG Energy : "Financing Renewable Energy in the European Energy Market" (2011)



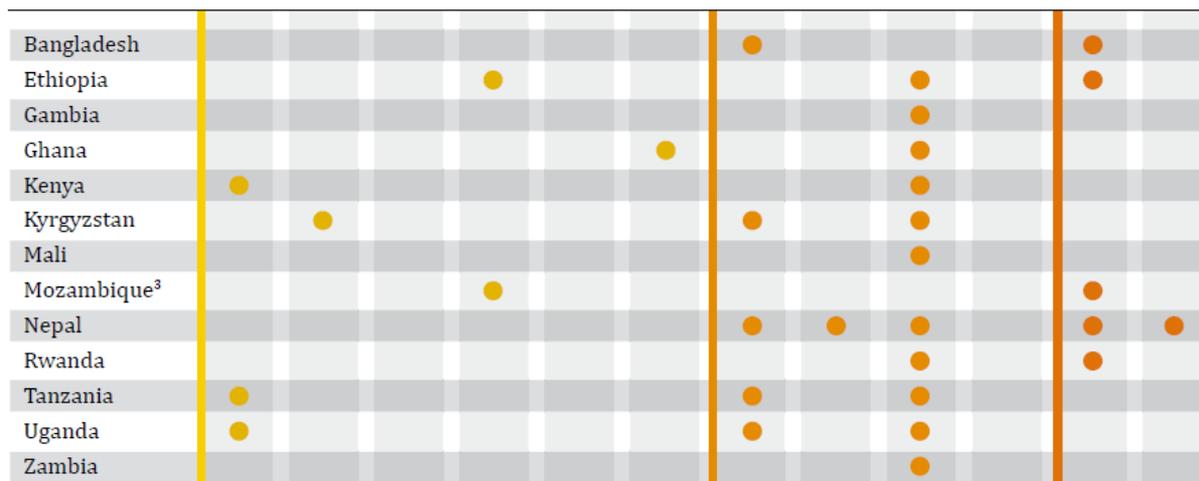
Résumé des progrès dans les pays en développement

Table 47: Instruments d'incitation utilisés dans les pays en développement

	REGULATORY POLICIES						FISCAL INCENTIVES				PUBLIC FINANCING	
	Feed-in tariff (incl. premium payment)	Electric utility quota obligation/RPS	Net metering	Biofuels obligation/mandate	Heat obligation/mandate	Tradable REC	Capital subsidy, grant, or rebate	Investment or production tax credits	Reductions in sales, energy, CO ₂ , VAT, or other taxes	Energy production payment	Public investment, loans, or grants	Public competitive bidding
■ LOWER-MIDDLE INCOME COUNTRIES												
Armenia	●											
Bolivia								●				
China	●	●		●	●		●		●	●	●	●
Ecuador	●											
Egypt							●	●		●	●	●
El Salvador								●	●	●	●	●
Guatemala			●					●	●		●	●
Honduras	●							●	●		●	●
India	●	●		●		●	●	●		●	●	●
Indonesia	●						●	●		●	●	●
Jordan			●					●				
Marshall Islands								●				
Moldova	●							●		●		
Mongolia	●											●
Morocco										●		
Nicaragua	●							●	●			
Pakistan			●				▲			●		
Palestinian Ter.*								●				
Philippines	●	●	●	●			●	●	●	●	●	●
Sri Lanka	●											
Thailand	●			●								
Tunisia							●	●		●		
Ukraine	●											
Vietnam							●	●	●			



LOW INCOME COUNTRIES



Source : Renewables 2011 Global Status Report (REN21)



Comparaison des incitations diverses dédiées au développement du secteur photovoltaïque

Tableau 48: Critères de Performance des incitations pour le PV

Performance criterion	Name / type of system	Attractiveness (feed-in-tariff + decrease)	Safety (guarantee period)	Specific energy yield + payback time of investments
Performance indicator	Mix of instruments (max. cap in MW _p)	€/kWh (%)	years	kWh/kW _p + years
Austria	Feed-in-tariff + investment subsidies + fiscal incentives (cap currently 15 MW _p)	60 €/ct/kWh (< 20 kW _p); 47 €/ct/kWh (> 20 kW _p); no decrease	13	700–900 13 years
France	Feed-in-tariff + investment subsidies + fiscal incentives (cap currently 50 MW _p)	14,17 €/ct/kWh (mainland France); 28,34 €/ct/kWh (overseas); no decrease	20	900–1.200 (mainland France) + 15–30 (together with different regional grants)
Germany (2005)	Feed-in-tariff (no cap anymore);	54,53 €/ct/kWh (< 30 kW _p); 51,87 €/ct/kWh (30–100 kW _p); 51,30 €/ct/kWh (> 100 kW _p); bonus of + 5 €/ct/kWh for BIPV; 43,42 €/ct for ground-based PV; decrease 5% p.a.	20	750–950 + 8–12 years
Greece	Feed-in-tariff (amendment due in 2005!) + investment subsidies; (no cap)	8,17 €/ct/kWh (for IPP); no decrease	10	1.300–1.500 + approx. 25–30 years for grid-connected systems
Italy	Feed-in-tariff incl. net metering & tendering system (launch in 2005!) + investment subsidies + fiscal incentives (cap currently 100 MW _p)	approx. 61 €/ct/kWh (< 20 kW _p); 50 €/ct/kWh (20–50 kW _p); competitive procedure (> 50 kW _p); decrease 2% p.a.	20	1.100–1.500
Japan	Subsidies + fiscal incentives + Quota obligation	–	–	–
Netherlands	Feed-in-tariff + net metering system + fiscal incentives (no cap)	30–40 €/ct/kWh (volatile)	10	700–800
Portugal	Feed-in-tariff + investment subsidies + fiscal incentives	52 €/ct/kWh (< 5 kW _p); 35 €/ct/kWh (> 5 kW _p); no decrease	valid for the first 21 GWh produced by each MW of installed capacity or for 15 years	n.k.
Slovenia	Feed-in-tariff + subsidy + soft loans	37 €/ct/kWh (< 36 kW _p); 6,5 €/ct/kWh (> 36 kW _p)	FIT too low, to complicated	1.000–1.100 12–15 years
Spain	Feed-in-tariff + investment subsidies (cap currently 400 MW _p)	41,44 €/ct/kWh (< 100 kW _p); 21,99 €/ct/kWh (> 100 kW _p); decrease after 25 years	infinite (maximum security for all investors)	1.000–1.500 +
Sweden	Quota obligation	–	–	–
UK	Subsidies + fiscal incentives + Quota obligation	–	–	–

Source : PV Policy Group – European Best practice report (2006)



Contrat d'achat d'électricité («PPA²⁹»)

Parmi les principaux outils à la disposition de l'organisme de réglementation et des pouvoirs publics, un contrat standardisé de type Contrat d'Achat d'Electricité ou en anglais Power Purchase Agreement (PPA) doit être disponible dans le pays pour faciliter la participation d'organismes privés. Les PPA sont utiles pour des projets liés au réseau national ainsi qu'aux mini réseaux.

Définition de l'approche théorique

Les Contrat d'achat d'électricité sont des contrats entre deux parties, celle qui génère de l'électricité à des fins de vente (le **vendeur**) et celle qui cherche à acheter de l'électricité (**l'acheteur**). Il existe différentes formes d'accords d'achat d'électricité; ceux-ci sont différenciés par la source d'énergie exploitée (solaire, éolienne, etc.) Le financement du projet est délimité dans le contrat, qui précise également les dates pertinentes du projet qui entrera en vigueur, quand le projet va commencer l'exploitation commerciale et une date d'échéance à laquelle le contrat peut être renouvelé ou abandonné. Toutes les ventes d'électricité sont mesurées pour fournir au vendeur et à l'acheteur l'information la plus précise en ce qui concerne la quantité d'électricité produite et achetée. Les tarifs d'électricité sont convenus dans le contrat entre les deux parties pour offrir une incitation économique à être un Contrat d'Achat d'Electricité.

En vertu d'un PPA, l'acheteur est souvent une entreprise de service public qui achète l'électricité produite par le vendeur. Dans certaines circonstances, une entreprise peut essayer de répondre aux normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable et serait considérée comme un acheteur au détail. Sous cette condition, l'acheteur au détail peut revendre l'électricité à une autre entité en vertu d'un nouveau PPA. Généralement, un PPA est établi entre le vendeur primaire et une entreprise de service public qui est réglementée pour acheter de l'électricité.

Le PPA est souvent considéré comme le document central dans le développement des actifs de production d'électricité indépendants (centrales électriques), et est un élément clé pour obtenir le financement du projet. Selon le modèle du PPA, le prestataire garantirait le financement du projet, l'entretien et la surveillance de la production d'énergie, ainsi que la vente de l'électricité à l'hôte à un prix contractuel pour la durée du contrat. La durée d'un PPA est généralement entre 5 et 25 ans. Dans certains contrats d'énergie renouvelable, la contrepartie a la possibilité d'acheter du matériel de production au prestataire à la fin du terme, peut renouveler le contrat avec des termes différents, ou peut demander que le matériel soit retiré. Un des principaux avantages du PPA est que, en définissant clairement le résultat des actifs de production (comme un système solaire électrique) et les sources de revenus associées, un PPA peut être utilisé par le prestataire pour obtenir du financement sans recours auprès d'une banque ou d'une autre contrepartie financière.

Exemples de mise en œuvre³⁰

Cinq nations innovantes en Asie ont été parmi les premières à développer des programmes incluant des Contrat d'Achat d'Electricité de petites centrales électriques (SPP, Small Power Purchase agreement en anglais) visant à promouvoir le développement des énergies renouvelables dans le pays (Thaïlande, Indonésie, Inde, Sri Lanka et Viet Nam). Ces contrats ont eu beaucoup de succès

²⁹ Nous utiliserons l'acronyme anglais Power Purchase Agreement PPA qui est le plus communément utilisé

³⁰ Cf. Ferrey S. : Small Power Purchase Agreement Application for Renewable Energy Development: Lessons from Five Asian Countries (2004)



dans certains de ces pays en promouvant pendant quelques années seulement une contribution substantielle de petits projets d'énergie renouvelables à l'approvisionnement énergétique national. Les éléments novateurs des programmes les plus réussis sont liés à la conception de PPA et pourraient être ainsi la base pour des programmes similaires dans d'autres pays. Chacun de ces programmes implique des PPA standardisés ou des tarifs standardisés, ou les deux à la fois, qui sont l'élément essentiel de la conception du programme. La plupart de ces pays ont fait avancer leurs programmes avec l'assistance technique et / ou financière des bailleurs de fonds et organismes internationaux, bien que le programme thaïlandais se soit déroulé sans une telle assistance.

Le programme **thaïlandais** fonctionne par tranches de sollicitation par l'opérateur public. Les projets éligibles reflètent les exigences de ceux du programme « PURPA » aux États-Unis, avec des restrictions de taille allant jusqu'à 60 MW, et dans certains cas, jusqu'à 90 MW. Les subventions de l'Etat sont prévues pour certains petits producteurs d'énergies renouvelables qui sont sélectionnés de façon concurrentielle. Comme le montre l'expérience des États-Unis, la majorité des projets sont des projets de cogénération au gaz naturel

Des PPA fermes³¹ et non fermes existent. Le contrat a été conçu pour être indexé, mais est plutôt ajusté périodiquement pour le risque de change pour les paiements de capacité et de l'énergie. Pour les projets d'énergie renouvelable intermittents, le facteur de capacité³² doit être supérieur à 0,5, sans réduction des paiements de capacité. La Thaïlande a été le premier pays à mettre en place des programmes de SPP et qui peut être pris comme exemple pour la mise en place et la réussite de programmes similaires. L'une des caractéristiques les plus remarquables est son programme de subvention pour SPP basés sur les énergies renouvelables.

Le gouvernement **indonésien** a commencé à développer un programme en 1993. Il a élaboré un PPA et des tarifs standardisés. Le programme SPP a été conçu pour fournir jusqu'à un tiers de la nouvelle production d'électricité nationale à partir de petites sources d'énergie renouvelables, organisées en quatre niveaux de priorité pour les projets d'une capacité allant jusqu'à 30 MW sur l'île principale, et la moitié de cette capacité sur des réseaux insulaires de moindre envergure. Puisque le cadre électrique indonésien comprend plusieurs systèmes de réseaux insulaires séparés et non reliés entre eux et des systèmes diesel isolés, ce type de programme a été nuancé pour faire face aux coûts évités et les besoins d'approvisionnement sur une base régionale.

Le PPA standardisé dans sa conception originale a envisagé une vente d'énergie ferme ou non ferme. Les mesures incitatives à la quantité d'électricité garantie étaient incorporées dans le tarif, avec une indexation des paiements de capacité/des paiements relatifs à la capacité pour le risque de change, sur la théorie que la plupart de la valeur ajoutée de la capacité de production serait la production étrangère (ce programme incluait la cogénération utilisant des combustibles fossiles comme une source d'énergie de priorité faible). Cela a permis de structurer d'une façon novatrice l'obligation de performance, puisque aucune des sanctions légales n'a été imposée pour les problèmes de défaillance de SPP, mais plutôt un facteur économique dissuasif important pour la SPP.

En **Inde**, chaque Etat prend ses propres décisions au sujet des contrats SPP. Deux états indiens représentatifs sont décrits ci-dessous.

³¹ Avec une indication de quand et combien de MW sont disponibles

³² Production totale/capacité installée/8760 h. Un facteur de capacité de >0,5 seulement pour la biomasse et mini-hydro



Dans l'état de l'**Andhra Pradesh**, pas de contrat formellement normalisé est en place, même si de facto un formulaire contractuel est utilisé par les services publics, en laissant à ces derniers une certaine latitude au cas par cas. Le tarif est indexé à 5 pour cent (5%) par an à partir d'une année de base. En outre, le gouvernement peut remettre à zéro le tarif à mi contrat après trois ans. Cela sape toute garantie à long terme. L'énergie wheeling est autorisé, mais sur le plan économique on la décourage en faisant payer de charge élevée. Aucune vente au détail à des tiers n'est autorisée.

Dans l'état de **Tamil Nadu**, une méthode analogue de PPA est employée. Un SPP est défini comme tout projet allant jusqu'à 25 MW. Beaucoup de projets éoliens ont été mis au point et connectés au réseau. La redistribution de l'énergie à une installation affiliée -pas à un tiers- est autorisée avec une redevance de 2 pour cent (2%). Aucune vente au détail pour des tiers n'est autorisée.

Le programme du **Sri Lanka** n'utilise pas des sollicitations simultanées pour des offres pour des SPP comme cela a été mis en œuvre en Indonésie et en Thaïlande. Les offres ad hoc sont reçues par le service public. Des PPA de quinze ans sont disponibles pour des projets allant jusqu'à 10 MW. Tous, sauf un des PPA qui ont abouti à ce jour, sont de petits projets hydroélectriques. Le PPA est standardisé, tout comme le tarif. Le développement des tarifs a été assisté par des consultants mis à disposition par la Banque mondiale. Le tarif est révisé annuellement sur la base d'une moyenne de carburant de trois ans, avec un plancher tarifaire de 90 pour cent (90%) du tarif d'origine sous projets d'énergie renouvelable.

Ces nations asiatiques offrent différentes formes de gouvernement et ont différentes sources prédominantes de combustibles dans leur base de production (hydraulique, charbon, gaz, pétrole). Certains des systèmes nationaux électriques ont un système de transmission intégré à haute tension, tandis que d'autres ont un système morcelé ou insulaire, mais il y a des similitudes majeures:

- tous ont besoin d'augmentation de la capacité de production d'énergie à long terme (bien que la Thaïlande ait un excédent actuel à court terme).
- tous ont un potentiel d'options d'énergie renouvelable à petite échelle.
- Chaque pays est approché par des promoteurs privés qui cherchent à développer des projets d'EnR SPP.
- Chaque système utilise délibérément ou de facto un PPA normalisé, même si ce n'est pas nécessairement un document neutre ou consensuel dans tous les cas.
- Bien que les concepts de coûts évités pour établir le tarif de SPP soient reconnus dans chaque nation, ils sont appliqués différemment dans les programmes de SPP de ces nations.



Tableau 49: Exemples de petits PPA

	Thailand	Indonesia	Sri Lanka
Capacity Limit	60 MW	Java/Bali: 30 MW, other: 15 MW	5 MW, but could be used for up to 10 MW
Power purchase agreement period	5-25 years	Non-firm: 2 yrs Firm: 3-20 yrs	~10-15 years
Tariff	Non-negotiable, avoided cost based: Energy+capacity or Energy only	Non-negotiable, avoided cost based: Energy+capacity	Non-negotiable, avoided energy cost
Payment	Time-of-day Reduction if CF target not met	Time of day Firm/non-firm Facility location HV/MV Facility type	Wet/dry season
Tariff adjustment	Annual according change in avoided cost		

Analyse SWOT

Tableau 50 : Avantages / inconvénients du PPA

Avantages	Inconvénients
Développeur de renouvelables (ou partenaire) pouvant bénéficier d'incitations fiscales, l'amortissement est accéléré	Certaines compagnies peuvent trouver que l'option PPA ne leur fournit pas un contrôle suffisant sur ou de certitude en ce qui concerne le fonctionnement et la gestion des ressources renouvelables
Un risque minime pour les pouvoirs publics: minimise les exigences en capital au niveau des centrales traditionnelles	De nombreux développeurs renouvelables ont de la difficulté à attirer les capitaux nécessaires pour réaliser leurs projets (en particulier les personnes physiques ou des PME impliquées dans les projets de petits mini-réseaux).
Aucun fonds initial de départ n'est nécessaire	
Développeur renouvelables prévoit O & M	
Connaissance des prix de long terme de l'électricité pour une partie de la charge sur site	

Acheter des énergies renouvelables par le biais d'un PPA minimise également les risques de développement et de construction pour les services. Cela peut être particulièrement attrayant pour les services publics qui ont cédé leur parc de production en réponse aux mandats de restructuration, et dont beaucoup n'ont pas l'expérience directe avec le développement des énergies renouvelables et voient cette fonction comme extérieure à leur activité principale de distribution d'énergie

En conséquence, les efforts et la diligence à l'égard des PPA d'énergie renouvelable apportent une expérience précieuse pour les services publics traditionnels en matière de développement



renouvelable, en particulier si le personnel des services publics travaille en étroite collaboration avec les développeurs d'énergies renouvelables dans le développement de l'AAE et les protocoles de fonctionnement/ d'intervention pour l'installation.

L'option AAE laisse également le risque de la technologie au promoteur d'énergie renouvelable. Compte tenu de la rapidité des changements technologiques dans le secteur des énergies renouvelables, les services publics et leurs commissions d'État peuvent être réticents à prendre des risques - réels ou perçus - liés à la technologie.

Acheter des énergies renouvelables à travers un PPA minimise également le risque de construction et de développement de la centrale. Cela peut être particulièrement attrayant pour des compagnies d'électricité publiques qui ont cédé leur parc de production en réponse aux mandats de restructuration, dont la plupart n'ont pas d'expérience directe avec le développement des énergies renouvelables et considère que cette fonction est en dehors de leur principal métier qu'est la fourniture de l'énergie.

En conséquence, la poursuite et la diligence des PPA en énergies renouvelables peut apporter une expérience précieuse pour les compagnies traditionnelles de développement des énergies renouvelables, en particulier si le personnel des compagnies travaille en étroite collaboration avec les développeurs d'énergie renouvelable dans l'élaboration du PPA et opérationnalise / met à disposition des protocoles pour l'établissement.

L'option PPA laisse aussi le risque technologique au promoteur de l'énergie renouvelable. Compte tenu de la rapidité des changements technologiques dans le secteur des énergies renouvelables, les compagnies et leurs commissions d'état peuvent être réticents à prendre des risques technologiques, réels ou perçus.

Concessions sur mini-réseau

Définition de l'approche théorique

Les **mini-réseaux** constituent des systèmes de production/distribution autonomes situés dans de petites localités et desservent généralement des dizaines ou des centaines d'utilisateurs. Un mini-réseau représente une solution attractive dès lors que les habitants sont suffisamment concentrés pour être connectés entre eux autour d'une mini-centrale, mais sont trop éloignés du réseau interconnecté ou trop peu nombreux pour qu'une extension du réseau soit réalisée et économiquement justifiée. C'est typiquement le cas de beaucoup de localités isolées dans les pays africains.

Les subventions sont déboursées selon différentes approches et cela peut se traduire par la prise en charge de la construction, un rapport à la capacité installée ou au nombre de nouveaux clients connectés. Dans de nombreux cas, il s'agit d'une association de ces options, mais la plupart des subventions octroyées visent à renforcer l'accès des populations au réseau (et mini-réseaux). En termes de business modèle, les partenariats public-privé sous forme de contrats de concession sont les plus répandus. Sous un contrat de concession, le prestataire de services dispose de droits exclusifs pour produire, distribuer et vendre l'électricité dans sa zone de concession.

Le concept de « **concession** » a d'abord été développé en France. Comme pour l'affermage, le cadre légal de la concession est exposé dans la loi et le contrat reprend les dispositions spécifiques au projet. Dans la loi, l'accent est placé sur la nature publique de ce contrat (parce que l'opérateur a une relation directe avec le consommateur) et des garde-fous sont inscrits dans la loi pour protéger le consommateur. Des cadres légaux semblables ont été incorporés dans le droit civil de nombreux



autres pays. La structure légale comparable la plus proche est le « BOT » - Build-Operate-Transfer (Construction -Exploitation -Transfert).

La « **Concession** » et les contrats « **BOT** » sont relativement proches : la principale différence entre les deux est que les charges d'investissement, d'exploitation et de maintenance, le risque commercial et la propriété des actifs pendant la durée du contrat sont entièrement assumées par le concessionnaire privé dans le cas de la concession, alors qu'ils peuvent être partagé entre public et privé dans le cadre d'une société d'économie mixte pour le BOT. Tous deux ont été conçus pour attirer l'investissement privé dans la phase de construction de nouvelles infrastructures. La concession ou le BOT autorisent le secteur privé à construire une infrastructure nouvelle conformément aux normes établies par l'Etat et à disposer de l'exclusivité de son exploitation sur le territoire concédé et pour une période suffisamment longue (généralement de dix à vingt ans) pour être remboursé de l'investissement initial (retour sur investissement) et réaliser un profit. L'Etat ne devient propriétaire des infrastructures qu'au terme du contrat et peut alors les mettre en affermage par exemple auprès d'un opérateur privé.

Le contrat de concession se distingue des autres contrats, notamment les marchés de travaux ou de services publics par :

- la prise en charge totale ou partielle de l'investissement par le concessionnaire dans le cadre d'un contrat de longue durée, (la durée étant supérieure au délai de retour sur investissement prévu) ;
- le transfert du concédant au concessionnaire d'obligations de services publics correspondant à une responsabilité publique et le partage des divers risques entre les deux parties.

La concession se définit par une multiplicité de critères. Le droit national doit par conséquent offrir un cadre juridique spécifique aux concessions, différent de celui des marchés publics et comportant des règles d'attribution et d'exécution propres à ces contrats.

Exemples de mise en œuvre

Dans la plupart des pays africains, des communautés locales n'ont pas (encore) les capacités techniques et organisationnelles suffisantes pour gérer directement leur programme d'électrification rurale : Pour cela, le mode d'exécution de service public le plus commun est la délégation de service public. C'est aussi le meilleur système pour impliquer financièrement le secteur privé dans la phase d'investissement.

Mis en place de concessions sur mini-réseaux à Madagascar

A Madagascar, les mini-réseaux sont exploités par des organismes privés conformément au contrat de concession ou d'autorisation dont ils disposent, selon la taille de la centrale de production, la technologie utilisée et l'importance du réseau de distribution.

Table 51 : Differences between concession and authorization

Concession	Autorisation
Production : >Thermique : > 500 kw	Production : >Thermique : < = 500 kw



> Hydro : > 150 kW	> Hydro : < = 150 kW
Distribution : Pointe supérieure à 500 kW	Distribution : Pointe inférieur ou égale à 500 kW

L'attribution des concessions et autorisations repose sur un processus d'appel d'offre. Cependant, les autorisations peuvent être délivrées suite à une candidature spontanée.

Suite à la validation technique de l'ADER (Agence pour le Développement de l'Electrification Rurale), le tarif est négocié entre le concessionnaire et les autorités locales, puis soumis pour contrôle et validation au régulateur (ORE).

Le modèle RESCO au Mali

KorayeKurumba et Yeelen Kura sont deux Sociétés de Services énergétiques Rurales (RESCOs) créées en 1999 et 2001 dans deux zones rurales du Mali (Kayes et Koutiala). Les sociétés ont été créées par EDF, en partenariat avec la société hollandaise NUON, le français TOTAL et avec l'assistance de l'Agence française de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME). La fourniture d'électricité bon marché, à travers les kits solaires domestiques ou les mini-réseaux villageois en basse tension alimentés par groupes diesel, a indéniablement impacté positivement le développement par l'amélioration du niveau de vie, l'émergence d'activités génératrices de revenu et l'amélioration de la qualité de services médicaux et de l'éducation. Soutenu par un nouveau cadre institutionnel et des bailleurs de fonds internationaux, le modèle - conçu pour assurer la rentabilité, la pérennité, la replicabilité et l'appropriation locale – est amené à s'étendre plus largement.

Sénégal : le concept de neutralité technologique

Au Sénégal, un concept de neutralité technologique est appliqué. Pour chaque concession, il est d'abord établi un Plan Local d'Électrification définissant les technologies d'électrification appropriées, les investissements requis et le marché potentiel. De fait, l'optimisation technico-économique favorise l'utilisation de Systèmes Décentralisés d'Énergies Renouvelables. Ainsi de 2000 à 2007, pour le solaire uniquement, la puissance installée au Sénégal est passée de 850kWc à près de 2 000 kWc.

Le système d'attribution des concessions repose sur une sélection ou un appel d'offres. Pour le choix du candidat opérateur de la concession, le critère déterminant et le nombre d'utilisateurs à desservir avec une subvention à l'investissement sont fixés par l'ASER (Agence Sénégalaise de l'Electrification Rurale) dans le dossier d'appel d'offres. Le candidat qui propose le plus grand nombre d'utilisateurs desservis avec le niveau de subvention octroyé est le gagnant. Pour augmenter les chances de succès, le choix de la technologie la plus adaptée au contexte, et l'effort de dimensionnement sont primordiaux.

Le contrat de concession est obtenu pour une durée de 25 ans. Le concessionnaire procède à la réalisation des travaux d'électrification, l'entretien et le renouvellement des installations figurant dans son périmètre pendant toute la durée de son contrat. Avec ce mécanisme, l'intégration du secteur privé local dans le montage de la société de projet qui devra exploiter la concession est fondamentale.



Un modèle d'électrification en Afrique du Sud répliquable

Le Livre blanc de la politique énergétique sud-africain de 1998 a préconisé l'intégration des réseaux et des technologies hors-réseau dans un Programme d'Électrification nationale unique. Le Gouvernement sud-africain a encouragé la participation du secteur privé dans la fourniture de service énergétique en milieu rural. L'approche choisie, comme dans un certain nombre d'autres pays, est l'attribution de concessions géographiques pour fournir l'approvisionnement en électricité décentralisée (principalement des systèmes solaires domestiques) dans des zones reculées, et éloignées du réseau.

Le travail effectué a été particulièrement orienté sur le potentiel des communautés isolées à bénéficier de l'apparition de technologies renouvelables sur les mini-réseaux. L'intérêt de cette forme particulière d'électrification rurale vient du profil démographique de beaucoup de pays subsahariens, qui ont une forte proportion de communautés isolées. Le développement d'une solution économiquement optimisée, pour des communautés isolées est alors un objectif stimulant. Avec des prix de carburant en hausse et le succès mitigé d'un certain nombre de systèmes diesel isolés partout dans la région, l'intérêt pour le recours aux énergies renouvelables dans des contextes décentralisés est grandissant.

Dès 2003, le Partenariat Mondial pour l'Électricité Durable (e7) a lancé un projet de démonstration en Afrique du Sud visant des systèmes mini-réseaux hybrides, avec un accent mis sur l'éolien et l'énergie solaire. Ce projet vise à s'intégrer au sein du MDP (Mécanisme de Développement Propres), et recherche la replicabilité, la pérennité financière et la mise en œuvre pratique des principes associés à la pérennité économique. Après l'identification de sites pertinents, les études de pré-faisabilité ont rapporté des conclusions positives, menant à la décision de poursuivre avec l'étape de faisabilité. Cependant, en raison de l'accélération rapide de l'extension du réseau en Afrique du Sud, les sites initialement choisis pour l'étude de faisabilité n'étaient plus éligibles pour la mise en œuvre de systèmes décentralisés. Le projet a alors été abandonné, l'opérateur s'estimant dans l'impossibilité de trouver d'autres sites pertinents qui ne soient pas déjà programmés dans la planification d'extension du réseau à un horizon de cinq ans. En effet, lors des discussions avec le gouvernement, il est devenu évident qu'investir pour fournir des communautés rurales avec des solutions d'énergies renouvelables décentralisées allait entrer en conflit avec la politique d'extension du réseau en Afrique du Sud.

Parmi les principaux enseignements de cette expérience sud-africaine, nous notons toute l'importance d'une bonne coordination avec le gouvernement et des autorités en charge de l'électrification, afin d'éviter tout risque de conflit entre le développement des mini-réseaux décentralisés et l'extension du réseau principal dans le pays. L'absence de coordination résulterait en un gaspillage de ressources financières en apportant des systèmes décentralisés là où le réseau doit être étendu à court terme. Néanmoins, les informations et les leçons tirées de cette étude peuvent énormément profiter aux projets d'électrification similaires dans d'autres pays d'Afrique Subsaharienne.

SWOT analysis

La société privée est responsable de l'infrastructure et de la gestion courante. Les règles et conditions de tarification sont spécifiées dans le contrat de concession.



Tableau 52 : Avantages et inconvénients des concessions sur mini-réseaux

Avantages	Inconvénients
Contribution substantielle des capitaux privés dans le financement des infrastructures	Implique la mise en place d'un cadre réglementaire spécifique
Confère les responsabilités au secteur privé dans le développement des infrastructures et la gestion courante : meilleurs opportunités en termes d'innovation	Complexité du contrat qui doit allier les notions de prévision et de flexibilité
La propriété des infrastructures revient au domaine public (à l'échéance de la concession)	Processus d'acquisition des équipements n'est pas forcément le plus compétitif

Net-metering ou production distribuée

Définition de l'approche théorique

Le net-metering ou production distribuée est un dispositif d'alimentation qui permet un flux/échange bidirectionnel d'électricité entre le réseau de distribution d'électricité et les clients qui ont leur système de production propre. Le client ne paie que pour la production nette d'électricité livrée par le service (la consommation totale moins l'autoproduction). Une variation qui emploie deux mesures avec des tarifs différents pour l'achat d'électricité ou d'exportation excédentaire d'électricité hors site est appelé « net billing » ("facturation nette").

Exemples de mise en œuvre

Le net-metering ou production distribuée est une politique importante pour le toit solaire PV (ainsi que d'autres énergies renouvelables) qui permet que l'électricité auto-généré compense les achats d'électricité. Des lois sur la production distribuée existent maintenant dans au moins 14 pays dont l'Italie, le Japon, la Jordanie, et le Mexique, et presque tous les États américains. Et enfin, les nouvelles formes de régulation des services d'électricité et de la planification qui émergent ciblent l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques à des taux de pénétration croissants.



15 Annexe III: Coûts des externalités négatives des centrales conventionnelles

En 2004, les coûts externes moyens de production d'électricité dans l'UE-25 se situaient entre 1,8–6,0 c€/kWh. La production d'électricité cause des dommages considérables sur l'environnement et sur la santé humaine, qui peuvent varier énormément selon la manière et le lieu de production de l'électricité. Les dommages causés ne sont pour la plupart pas intégrés au système de prix actuel et représentent donc un coût externe. Les coûts externes en matière d'électricité sont ceux qui ne sont pas reflétés dans son prix mais que la société dans son ensemble doit supporter.

Les coûts externes sont la somme des trois composantes associées à la production d'électricité :

- I. Coûts des dommages causés par le changement climatique associés avec les émissions de CO₂
- II. Coûts des dommages associés à d'autres polluants de l'atmosphère (NO_x, SO₂, NMVOCs, PM₁₀, NH₃), et leurs impacts sur la santé, les cultures, etc.
- III. Et d'autres coûts sociaux non-environnementaux pour les technologies de production d'électricité non-fossile.

Des facteurs de coûts de dommages marginaux dans le cas du CO₂ ne sont pas spécifiques à un pays (tous les pays partagent les mêmes facteurs marginaux pour le CO₂, « one for low », 19 Euro/tonne et un pour 80 Euros/tonne).

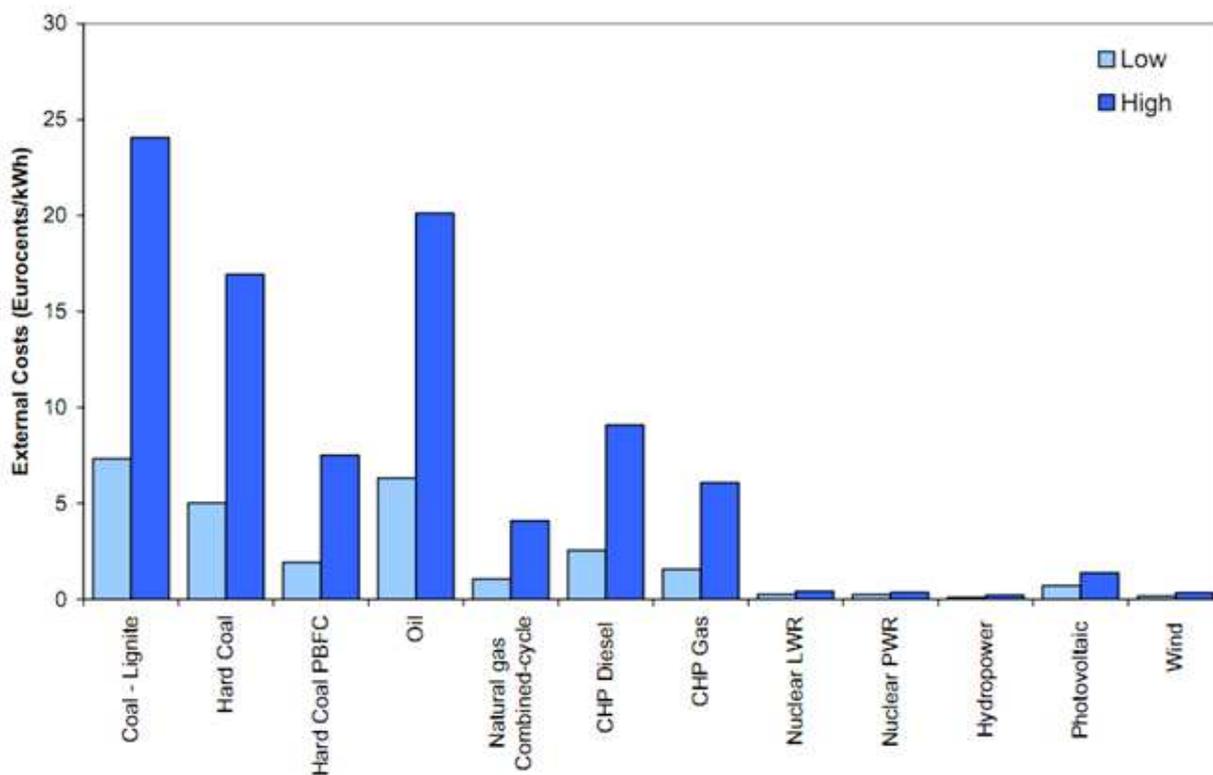


Figure 76 : Coûts externes UE-25 moyens estimés pour les technologies de production d'électricité

Ces coûts externes ne sont pas inclus dans les prix des marchés conventionnels pour l'électricité, ce qui cause des pertes de temps en termes de décisions dans la répartition des ressources. En incluant les coûts externes dans les prix du marché, de tels manques d'efficacité peuvent être corrigés.



En allant dans le sens de la PERC, les coûts marginaux suivants sont pris en compte

- Charbon: 0,10 €/kWh
- Pétrole : 0,15 €/kWh
- Gaz naturel CC et TAG : 0,04 €/kWh
- Hydro: aucun
- Éolien: aucun
- PV: 0,015 €/kWh

Et pour l'EEEOA avec une co-combustion de 3% EnR, 5% charbon, 55% gaz, 37% hydro le coût résultant peut être évalué à = 0,0275 €/kWh

En considérant les coûts externes, le scénario du CEREEC CGA est équivalent au CGA Nigéria et Côte d'Ivoire-Ghana-Togo-Bénin

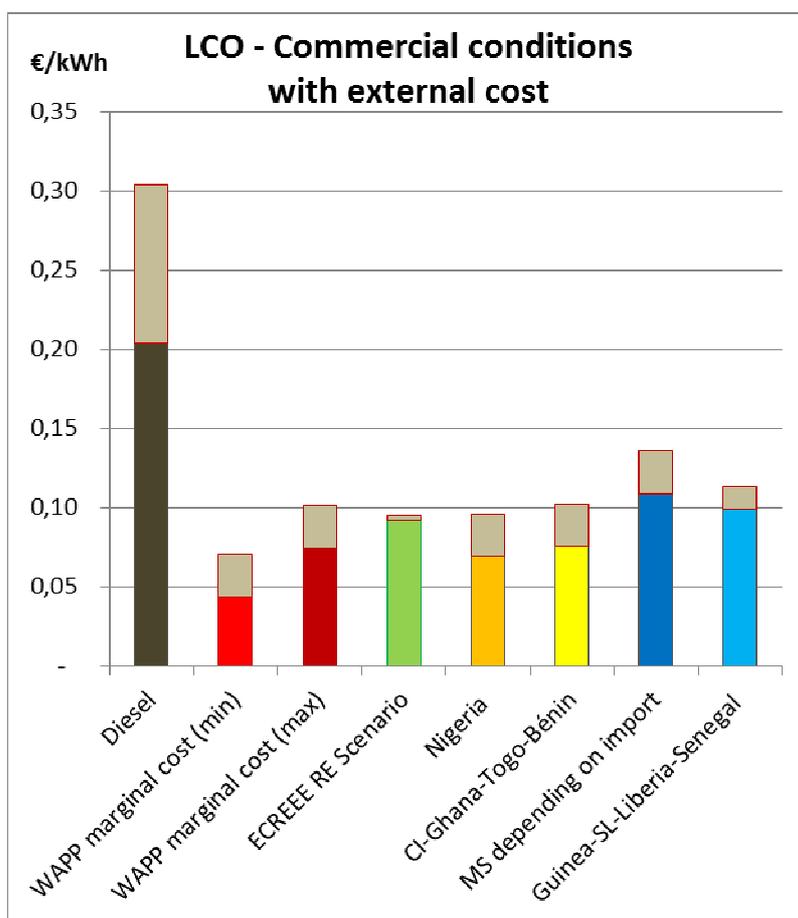


Figure 77: CGA pour différentes catégories d'ÉM (conditions commerciales incluant les coûts externes)



16 Bibliographie

GENERAL BIBLIOGRAPHY/BIBLIOGRAPHIE GENERALE			
Author/ Auteur	Title / Titre	Year/ Année	Editor/Editeur
Briceño-Garmendia, Cecilia Karlis Smits, and Vivien Foster	Financing Public Infrastructure in Sub-Saharan Africa: Patterns, Issues, and Options." Background Paper 15, Africa Infrastructure Country Diagnostic	2008	The World Bank
Briceño-Garmendia, Cecilia, Karlis Smits, and Vivien Foster.	Financing Public Infrastructure in Sub-Saharan Africa: Patterns and Emerging Issues. II AICD Background Paper 15, Africa Region	2009	World Bank, Washington, DC.
CLUB-ER	Financing Rural Electrification Programmes in Africa	2010	www.club-er.org
EPIA	Solar Photovoltaics competing in the Energy Sector: on the road to competitiveness	2011	EPIA European Photovoltaic Industry Association
FAO	Global Forest Resources Assessment	2005	FAO
REN21	Renewables 2011 - Global Status Report	2011	www.ren21.net
UNEP	Financing Renewable Energy in Sub-Saharan Africa	2012	UNEP
UNEP/Bloomberg	GLOBAL TRENDS IN RENEWABLE ENERGY INVESTMENT 2011	2011	UNEP/ Bloomberg New Energy Finance/ Frankfurt School
UNEP/ Risø	Wind Energy Part III - The Economic of Wind Power		Risø DTU National Laboratory
World Bank	World Bank Private Participation in Infrastructure (PPI) Project Database		http://ppi.worldbank.org/
Glemarec, Y. & Shepherd, A. UNDP	GET FIT Plus De-Risking Clean Energy Business Models, in a Developing Country Context	2011	UNDP

ECOWAS regional and national documents / Documents régionaux et nationaux concernant la CEDEAO			
Country / Pays	Title / Titre	Year/ Année	Source
Regional			
ECOWAS/ CEDEAO	Rapport diagnostic sur le cadre réglementaire et institutionnel du secteur électrique / CEDEAO partie a - avant-propos partie b - synthèse des disparités réglementaires entre les états membres de la Cedeao partie c - le cadre institutionnel régional existant partie d - analyse de l'existant au niveau national	2006	ECOWAS AfD / ICEA / Cabinet Serres et associates
GIZ	Renewable Energies in West Africa, Regional Report on Potentials and Markets – 17 Country Analyses	2010	GIZ - Energy-policy Framework Papers



<i>BAD</i>	Développement des Capacités et Potentiel d'investissement dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en Afrique de l'Ouest	2006	BAD Programme FINESSE (Financing Energy Services for Small-scale Energy users)
<i>WAPP/EEEOA</i>	Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO Rapport Final Provisoire Tome 1	2011	Tractabel Engeneering/GDF Suez
<i>WAPP/EEEOA</i>	Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO Rapport Final Provisoire Tome 2	2011	Tractabel Engeneering/GDF Suez
<i>WAPP/EEEOA</i>	Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO Rapport Final Tome 3	2011	Tractabel Engeneering/GDF Suez
<i>WAPP/EEEOA</i>	Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO Rapport Final Tome 4 :	2012	Tractabel Engeneering/GDF Suez
<i>WAPP/EEEOA</i>	Technology Options in West Africa's Electricity Generation Expansion Planning for 2003 to 2013	2003	ECOWAS
<i>UNIDO</i>	Sustainable Bioenergy Development in UEMOA Member Countries	2008	UNIDO
<i>UPDEA</i>	Etude Comparative des tarifs d'Elec pratiqués en Afrique	2009	UPDEA
<i>IRED</i>	INITIATIVE REGIONALE POUR L'ENERGIE DURABLE (IRED) pays UEMOA		UEMOA
RECP	Africa-EU Renewable Energy Cooperation Programme (RECP)		EUEI PDF
RECP/AfD	Component C Capacity development for project preparation and mobilization of financing of the Africa-EU Renewable Energy Cooperation Programme (RECP)	2010	AFD
GEF	GEF Strategic Programme West Africa (SPWA) Energy Component	2010	GEF UN
UEMOA	Etude pour la mise en œuvre de l'initiative régionale pour l'énergie durable (IRED) et de la Cellule Régionale de Coordination (CRC)	2010	UEMOA - EdF
AfDB	Strategic Study of the Deployment of Wind Energy in Africa	2004	AfDB
UEMOA	Etude pour l'élaboration d'une stratégie de résolution durable de la crise de l'énergie électrique dans les Etats membres UEMOA (volume 1)	2008	UEMOA
UNDP	General energy access in the ECOWAS region	2011	UNPD for ECOWAS
Benin			
	Plan Stratégique du développement du secteur de l'énergie au Benin	2009	Direction Générale Energie



	(RAPPORT)		
	Plan Stratégique du développement du secteur de l'énergie au Benin (ANNEXES)	2009	Direction Générale Energie
	Document de politique et de stratégie de développement du secteur de l'énergie électrique au Benin	2008	Groupe de réflexion sur la vision du secteur de l'énergie électrique
	Stratégie de croissance pour la réduction de la pauvreté (SCRP)	2007	
	Politique et Stratégie énergétique du Benin	2003	DIRECTION DE L'ENERGIE
	Programme d'actions pour l'électrification des localités rurales du Benin	2005	Min Mines Energie Eau
	Projet Développer le Benin à partir de Sources d'Energies Renouvelables	2010	UNDP
	Loi Code Electricité en Rép du Benin		Min Mines Energie Eau, Dir Nationale Energie
	Loi Code Electricité signé (Loi N°2006 - 16 Mars 2007)	2007	Présidence de la République
	Arrêté Année 2004 N°28 portant attributions, organisation et fonctionnement de la Direction Générale de l'Energie	2004	LE MINISTRE DES MINES, DE L'ENERGIE ET DE L'HYDRAULIQUE
	SIE - Benin, Rapport 2006	2006	DGE
	Politique d'électrification rurale	2004?	DGE
	Mécanisme de financement de l'Electrification de localités rurales	2005	Ministère de Mines énergie et hydraulique
	Document de politique Nationale de Maîtrise d'Energie (PONAME)	2011 (?)	ABERME
	Systèmes énergétiques (Vulnérabilité Adaptation Résilience)	2009	Helio International
Burkina Faso			
	Renewable Energy in West Africa: BF	2010	GTZ
	Cadre Stratégique de lutte contre la pauvreté 2004-2006	2004	Min Economie et du Développement
	Décret 2003-089 portant création, attribution et fonctionnement du FDE	2003	Présidence
	ARRETE N°07 -/MCE/SG/DGE portant Attributions, Organisation et Fonctionnement de la Direction Générale de l'Energie (DGE)	2007	MINISTERE DES MINES, DES CARRIERES ET DE L'ENERGIE
	Arrêté conjoint n°06 -056 MCPEA/MCE portant création, attribution et fonctionnement de l'Autorité Nationale Désignée du Mécanismes pour un Développement Propre.	2006	MINISTERE de l'Environnement et du cadre de vie
	Arrêté conjoint n°07 -008 portant définition des critères de sélection et d'éligibilité des projets d'électrification rurale décentralisée au financement du Fonds de Développement de l'électrification	2007	MINISTERE DES MINES, DES CARRIERES ET DE L'ENERGIE



	Décret 2010-272 MEF portant sur la création du Fonds de Développement de l'Electrification en un établissement publique de l'Etat à caractère administratif	2010	Président du Conseil de Ministres
	Décret 2008-369 MCPEA portant création, attribution et fonctionnement de l'Autorité de régulation du sous-secteur de l'Electricité	2008	Président du Conseil de Ministres
Cape Verde			
	Electricity Generation Data	2010	
	PROJECTO DE DECRETO-LEI Nº1/2010- PROMOÇÃO E INCENTIVO À PRODUÇÃO E USO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS - Cabo Verde 50% Renovável 2020	2010	Ministere Turisme Industrie et Energie
	AS ENERGIAS RENOVÁVEIS EM CABO VERDE: UMA ESPERANÇA!	2011	Ministere Turisme Industrie et Energie
		2010	Louis Teixeira
Côte d'Ivoire			
	Lettre Politique de développement du Secteur de l'Electricité 2009	2009	Direction de l'énergie
	Lettre Politique de développement du Secteur de l'Electricité 2008	2008	Direction de l'énergie
	Politique énergétique de l' Côte d'Ivoire 2005-2020	2006	Direction de l'énergie
	Loi n°85- 583 du 29 juillet 1985 - ENERGIE ELECTRIQUE: PRODUCTION-TRANSPORT-DISTRIBUTION	1985	Direction de l'énergie
	100 MW d'électricité à base des énergies renouvelables	2011	NOVIS
	Renewable Energy in West Africa: Côte d'Ivoire	2010	GTZ
The Gambia			
	Electricity consumption by category (Incl. Industry)	2007	
	Electricity Tariffs 1995-2008	2008	
	ELECTRICITY BILL	2005	Republic of Gambia
	Energy Policy part 1	2005	Republic of Gambia
	Energy Policy: Policies and strategies	2005	Republic of Gambia
	HOUSEHOLD ENERGY STRATEGY FOR THE GAMBIA (HES) Executive Summary	2005	Development Management Consultants International (DMCI)
	HOUSEHOLD ENERGY STRATEGY FOR THE GAMBIA (HES) Main Report	2005	
	HOUSEHOLD ENERGY STRATEGY FOR THE GAMBIA (HES) Annex 1	2005	
	HOUSEHOLD ENERGY STRATEGY FOR THE GAMBIA (HES) Annex 2	2005	
	Renewable Energy Study: Draft RE Master Plan Module I	2005	Lahmeyer International GmbH
	Renewable Energy Study: Draft RE Master Plan Module II	2006	Lahmeyer International GmbH



	Renewable Energy Study for The Gambia: Institutional Study Report	2005	Lahmeyer International GmbH
	Renewable Energy Study for The Gambia: Inception Report	2005	Lahmeyer International GmbH
	Renewable Energy Study for The Gambia: Social and Gender Report	2006	Lahmeyer International GmbH
	Renewable Energy Study for The Gambia: Social and Environmental Report	2005	Lahmeyer International GmbH
	Renewable Energy Study for The Gambia: Microcredit Report	2006	Lahmeyer International GmbH
	Renewable Energy Study for The Gambia: Feasibility study	2006	Lahmeyer International GmbH
	Renewable Energy Study for The Gambia: Feasibility study	2006	Lahmeyer International GmbH
Ghana			
	RENEWABLE ENERGY BILL 2011-06	2011	Ministry of Energy
	GROWTH AND POVERTY REDUCTION STRATEGY (GPRS II) 2006-2009	2005	National Development Planning Commission
	Full Budget Speech for 2011 Financial Year	2010	
	Implementation of RE Technologies - Opportunities and Barriers	2002	UNEP & Riso National Laboratory Denmark
	Ghanaian country study: Part B – Energy and Policy	2006	Developing Renewables
	PPT: The Ghana Experience in Funding Rural/Renewable Energy Through Levies on Fossil Fuels and Electricity	2005	WISDOM AHIATAKU-TOGOBO, Director RE Ministry of Energy
	Ghana Industrial Policy	2008 (?)	Republic of Ghana
	National Science, Technology and Innovation Policy	2009	Min of Environment, science and technology
	National Woodfuel Policy	2011	Min of Energy
	National Woodfuel Policy	2011	Min of Energy
	Ghana Living Standards Survey	2008	Ghana Statistical Services
	Electricity Rates setting guidelines	1999	PUBLIC UTILITIES REGULATORY COMMISSION
	African Green Business Market Assessment	2010	UNEP Ecobank / Frankfurt school of Management
Guinée			
	Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE)		Ideaconsult
	Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE)		Ideaconsult
	Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE)		Ideaconsult
	Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE)		Ideaconsult
	Étude tarifaire pour le secteur de l'électricité de Guinée	2008	Ideaconsult
	Étude tarifaire pour le secteur de	2008	Ideaconsult



	l'électricité de Guinée		
	Etude tarifaire pour le secteur de l'électricité de Guinée	2008	Ideaconsult
	Etude du Plan directeur d'Electrification et du projet d'électrification rurale	2006	Rép du Guinée / DECON et Systems- Europe
	Guinée Fiche Pays CLUB ER	2011	www.club-er.org
Guinea Bissau			
	Renewable Energy in West Africa: Guinea	2010	GTZ
	1er Rapport OMD en Guinea Bissau	2004	UN
	Note sur la Situation Socio-Economique de la GB	2006	UNDP
	Rapport sur le Dev Humain en GB	2006	UNDP
Liberia			
	National Energy Policy: An Agenda for action and economic and social development	2009	Ministry of lands, mines and energy
	Renewable energy and energy efficiency policy action plan	2007	Ministry of lands, mines and energy
	Resettlement Policy Framework for Energy Programme	2010	WB
	Population and Housing Census	2008	Liberia Insitute of Statistics
	Liberia Fact at Glance		CIDA
Mali			
	Politique énergétique du Mali	2005	MINISTERE DES MINES DE L'ENERGIE ET DE L'EAU (MMEA)
	Programme pour la Valorisation à Grand Echelle des Energies Renouvelables au Mali (SREP)	2011	Note Conceptuelle
	SREP MALI - INVESTMENT PLAN - VOL I Scaling Up Renewable Energy	2011	Min of Energy and Water / National Directorate of Energy
	SREP MALI - INVESTMENT PLAN - VOL II Scaling Up Renewable Energy Appendixes	2011	Min of Energy and Water / National Directorate of Energy
	Programme pour la Valorisation à Grand Echelle des Energies Renouvelables au Mali (SREP)	2011	Présentation à la rencontre du CLUB ER www.club-er.org
	Renewable Energy in West Africa: Mali	2010	GTZ
	Système Information Energétique (SIE) Mali	2007	DNE Direction Nationale de l'Energie MMEA
	Energie et Ecodéveloppement en Mali	2005/2006	Observatoire de la viabilité énergétique, Direction Nationale de l'Energie
	Etablissement d'un cadre de dialogue pour la promotion du partenariat public-privé dans le secteur de l'énergie au Mali	2006	EUEI PDF / MMEA
	Textes Législatives Energie	n/a	Présidence de la République
Niger			



	Renewable Energy in West Africa: Niger	2010	GTZ
	Code d'électricité LOI N°2003 - 004	2003	Rép. du Niger
	Déclaration de politique énergétique	2004	Ministère énergie
	Stratégie Nationale et plan d'action sur les EnR	2003	PNUD et FAO
	Conclusions Forum sur la définition d'une politique de l'énergie électrique au Niger	2011	Présentation à la rencontre du CLUB ER www.club-er.org
Nigeria			
	National Energy Policy	2003	Energy Commission
	Renewable Energy Master plan Final Report	2005	Energy Commission / UNDP
	The Place of Renewable Energy in the Nigerian Energy Sector (Renewable Energy Master plan)	2009	Abubakar S. Sambo, DG Energy Commission of Nigeria
	Abuja conference on National Dialogue to Promote Renewable Energy and Energy Efficiency in Nigeria	2008	CREDC (Community Research and Development Centre)
	EE Survey Nigeria	2009	CREDC (Community Research and Development Centre)
	Promoting RE&EE in Nigeria Full Report RE&EE Conference	2007	CREDC
	Strategies to Scale-up Renewable Energy Market in Africa	2008	NGOs Position Paper Dakar Conference on RE in Africa
	Conference on promoting RE&EE Kano City	2008	CREDC
Sénégal			
	Décret N°2011 -2014 portant application de la loi d'orientation sur les énergies renouvelables relatif aux conditions d'achat et de rémunération du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une production pour consommation propre	2011	République du Sénégal
	Décret 2011-2013 Loi portant application de la loi d'orientation sur les ENR et relatif aux conditions d'achat et de rémunération de l'électricité produite par des centrales à partir de source renouvelable ainsi que les conditions de leur raccordement au réseau	2011	République du Sénégal
	Loi portant loi d'orientation sur les ENR	2010	République du Sénégal
	Projet de décret pour l'achat et vente l'électricité à partir des ENR	2010	République du Sénégal
	Projet de décret sur le Conditions d'achat et de rémunération du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une activité de production pour consommation propre	2010	République du Sénégal
	Guide des acteurs privés et publics des ENR au Sénégal	2011	PERACOD, Programme pour la promo des ENR, de l'Electricité Rurale et de l'approvisionnement en combustible domestique



	Energy Policy Framework conditions for electricity market and renewable energies	2009	GTZ
	Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie	2008	Ministre Economie et Finance et Min Energie
	Etude sur les aspects techniques, économiques et financiers du cadre réglementaire pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables (Phase 1)	2010	MVV Decon
	Etude sur les aspects techniques, économiques et financiers du cadre réglementaire pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables (Phase 2)	2010	MVV Decon
	Renewables Readiness Assessment - Senegal	2012	IRENA
	Rapport SIE (Système d'Information Energétique) - Sénégal	2007	Min Energie, Direction de l'Energie
	Loi d'orientation de la filiere des biocarburants	2010	République du Sénégal
	BANQUE DE DONNEES ECONOMIQUES ET FINANCIERES	2008/2009	ANSD Agence Nationale de la Statistique et Démographie
Sierra Leone			
	Country Energy information: Renewable Energy in emerging and developing countries	2006	RECIPES project (EU)
	Renewable Energy in West Africa: Sierra Leone	2009	GIZ
	Energy Atlas of West Africa: Sierra leone	2008	René Massé – Gret
	Sierra Leone: Poverty Reduction Strategy Paper—Annual Progress Report	2007	IMF
	Participatory Capacity Needs Assessment for the Implementation of the Regional Policy on Access to Energy Services for Rural & Peri-Urban Populations	2009	Semis + Kite for ECOWAS
	The Agenda for Change	2008	President of SL
	INAUGURAL MEETING SIERRA LEONE MULTISTAKEHOLDERS' GROUP ON ENERGY ACCESS IN RURAL AND PERI-URBAN AREAS	2011	Gov of SL
	Energy for Opportunity Annual Report	2010	EFO
	NATIONAL ENERGY POLICY AND STRATEGIC PLAN	2009	Ministry of Energy and Water Resources
	NATIONAL ENERGY POLICY AND STRATEGIC PLAN	2009	Ministry of Energy and Water Resources
	The Energy Policy for Sierra Leone (draft)	2004	Ministry of Energy and Power
	EXPLOITING SOLAR ENERGY TO MEET OUR ENERGY REQUIREMENTS IN SIERRA LEONE	2010	SIERRA LEONE INSTITUTION OF ENGINEERS
	SIERRA LEONE SOLAR ENERGY INITIATIVES	2011	Min of Energy



	Sierra Leone Renewable Energy	2010	EWB-USA
	SL first Renewable Energy Forum 15 Avr 10	2010	ENFO Energy for Opportunity
	SL first Renewable Energy Forum 15 Avr 11: The environmental foundation	2010	The environmental foundation
	SL first Renewable Energy Forum 15 Avr 10: Safer Future youth development project: Solar Photovoltaic Department	2010	Safer Future youth development project
	SL first Renewable Energy Forum 15 Avr 10: Potential Solar Energy Applications in Sierra Leone	2010	Min of Energy
Togo			
	Renewable Energy in West Africa: Togo	2010	GTZ
	Réalisation de l'étude d'un plan stratégique du sous-secteur de l'énergie électrique au Togo	2010	Sofreco
	Rapport SIE - Togo	2009	Min Mines et Energie, Direction Nationale de l'Energie
	Compte Rendu Collecte de données	2011	IED
	Note de conjuncture 1er Trimestre 2009	2009	Min Economie et Finances
	Note de conjuncture 2eme Trimestre 2010	2010	Min Economie et Finances
	programme d'assistance a la zone franche projet d'appui au developpement du secteur privé: cadre de politique de réinstallation des populations	2011	MINISTERE DU COMMERCE ET DE LA PROMOTION DU SECTEUR PRIVE



Secrétariat du CEREEC

Achada Santo Antonio
C.P. 288, Praia, Cape Verde
Tél: +238 2604630, +238 2624608
E-mail: info@ecreee.org
Web: <http://www.ecreee.org>

