



***Baseline Report on existing and potential  
small-scale hydropower systems  
in the ECOWAS region***

***Rapport de base  
sur des systèmes hydro-électriques existants et potentiels  
des pays CEDEAO***



### Imprint

#### Baseline Report on Small-Scale Hydropower in the ECOWAS Region

Contributors: Mahama Kappiah (ECEEE), Martin Lugmayr (ECEEE-UNIDO), Hedi Feibel (Skat Consulting Ltd.), Alois Mhlanga (UNIDO), Aminata Fall (ECEEE), Elayo Hyacinth (ECEEE)  
Final version, Praia, Cape Verde

### Contact

ECOWAS Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (ECEEE)  
Achada Santo Antonio, 2<sup>nd</sup> floor, Electra Building  
C.P. 288, Praia, Cape Verde  
E-Mail: [info@ecreee.org](mailto:info@ecreee.org)  
Tel: +238 2604630, +238/2624608  
<http://www.ecreee.org>

### The workshop was jointly organized by:



### The workshop was co-sponsored by:



**List of acronyms / Liste des abréviations**

ACDI / CIDA	Agence Canadienne de développement international / Canadian International Development Agency
ANARE	L'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité(Côte d'Ivoire)
APD	Avant Projet Détaillé
BAD / AfDB	Banque Africaine de Développement / African Development Bank
BIDC	Banque d'investissement et de développement de la CEDEAO, ECOWAS bank for investment and development
BOAD	Banque Ouest Africaine de Développement
BT	Basse tension
CEB	Communauté Electrique du Bénin
CEET	Compagnie d'Eau et d'Electricité du Togo
CIE	Compagnie Ivoirienne d'Électricité
CIF	Climate Investment Fund
CIPREL	Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité
CREE	Commission de régulation de l'électricité et de l'eau = Electricity and Water Regulation Commission (Mali)
DAO	Dossier d'appel d'offre
DGHE	Direction de l'Hydraulique et de l'Eau (Togo)
DNE	Direction Nationale de l'Energie
ECG	Electricity Company of Ghana
EIE	évaluation de l'impact sur l'environnement
GEF / FEM	Global Environmental Facility / Fond pour l'environnement global
GdM	Gouvernement du Mali
HT	Haute tension
IPP	Independent Power Producer / Producteur Indépendant
PCH	Projet de centrale hydro électrique
PDER	Plan Directeur d'Electrification Rurale (Mali)
PER	Programme d'Electrification Rurale (Mali)
PNUD /UNDP	Programme des Nations Unies pour le développement / United Nations Development Programme
(S)PPA	(Standardised) Power Purchase Agreement /Contrat d'achat d'électricité
FGN	Federal Government of Nigeria
LEC	Liberia Electric Corporation
OMVS	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal (Guinea, Mali, Mauritania, Senegal)
OMVG	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie (Guinea, Gambia, Senegal)
ONUDI / UNIDO	Organisation des Nations Unies pour le développement industriel / United Nations Industrial Development Organisation
R & D	Recherche et développement, research and development
SSHP	Small scale hydropower ( $\leq 30$ MW)
SREP	Scaling up renewable energy programme (in low income countries) / AfDB = Programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables

## Table of contents / Table de matières

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>BACKGROUND INFORMATION</b>	<b>8</b>
2.1	ENERGY CHALLENGES IN THE ECOWAS REGION	8
2.2	ECOWAS DEFINITION OF SSHP	9
2.3	PERSPECTIVES FOR SSHP DEVELOPMENT	11
2.4	NATIONAL AND REGIONAL INSTITUTIONAL FRAMEWORK	13
2.5	BARRIERS FOR SSHP DEVELOPMENT IN THE ECOWAS REGION	14
<b>1</b>	<b>SSHP POTENTIALS IN THE ECOWAS COUNTRIES</b>	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>TOGO</b>	<b>18</b>
2.1	CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES EXISTANTES	18
2.2	ACTIVITES PROJETEES ET SITES POTENTIELS	18
2.3	SITES POTENTIELS HYDRO-ELECTRIQUES PRIORISES LORS DE L'ATELIER	20
2.4	SITUATION ACTUELLE ET OBJECTIVES POLITIQUES	20
2.5	CADRE INSTITUTIONNEL, LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE	21
2.6	ACTIVITES PREVUES POUR PROMOUVOIR LES PCH	22
2.7	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	22
<b>3</b>	<b>BENIN</b>	<b>23</b>
3.1	CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES EXISTANTES	23
3.2	ACTIVITES PROJETEES ET SITES POTENTIELS	23
3.3	SITES POTENTIELS HYDRO-ELECTRIQUES PRIORISES LORS DE L'ATELIER	29
3.4	SITUATION ACTUELLE ET OBJECTIVES POLITIQUES	29
3.5	CADRE INSTITUTIONNEL, LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE	31
3.6	ACTIVITES PREVUES POUR PROMOUVOIR LES PCH	32
3.7	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	32
<b>4</b>	<b>BURKINA FASO</b>	<b>33</b>
4.1	CENTRALES HYDROELECTRIQUES EXISTANTES	33
4.2	ACTIVITES PROJETEES ET SITES POTENTIELS	33
4.3	SITES POTENTIELS HYDRO-ELECTRIQUES PRIORISES LORS DE L'ATELIER	35
4.4	SITUATION ACTUELLE ET OBJECTIVES POLITIQUES	35
4.5	CADRE INSTITUTIONNEL, LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE	35
4.6	ACTIVITES PREVUES POUR PROMOUVOIR LES PCH	36
4.7	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	36
<b>5</b>	<b>NIGER</b>	<b>37</b>
5.1	CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES EXISTANTES	37
5.2	ACTIVITES PROJETEES ET SITES POTENTIELS	37
5.3	SITES POTENTIELS HYDRO-ELECTRIQUES PRIORISES LORS DE L'ATELIER	38
5.4	SITUATION ACTUELLE ET OBJECTIVES POLITIQUES	38
5.5	CADRE INSTITUTIONNEL, LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE	39
5.6	ACTIVITES PREVUES POUR PROMOUVOIR LES PCH	39
<b>6</b>	<b>MALI</b>	<b>40</b>
6.1	CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES EXISTANTES ET EN PROJET	40
6.2	ACTIVITES PROJETEES ET SITES POTENTIELS	40
6.3	SITES POTENTIELS HYDRO-ELECTRIQUES PRIORISES LORS DE L'ATELIER	43
6.4	SITUATION ACTUELLE ET OBJECTIVES POLITIQUES	43
6.5	CADRE INSTITUTIONNEL, LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE	43
6.6	ACTIVITES PREVUES POUR PROMOUVOIR LES PCH	45
6.7	RESULTATS ATTENDUES DU PROGRAMME PCH / CEDEAO	46

<b>7</b>	<b>NIGERIA</b> .....	<b>48</b>
7.1	EXISTING HYDROPOWER SYSTEMS.....	48
7.2	PROJECTED ACTIVITIES AND POTENTIAL SITES .....	48
7.3	HYDROPOWER SITES AS PRIORITISED DURING WORKSHOP .....	49
7.4	CURRENT SITUATION AND POLITICAL OBJECTIVES.....	50
7.5	INSTITUTIONAL, LEGAL AND REGULATORY FRAMEWORK .....	50
7.6	ENVISAGED ACTIVITIES TO PROMOTE SMALL-SCALE HYDROPOWER .....	51
7.7	REFERENCES .....	51
<b>8</b>	<b>GHANA</b> .....	<b>52</b>
8.1	EXISTING HYDROPOWER SYSTEMS.....	52
8.2	PROJECTED ACTIVITIES AND POTENTIAL SITES .....	52
8.3	HYDROPOWER SITES AS PRIORITISED DURING WORKSHOP .....	54
8.4	CURRENT SITUATION AND POLITICAL OBJECTIVES.....	55
8.5	INSTITUTIONAL, LEGAL AND REGULATORY FRAMEWORK .....	55
8.6	ENVISAGED ACTIVITIES TO PROMOTE SMALL-SCALE HYDROPOWER .....	56
<b>9</b>	<b>SIERRA LEONE</b> .....	<b>57</b>
9.1	EXISTING HYDROPOWER SYSTEMS (RESP. UNDER DEVELOPMENT).....	57
9.2	PROJECTED ACTIVITIES AND POTENTIAL SITES .....	58
9.3	HYDROPOWER SITES AS PRIORITISED DURING WORKSHOP .....	60
9.4	CURRENT SITUATION AND POLITICAL OBJECTIVES.....	60
9.5	INSTITUTIONAL, LEGAL AND REGULATORY FRAMEWORK .....	61
9.6	ENVISAGED ACTIVITIES TO PROMOTE SMALL-SCALE HYDROPOWER .....	61
9.7	REFERENCES .....	61
<b>10</b>	<b>GAMBIA</b> .....	<b>62</b>
10.1	EXISTING HYDROPOWER SYSTEMS.....	62
<b>11</b>	<b>COTE D'IVOIRE</b> .....	<b>63</b>
11.1	CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES EXISTANTES .....	63
11.2	ACTIVITES PROJETEES ET SITES POTENTIELS.....	64
11.3	SITES POTENTIELS HYDRO-ELECTRIQUES PRIORISES LORS DE L'ATELIER.....	65
11.4	SITUATION ACTUELLE ET OBJECTIVES POLITIQUES.....	65
11.5	CADRE INSTITUTIONNEL, LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE .....	65
11.6	ACTIVITES PREVUES POUR PROMOUVOIR LES PCH .....	66
<b>12</b>	<b>GUINEE BISSAU</b> .....	<b>66</b>
12.1	CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES EXISTANTES .....	66
12.2	ACTIVITES PROJETEES ET SITES POTENTIELS.....	67
12.3	SITES POTENTIELS HYDRO-ELECTRIQUES PRIORISES LORS DE L'ATELIER.....	67
12.4	SITUATION ACTUELLE ET OBJECTIVES POLITIQUES.....	67
12.5	CADRE INSTITUTIONNEL, LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE.....	67
12.6	ACTIVITES PREVUES POUR PROMOUVOIR LES PCH .....	68
<b>13</b>	<b>GUINEE</b> .....	<b>69</b>
13.1	CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES EXISTANTES .....	69
13.2	ACTIVITES PROJETEES ET SITES POTENTIELS.....	69
13.3	SITUATION ACTUELLE ET OBJECTIVES POLITIQUES.....	71
13.4	CADRE INSTITUTIONNEL, LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE.....	73
13.5	ACTIVITES PREVUES POUR PROMOUVOIR LES PCH .....	73
13.6	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	73
<b>14</b>	<b>SENEGAL</b> .....	<b>74</b>
14.1	CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES EXISTANTES .....	74
14.2	ACTIVITES PROJETEES ET SITES POTENTIELS.....	74
14.3	SITUATION ACTUELLE ET OBJECTIVES POLITIQUES.....	74
14.4	CADRE INSTITUTIONNEL, LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE.....	74

14.5	ACTIVITES PREVUES POUR PROMOUVOIR LES PCH.....	74
<b>15</b>	<b>LIBERIA.....</b>	<b>75</b>
15.1	EXISTING HYDROPOWER SYSTEMS.....	75
15.2	PROJECTED ACTIVITIES AND POTENTIAL SITES .....	75
15.3	HYDROPOWER SITES AS PRIORITISED DURING WORKSHOP.....	78
15.4	CURRENT SITUATION AND POLITICAL OBJECTIVES.....	78
15.5	INSTITUTIONAL, LEGAL AND REGULATORY FRAMEWORK .....	78
15.6	ENVISAGED ACTIVITIES TO PROMOTE SMALL-SCALE HYDROPOWER.....	79
<b>16</b>	<b>SUMMARY AND MAIN CONCLUSIONS.....</b>	<b>80</b>
<b>17</b>	<b>ANNEXE 1: INFOS DETAILLEES SUR LE TOGO.....</b>	<b>82</b>
<b>18</b>	<b>ANNEXE 2: INFOS DETAILLEES SUR LE BENIN .....</b>	<b>85</b>
<b>19</b>	<b>ANNEXE 3: INFOS DETAILLEES SUR LE BURKINA FASO .....</b>	<b>86</b>
<b>20</b>	<b>ANNEXE 4: INFOS DETAILLEES SUR LE MALI .....</b>	<b>87</b>
<b>21</b>	<b>ANNEXE 5: DETAILED INFORMATION ON NIGERIA .....</b>	<b>97</b>
<b>22</b>	<b>ANNEXE 6: DETAILED INFORMATION ON GHANA.....</b>	<b>100</b>
<b>23</b>	<b>ANNEXE 7: DETAILED INFORMATION ON LIBERIA.....</b>	<b>105</b>

## INDEX OF FIGURES :

<i>Figure 1: SSHP and the Grid-Connected ECOWAS Renewable Energy Policy Targets</i> .....	11
<i>Figure 2: LCOE simulation for different technologies and WAPP scenario in 2020 under different financing conditions</i> .....	12
<i>Figure 3: Possible hydro power exporters in the ECOWAS region in 2025</i> .....	12
<i>Figure 4 : Scenario for centralized and decentralized electricity supply in the ECOWAS region</i> .....	13
<i>Figure 5: WAPP Large Hydropower Project Pipeline</i> .....	16
<i>Figure 6 : Sites potentiels pour centrales hydroélectriques de puissance <math>\geq 2</math> MW</i> .....	24
<i>Figure 2 : Cartographie des sites retenus par le cabinet TECSULT</i> .....	27
<i>Figure 3 : sites retenus par l'étude du PNUD/FEM/BAD</i> .....	28
<i>Figure 4 : Cartographie des sites potentiels au Niger</i> .....	38
<i>Figure 5 : Potential hydropower sites (red triangles)</i> .....	54
<i>Figure 6 : Procedure to be followed by IPPs in Ghana (ECG = Electricity Company of Ghana)</i> .....	56
<i>Figure 7 : Répartition du parc de production hydroélectrique en Côte d'Ivoire</i> .....	63
<i>Figure 8 : Les bassins versants de la Guinée</i> .....	71

## INDEX OF TABLES :

<i>Table 1: ECOWAS Hydro Power Definitions</i> .....	10
<i>Table 2 : potential of SSHP sites in the ECOWAS countries .</i> .....	17
<i>Table 3 : Les centrales hydro-électriques existantes au Togo</i> .....	18
<i>Table 4 : Les sites potentiels au Togo</i> .....	19
<i>Table 5 : Les deux sites potentiels du Togo avec grande puissance</i> .....	20
<i>Table 6 : Les sites priorisés au Togo</i> .....	20
<i>Table 7 : Les différentes saisons au Togo</i> .....	21
<i>Table 8 : Les centrales hydro-électriques existantes au Bénin</i> .....	23
<i>Table 9 : Les sites potentiels au Bénin</i> .....	25
<i>Table 10 : Informations supplémentaires sur quelques sites potentiels au Bénin</i> .....	26
<i>Table 11 : caractéristiques principales des 6 sites hydro retenus par TECSULT</i> .....	27
<i>Table 12 : Les sites priorisés au Bénin</i> .....	29
<i>Table 13 : Les tarifs d'électricité au Bénin</i> .....	30
<i>Table 14 : Les quatre centrales hydro-électriques les plus importants du Burkina Faso</i> .....	33
<i>Table 15 : (Autres) PCH au Burkina Faso</i> .....	33
<i>Table 16 : Potentiel des sites hydroélectriques au Burkina Faso</i> .....	33

<i>Table 17 : Prix de revient pour l'hydroélectricité de différents ordres de grandeur au Burkina</i>	34
<i>Table 18 : Potentiel des PCH (micro et mini) dans différentes régions du Burkina Faso</i>	34
<i>Table 19 : Sites potentiels au Burkina Faso</i>	34
<i>Table 20 : Les sites priorités au Burkina Faso</i>	35
<i>Table 21 : Les sites de grand potentiel déjà étudiés au Niger</i>	37
<i>Table 22 : Les sites PCH potentiels au Niger ; avec barrage de retenue</i>	38
<i>Table 23 : Les sites priorités au Niger</i>	38
<i>Table 24 : Les centrales hydroélectriques existantes au Mali</i>	40
<i>Table 25 : Les centrales hydroélectriques en projet au Mali</i>	40
<i>Table 26 : Les centrales hydroélectriques en projet au Mali dans le cadre du SREP</i>	41
<i>Table 27 : Résumé des sites potentiels (ou en projet) au Mali</i>	42
<i>Table 28 : Les sites priorités au Mali (font partie du Programme SREP)</i>	43
<i>Table 29 : Existing hydropower plants in Nigeria</i>	48
<i>Table 30 : Interesting case studies in Nigeria (proposed for analysis)</i>	48
<i>Table 31 : Comprehensive list of small-scale hydropower potential in different states in Nigeria</i>	49
<i>Table 32 : Prioritised potential sites in Nigeria</i>	49
<i>Table 33 : Existing hydropower plants in Ghana</i>	52
<i>Table 34 : updated list with interesting sites mini hydro sites in Ghana</i>	53
<i>Table 35 : Prioritised potential sites in Ghana</i>	55
<i>Table 36 : Existing hydropower plants in Sierra Leone (operational or under development)</i>	57
<i>Table 37 : Potential hydropower sites in Sierra Leone</i>	59
<i>Table 38 : Prioritised potential sites in Sierra Leone</i>	60
<i>Table 39 : Les centrales hydro-électriques existantes en Côte d'Ivoire</i>	63
<i>Table 40 : Sites hydroélectriques potentiels en Côte d'Ivoire</i>	64
<i>Table 41 : Sites potentiels hydroélectriques priorités pour la Côte d'Ivoire lors de l'atelier</i>	65
<i>Table 42 : Sites potentiels hydroélectriques au Guinée Bissau</i>	67
<i>Table 43 : Centrales hydroélectriques existantes au Guinée</i>	69
<i>Table 44 : Les sites potentiels au Guinée</i>	70
<i>Table 45 : Les sites potentiels auquel le Sénégal participe</i>	74
<i>Table 46 : Existing hydropower plants in Liberia</i>	75
<i>Table 47 : 6 potential hydropower sites in Liberia analysed during the eighties</i>	76
<i>Table 48 : 24 potential hydropower sites in Liberia analysed during the eighties</i>	76
<i>Table 49 : potential hydropower sites in Liberia as prioritised during the workshop</i>	78

# 1 Introduction

The ECOWAS SSHP baseline report is a product of the **regional workshop on small scale hydropower which was held from 16<sup>th</sup> to 20<sup>th</sup> of April 2012, in Monrovia, Liberia**. It was organized by the ECOWAS Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (ECREEE) in cooperation with the United Nations Industrial Development Organization (UNIDO), the Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), and the Government of Liberia. The workshop was supported by the Austrian Development Cooperation (ADC) and the Spanish Agency for International Cooperation (AECID).

The objective of the three-day technical workshop was to report on the progress/status of SSHP development in the ECOWAS countries and to discuss and **validate the draft project document for the ECOWAS Small-Scale Hydropower Program prepared by ECREEE and UNIDO**. During the workshop the representatives of the ECOWAS Ministries of Energy expressed their strong support and interest for the proposed regional program. It is envisaged that the Program will be adopted by the ECOWAS Energy Ministers during the ECOWAS-GFSE High Level Energy Forum in Accra, Ghana, to be held from 29 to 31 October 2012. The program will also be suggested as priority action for the implementation plan of the UN Sustainable Energy for All (SE4ALL) Initiative.

The ECOWAS SSHP program **will be implemented between 2013 and 2018 by ECREEE in partnership with UNIDO and other partners (e.g. ESMAP)**. The program includes capacity building workshops, cross-border knowledge and hydrological data sharing, as well as the development of policies and financial schemes. It promotes investment for at least sixty hydro sites of different sizes and will establish a network of excellence to facilitate the local development, construction and maintenance of small hydro plants, and to support local production of components like turbines and spare parts. The program consists of four core components:

- a. Policy and regulatory frameworks,
- b. Capacity development,
- c. Knowledge management and awareness raising, as well as
- d. Investment and business promotion

The workshop recommended to elaborate a **baseline report to identify possible fields of interventions of the SSHP program**. The following report gathers information on potentials, institutional set-ups, capacities and policies. It compiles an inventory of existing and potential SSHP investment projects to be presented to financiers and investors. Further information, all presentations and photos of the workshop are available in the workshop report or: <http://small-hydro.ecreee.org> or <http://www.ecreee.org>.

## 2 Background Information

### 2.1 Energy Challenges in the ECOWAS region

A severe energy crisis hampers the social and economic development of the ECOWAS countries. They are facing the interrelated **challenges of energy access, energy security and climate change mitigation** simultaneously. The lack of access to modern, affordable



and reliable energy services is interrelated with a variety of economic, social, environmental and political problems.

- a. In “business as usual” scenarios – without considerable additional investments – **energy poverty** and its consequences for economy and society will continue to be a predominant challenge in the ECOWAS region in 2030. West Africa, with around 300 million inhabitants equivalent to roughly one third of Africa’s total population, has one of the lowest modern energy consumption rates in the world. Household access to electricity across the region is about 20% but wide gaps exist between the access rates in urban areas that average at 40% and in rural areas at 6% to 8%.The electricity networks serve mainly urban centres and suburbs.The urban and rural poor in West Africa spend more of their income for poor quality energy services than the better-off for better quality services.
- b. The electricity systems in West Africa are facing challenges due to the **growing gap between predicted demand, existing supply capacities and limited capital to invest**. Despite the growing gap and lack of investment capital the energy intensity in the countries remain high and energy is used in an inefficient way throughout all sectors. The estimated technical and commercial electricity losses in the electricity systems lie between 20% and 40% throughout the West African region. Increasing fossil fuel import dependency, shortages and fluctuating fossil fuel prices are major concerns of West African countries and require a diversification of sources. Over 60% of the community’s electricity generation capacity is running on diesel and heavy fuel. In some countries even more than 90% of the electricity generation is satisfied by these sources. As a result, the steadily increasing and fluctuating oil prices have had a devastating effect on the economies in the region.
- c. With climate change another concern was added to the heavy energy agenda of the ECOWAS region. West Africa is so far only responsible for a fraction of global energy related GHG emissions. However, the **energy sector will be highly impacted by mitigation and adaptation costs of climate change** in the forthcoming decades. Climate change risks and the need for reliable and affordable energy supply to ensure energy security and energy access create a dilemma. On the one hand urgent investments are required. On the other hand, the expansion of energy supply based on inefficient low-cost fossil fuel combustion technologies will increase GHG emissions and interrelated negative climate change impacts which harm Sub Sahara Africa at most. New energy infrastructure investments have a long life-time and determine the GHG emissions for the next 20 to 30 years. Climate change impacts (temperature rise, extreme weather events, droughts) will challenge the energy security of ECOWAS countries and have to be mainstreamed into energy policy planning. This is particularly important with regard to hydro power due to the **possible changes in the rain patterns and river flows**.

## 2.2 ECOWAS Definition of SSHP

Apart from other low-carbon solutions **hydropower is an appropriate tool to address the challenges of energy security, energy access and climate change mitigation in the ECOWAS region simultaneously** and in a sustainable manner. Hydropower of all sizes can contribute significantly to meet the electricity needs of urban and peri-urban areas as well as

isolated rural areas. It can be fed into the main grids or as off-grid systems supply one or several villages including productive uses in remote areas. The different sizes of hydro power in the ECOWAS region are defined as follows:

**Table 1: ECOWAS Hydro Power Definitions**

Terms		Power output
Pico hydropower	<b>“Small-scale” Hydro-power “SSHP”</b>	< 5 kW
Micro hydropower		5 - 100 kW
Mini hydropower (MHP)		100 – 1 000 kW (=1 MW)
Small hydropower (normally “SHP”)		1 MW - 30 MW (!)
Medium hydropower		30 MW - 100 MW
Large hydropower “LHP”		> 100 MW

While talking about “small-scale hydropower” and setting a limit of 30 MW, it has to be taken into account that this wide range covers very different types of systems:

- **“Purely” grid connected systems** (normally in the range > **about 100 kW** and more often in the **MW-range**) which feed all produced electricity in a larger (national) grid, normally based on a power purchase agreement which guarantees that all produced electricity can be sold at a well-defined feed-in tariff. This fact which leads to a high load factors generally allows operating such plants in a profitable way. Nevertheless, given political, technical and other risks, such projects still often do not get access to finance (loan and equity) and therefore need support for their successful implementation. Since such plants normally feed electricity into the existing national grid, they mainly improve electricity supply of households who are already connected. Except in cases where the national grid is really extended to new customers due to the increased generation capacity. However, this is often not self-evident.
- **“Isolated” SSHP systems** which **only feed a surplus to the national grid**. Normally this case happens if an originally isolated SSHP system which supplied a number of households connected to an isolated grid, later on is connected to the national grid in order to feed in the part of electricity which is NOT consumed locally. Or, the owner of the system agreed from the very beginning to supply the rural households in the surroundings **FIRST** before selling any surplus. Whether this works or not depends on the tariff level paid by the local households compared to the feed-in tariff. A very special but **extremely efficient form when considering poverty alleviation is a community owned grid-connected system** where the profit gained from the feeding in of electricity flows back to the community.
- **(Really) isolated systems (often in the range < 100 kW)** which supply an isolated mini-grid with electricity. Such systems often suffer from a relatively low load factor since the rural households mainly consume electricity during evening hours. Consequently, as measured by the high investment cost such isolated plants do not

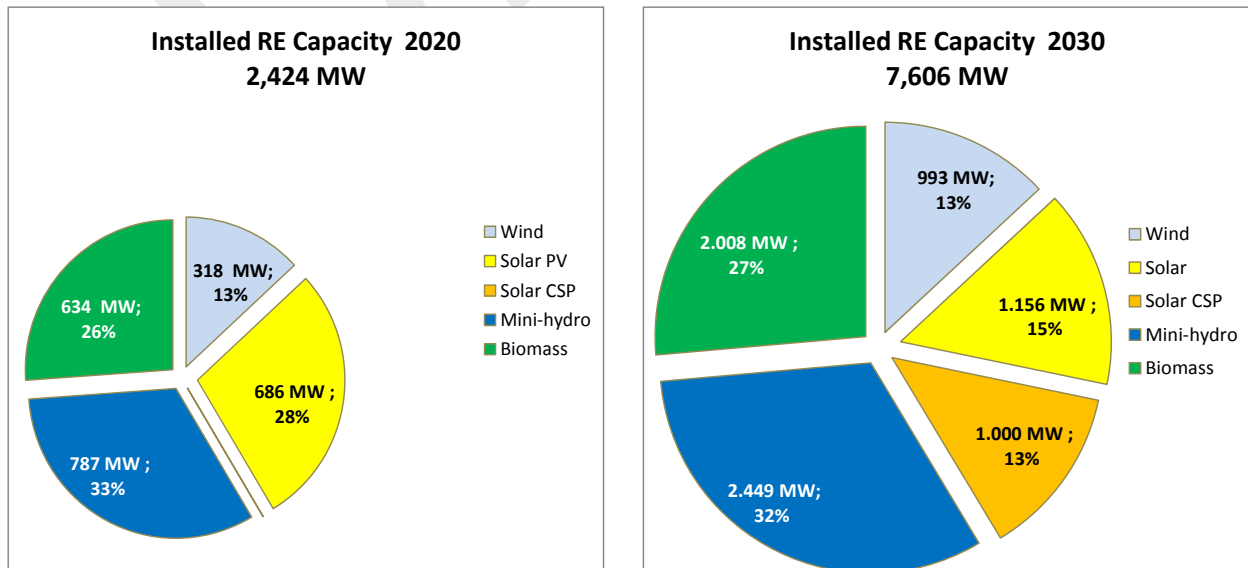
pay back the investment in an “attractive” time-span, if at all. The load factor can be significantly improved if productive use of electricity of small-scale industries etc. is possible. Given the fact that such systems are built to **supply additional (rural) households** and probably also **small and medium industries** making them (both) independent from often exorbitant high fuel costs for diesel gensets, such systems normally have a significant impact on poverty alleviation.

### 2.3 Perspectives for SSHP development

In previous decades the **utilities in ECOWAS were mainly focused on large hydropower** rather than small or medium scale hydro power development. Therefore, the capacities in these sectors are unequally developed. The project pipeline of the WAPP Master Plan focuses exclusively on the more competitive large hydro power and SSHP is not included in the scenario projections. The WAPP intends to implement a project pipeline of **21 large hydro power projects with an overall capacity of 7 GW by 2020**. Also on national levels, countries such as Ghana or Guinea concentrated more on the development of larger sites. International financiers (e.g. development banks, trust funds) are targeting mainly large scale projects. Their required minimum level of investment excludes in many cases SSHP projects.

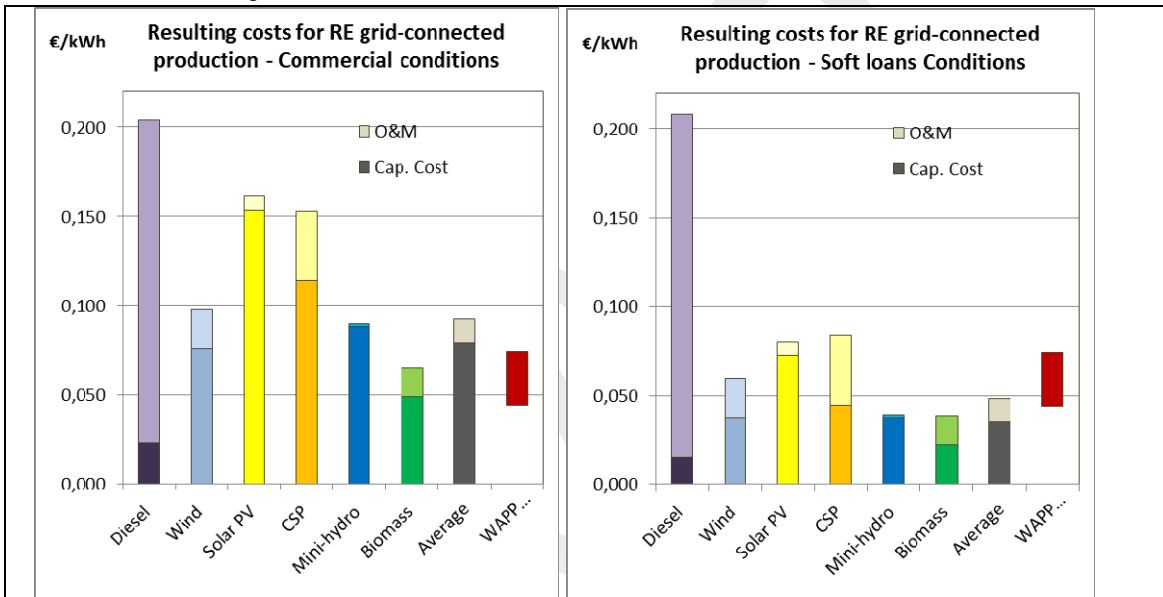
**Due to an often enormous environmental and social impact of large hydro, SSHP got more attention in the context of the endeavor to boost universal access to energy services in peri-urban and rural areas.** The ECOWAS White Paper on energy access in peri-urban and rural areas and the ECOWAS Renewable Energy Policy (EREP) include the use of grid-connected and decentralized renewable energy solutions into their scenarios. The EREP aims at increasing the share of "new renewables" in the overall grid-connected electricity generation capacity in the ECOWAS region from 10% in 2020 to 19% in 2030 (share excludes large hydro). These targets translate to an installation of additional 2.425 MW of renewable electricity capacity by 2020 and 7.606 MW by 2030. **It is estimated that SSHP could contribute with 787 MW (33%) by 2020 and 2449 MW (32%) by 2030 to this additional capacity.**

Figure 1: SSHP and the Grid-Connected ECOWAS Renewable Energy Policy Targets



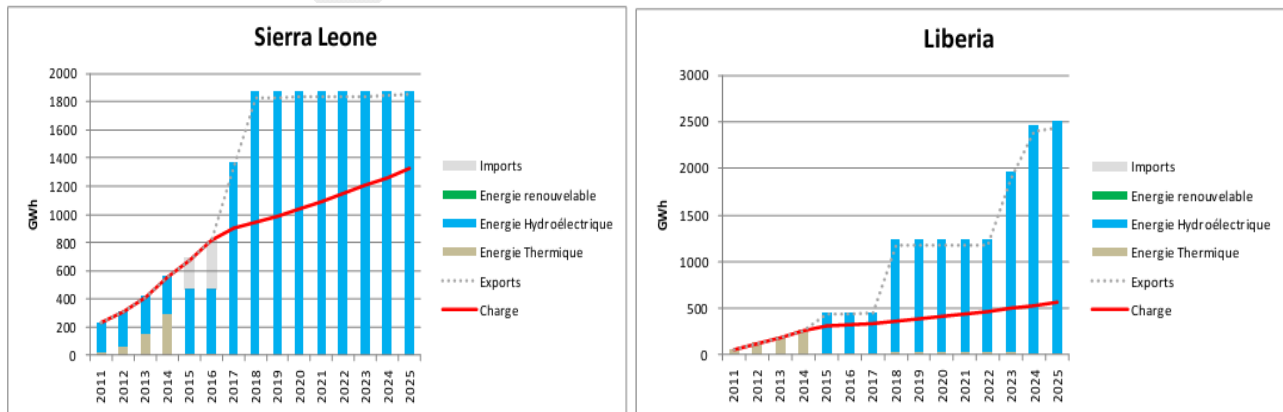
A **least costs assessment** undertaken for the EREP Scenario has **demonstrated that SSHP continues to stay one of the most cost-effective renewable energy solutions.** Moreover, the technology is proven, reliable and is able to provide base load capacities under certain circumstances. SSHP can play a significant role particularly in countries depending on expensive diesel generation. It can increase the national energy security of countries and complement imports through the regional WAPP power market under establishment. Under soft loan ODA financing conditions (long repayment periods 25 to 40 years, low interest rates of typically 1.5 to 2% and 5 to 10 years grace period), SSHP tends to be even more competitive than electricity imported through the WAPP system.

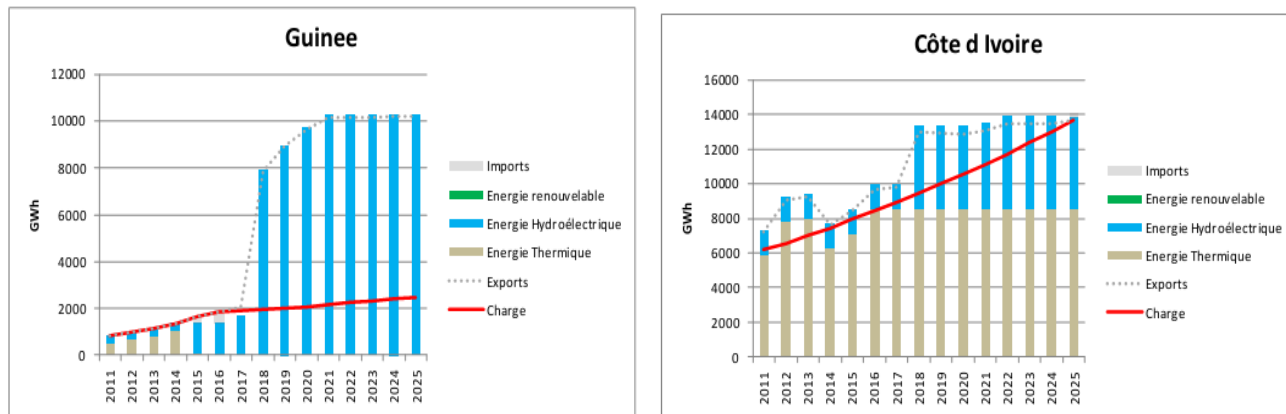
**Figure 2:** LCOE<sup>1</sup> simulation for different technologies and WAPP scenario in 2020 under different financing conditions



Some of the ECOWAS countries, such as Liberia and Sierra Leone, have the potential to become electricity exporter through further development of their medium and small scale hydropower resources.

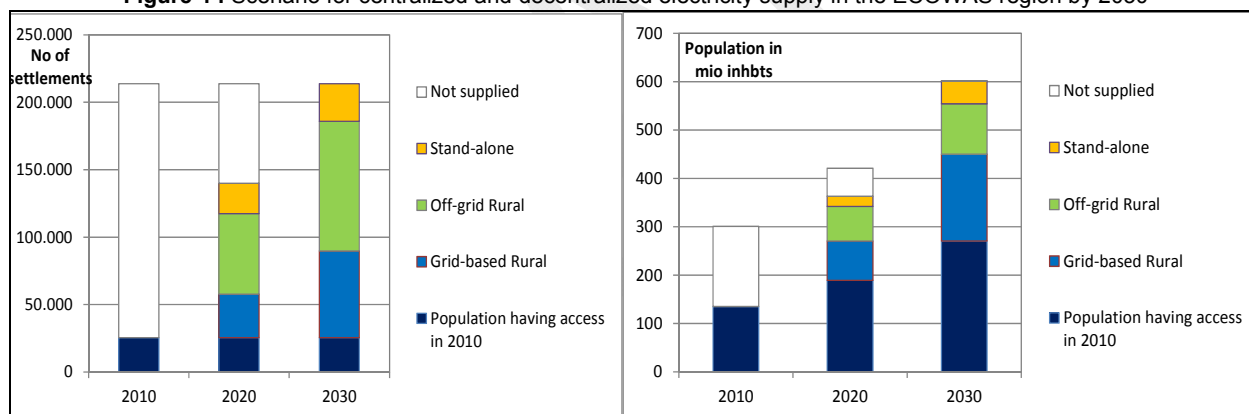
**Figure 3:** Possible hydro power exporters in the ECOWAS region in 2025





**SSHP can play an important role to achieve the energy access targets in remote areas.** The EREP aims at serving 25% of the rural population by decentralised renewable energy solutions in 2030 (mini-grids and stand-alone systems). The policy foresees the installation of 60,000 mini-grid systems by 2020 and 68,000 from 2020 to 2030. Parts of the mini-grids could be powered by SSHP systems in a cost-effective manner (compared to diesel generators and other renewable options).

**Figure 4 :** Scenario for centralized and decentralized electricity supply in the ECOWAS region by 2030



## 2.4 National and Regional Institutional Framework

In most ECOWAS countries the mandate and institutional framework for SSHP is not very well defined. Many problems arise due to overlapping mandates and conflicting responsibilities of different Ministries and other stakeholder (see country presentations and reports). At regional levels the mandate of the West African Power Pool (WAPP) covers the development of large hydro power resources (>100 MW) in the context of regional power trade. During the previous years, two regional institutions were created which incorporate at least partially the area of SSHP in their mandates:

- In 2006 the UNIDO Centre for Small Hydropower Development in Abuja, Nigeria, was launched.

- In 2010 the ECOWAS Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (ECREEE) was created by the ECOWAS Commission with support of the Austrian and Spanish Governments and technical support of UNIDO.

ECREEE in cooperation with UNIDO is expected to take the lead for the implementation of the ECOWAS SSHP Program. The UNIDO Centre for SSHP, located in Abuja, is currently in a transformation process to a private hydro service provider which could provide technical assistance for the implementation of the SSHP Program. With regard to the SSHP potential assessment it is planned to cooperate with ESMAP.

## 2.5 Barriers for SSHP development in the ECOWAS region

So far the **ECOWAS countries do not take full advantage of their technically and economically feasible hydro potential**. This is particularly true in the case of small-scale hydropower. The challenges that SSHP developers are facing are manifold and most of them are part of the larger picture of general barriers for the uptake of renewable energy. The main constraints for SSHP development in the ECOWAS region can be summarized as follows:

- **Policy and institutional barriers:** There is a lack of coherent clear-cut energy policies, regulations and associated budgetary allocations to create an enabling environment for SSHP investments and business. Most ECOWAS countries do not put a special focus on SSHP in their energy policies and rural electrification strategies. In some of the countries SSHP is not included in the regulatory arrangement for hydropower. The monopolistic role of national power utilities and the uncertainties for IPPs are other known constraints. There are no particular support policies and incentives for SSHP in place and low quality equipment enters the market due to the absence of defined quality standards and certification.
- **Financial barriers:** There is a lack of long-term financing mechanisms tailored for SSHP projects which usually have high initial investment costs and low operation and maintenance costs. Another constraint for SSHP investments is the low willingness and ability to pay of the population in rural areas. Even the smallest of the SSHP schemes possibly costing only few thousand Euros becomes a major project for the poor. Due to the complex nature of SSHP, experience in planning and implementation is required to avoid time and cost over-run in the construction phase. Associated technical, market and political risks impact the financial viability of SSHP projects. Local lending agencies and development banks normally do not provide long term loans and in addition ask for high collaterals (project finance where the SSHP project as such is considered as collateral is still very rare). Large hydropower systems which feed electricity into the grid and which often have lower specific investment costs have fewer difficulties to attract investment capital. For SSHP systems, carbon mechanisms (e.g. CDM) are difficult to apply for and risk capital for feasibility studies is scarce.
- **Technical barriers:** As most good sites are located in remote areas, infrastructure constraints such as access to roads and transmission lines make these good sites

difficult to develop. Technical risks are also the hydrological and geological uncertainties and unpredictable long-term climate change impacts. A technical challenge for off-grid SSHP schemes is also the low electricity demand in rural areas (load factor). Finally, the ECOWAS countries have difficulties to access appropriate quality technologies particularly in the mini, micro and pico hydro categories. There is a need for technology transfer.

- **Capacity barriers:** Public institutions such as ministries, regulatory authorities and district administrations often possess only minimal capacity to design, implement and revise SSHP supportive policies and regulations. At technical level the capacities to plan, build and run SSHP projects are very low. Most of the countries lack specialization to undertake quality feasibility studies (e.g. detailed design and financial cost benefit analysis). Most ECOWAS countries do not have any facility to manufacture even the most rudimentary turbines or parts that might be critical in maintenance of the schemes. Local lending agencies and investors are reluctant as they do not know how to appraise SSHP projects.
- **Knowledge and awareness barriers:** Another serious challenge is the missing knowledge and awareness on SSHP costs, potentials and benefits for rural electrification. Utilities are focused on large hydropower rather than the more costly small-scale hydro schemes. Public data on SSHP resources and project sites is often not available. Such a lack of sound basic data (e.g. hydrological, geographic, geologic data, seasonal and long-term river flow data), poses a major barrier for private investors in the sector. Detailed GIS based maps are in most cases not available and there is a lack of gauging stations. Increasing climate variability, deforestation, increasing erosion and decreasing storage capacity of catchment areas are making investment in hydropower systems risky.

## 1 SSHP Potentials in the ECOWAS countries

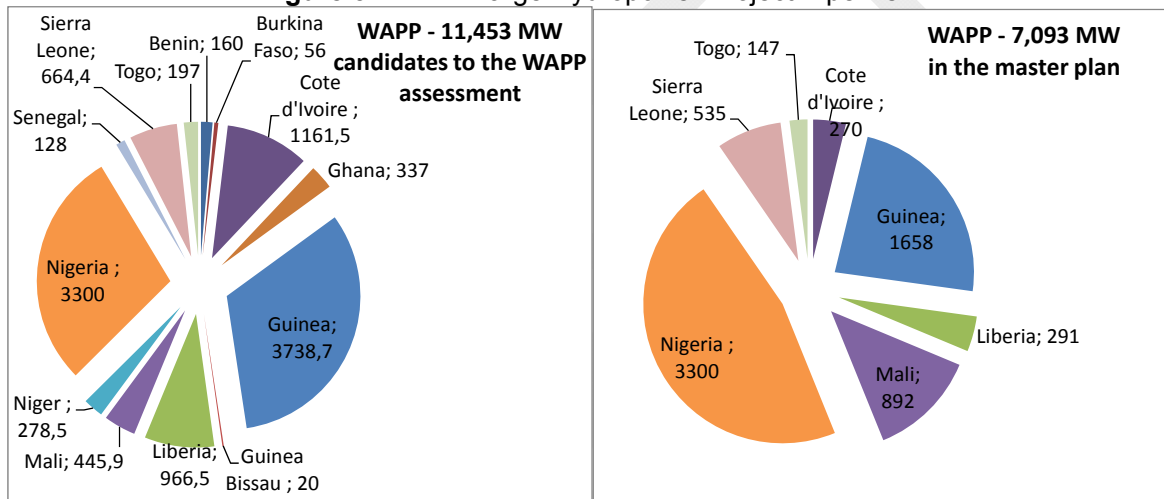
Apart from significant fossil fuel resources (e.g. oil and gas) the ECOWAS countries can rely on a wide range of untapped renewable energy and energy efficiency potentials in various sectors:

- There is also a **good potential for all forms of bioenergy** in the ECOWAS region. Traditional biomass is already the main source of energy for the poor majority and accounts for 80% of total energy consumed for domestic purposes.
- There are also **considerable wind, tidal, ocean thermal and wave energy resources** available in some ECOWAS countries.
- The region has **vast solar energy potential** with very high radiation averages of 5 to 6 kWh/m<sup>2</sup> throughout the year.
- There is **significant potential to improve demand side and supply side energy efficiency** in various sectors (e.g. appliances, buildings, industry and power generation and transmission). In the power sector the technical and commercial energy losses (e.g. theft, illegal operators) lie in the range of 20 to 40% (in comparison to 7% to 10% in Northern America and Western Europe). It is estimated that in West Africa around 30% of the total electricity supply is consumed in the

building sector.

The **overall hydroelectric potential** (small, medium and large scale) located in the fifteen ECOWAS countries is estimated at around 25,000 MW. It is estimated that only around 16% has been exploited. Around **half of the existing large potential (around 11,5 GW) has been assessed technically and economically** in the course of the elaboration of the 2011 Master Plan of the West African Power Pool (WAPP). Finally, a project pipeline of 21 large hydro power projects with an overall capacity of 7 GW has been approved for execution by the WAPP. It is projected that **large hydropower will satisfy 25% of the overall installed electric capacity in the ECOWAS region by 2025 and 29% by 2030**. The implementation of the WAPP project pipeline and attached transmission lines will allow regional power trade and will lower the generation costs and consumer tariffs particularly in countries highly dependent on expensive diesel generation today.

**Figure 5: WAPP Large Hydropower Project Pipeline**



The estimations for the **SSHP potential (up to 30 MW) in the ECOWAS region differ widely and lack of reliability**. They range from **1.900 MW to 5.700 MW of feasible potential**. The lower end was estimated by taking into account the provided site data by the ECOWAS countries to the ECREEE inventory during the workshop. The following table gives an overview on the “small-scale” ( $\leq 30$  MW) and the overall hydropower potential in the ECOWAS countries. For the range  $\leq 30$  MW only those sites are counted which were found to be listed in the various studies and country reports.



	sites <= 30 MW	
	no of sites	capacity [MW]
<b>Togo</b>	39	206
<b>Benin</b>	99	305
<b>Burkina Faso</b>	< 70	52-138
<b>Niger</b>	4	5
<b>Mali</b>	16	117
<b>Nigeria</b>	97	414
<b>Ghana</b>	85	110
<b>Sierra Leone</b>	17	330
<b>Gambia</b>	?	?
<b>Côte d'Ivoire</b>	5	59
<b>Guinea Bissau</b>	2-4	about 48
<b>Guinea</b>	18	107
<b>Senegal</b>	-	-
<b>Liberia</b>	30	86
<b>TOTAL</b>	<b>483</b>	<b>1'882</b>

*Table 2 : potential of SSHP sites in the ECOWAS countries .*

Due to the **lack of available hydrological data** in the countries it remains difficult to give a comprehensive updated overview. In many countries the inventories established some decades ago have never been updated and gauging stations do not exist anymore. Many resource assessments have been carried out during the 70ies, 80ies and 90ies by foreign consultants (e.g. EDF for the French speaking countries) and the regional expertise in hydro resources assessment is poor, if any.

Many ECOWAS countries dispose of a reasonable SSHP potential which is used to an extremely limited extent. The SSHP Programme should focus on concrete measures to make use of this widely untapped resource for rural electrification with the final objective of poverty alleviation. To achieve this, any activity should be appraised against its contribution to a local added value: to increase local competences and capacities, to electrification of additional rural households and small industries, to the possibility of planning, implementation and operation of SSHP by local experts etc. In the following chapters, the specific situation of each ECOWAS country with regard to SSHP is described more in detail.

## 2 Togo

### 2.1 Centrales hydro-électriques existantes

Centrale hydro-électrique	Capacité	Production annuelle	Remarque
Nangbeto Kipme	65 MW	150 GWh	Projet du Benin et Togo
Kipme <sup>2</sup>	1.6 MW	2.46 - 4.14 GWh-	Mise en service en 1963 ; fonctionnement 24/24h de novembre à janvier. Sur les 7 autres mois 4h/jour ; selon étude CEET coût de réhabilitation env. 2,517 million FCFA

**Table 3** : Les centrales hydro-électriques existantes au Togo

#### Résumé sur les caractéristiques de Nangbéto (barrage):

- mise en service 1987
- 63 MW (2 x 32.5 MW) ; 171 GWh/an (moyenne 1987 – 2009)
- facteur d'utilisation 27 % (!)
- débit d'équipement 2 x 120 m<sup>3</sup>/s, hauteur de chute nette 30 m
- rivière Mono ; apport moyen annuelle de 99.6 m<sup>3</sup>/s, module interannuel 115 m<sup>3</sup>/s; 4.8 m<sup>3</sup>/s pendant 6 mois de saison sèche (jan-mai); caractère torrentiel, variation du débit +/- 200-300 m<sup>3</sup>/j ; variations entre les différentes années avec facteur 20; triple degré de variabilité: événementiel, saisonnier et pluriannuel. Années 1957/58 et 1982/83, 1990/91 très déficitaire
- coûts de production de Nangbéto en 2005 : 25 CFA/kWh (environ 4.8 US Cent/kWh au taux d'échange 520 CFA = 1 USD)
- 2011 après plus que 20 ans d'exploitation nécessité d'une réhabilitation (coût estimé: 18 Million Euro = 280 Euro/kW)

**Conclusion** tirée des expériences avec les centrales existantes : des centrales hydro électricques sont des ressources d'opportunité qui doivent avoir une ressource équivalente en réserve dans le parc d'approvisionnement de la CEET et CEB, ce qui les fait relativement chères.

### 2.2 Activités projetées et sites potentiels

Les deux différents tableaux présentés dans la suite étaient disponibles comme base d'information sur des sites potentiels au Togo. Au deuxième tableau les doubles étaient éliminés. Les sites marqués en rouge étaient sélectionnés comme sites prioritaires pendant l'atelier. Le total du potentiel est résumé dans les cellules marquées en vert.

Selon ces tableaux le nombre des **sites potentiels ≤ 30 MW s'élèvent à 39 avec une puissance potentielle totale à installer de 206 MW.**

<sup>2</sup> Mentionné comme exemple de réussite pendant l'atelier

nom	cours d'eau	puissance [MW]
Tététou	Mono	60
Nangbéto en aval du site	Mono	20
Landa-pozanda	Coll. milit. Kara	17
Namon	Kara	13
Tirira	Kéran	12
Daye Konda	Gban Hou 2	10
Tihaléa	Kara	9
Kougnohou (=Sérégbané?)	Koroon	9
Koueda	Kpaza	9
Dotékopé	Mono	9
Tomégbé	Domi	8
Sagada/Kpététa	Mono	8
Kpessi	Ogou	8
Gougou	Ogou	7
Bangan (Bassar)	Mô	6
Soukourou	Souroukou	5
Langabou	Assou Koko	5
Daye Konda	Gban Hou 1	5
Djédrame	Danyi	3
Amou Oblo	Amou	2
Fazao	Kpaza	2.5
Ezimé	Koulassou	2.5
Gboamo	Amou	2
Tomégbé	Sin-sin	1.6
Bongoulou	Bassar	1.25
Bassar	Cascade Sika	1
Aklowa	Cascade	0.8
Mongo-Kantè (Atigbé)	Kéram	0.75
Landa-pozanda	Kara	0.2
Wonougba	Sio	0.057
Alokoegbé	Sio	0.043
Landa-pozanda	Kara (Kpizindè)	0.076
Légouazeladè	Mô	0.1
Akloa 1 (=Aklowa Casc.?)	Domi	0.1
<b>total</b>	<b>34 sites</b>	<b>238</b>
<b>&lt;= 30 MW</b>	<b>33 sites</b>	<b>178</b>

cours d'eau	village du site	puissance [MW]
Mono	Adjarala	147
Mono	Kpéssi	8
Kara	Landakpozanda	5
Kéran	Route Kandé-Mago	5
Gban Houn2	Danye Konda	5
Mono	Landa Mono	3
Amou	Glei	2
<b>sites supplémentaires</b>		
<b>total</b>	<b>7 sites</b>	<b>175</b>
<b>&lt;= 30 MW</b>	<b>6 sites</b>	<b>28</b>

POTENTIEL		[MW]
<b>total:</b>	<b>41 sites</b>	<b>413</b>
<b>&lt;= 30 MW:</b>	<b>39 sites</b>	<b>206</b>

**Table 4 : Les sites potentiels au Togo**

Un projet régional réalisé dans plusieurs pays de l'Afrique subsaharienne financé parmi d'autres par FEM (GEF) et PNUD (UNDP) fournissait des données supplémentaires pour le Togo, le Bénin et le Mali. Les détails comme élaborés pour les trois pays sont présentés en ANNEXE 1, ANNEXE 2 et ANNEXE 4.

Des études existent pour les projets d'Adjarala (3 x 49 MW) et Tététou (24 MW), les deux sur la rivière Mono. Le site d'Adjarala a fait l'objet de plusieurs études dont les résultats sont encore sujet à questions. En fait, les données pour Ajarala et Tététou tirés de différentes sources sont contradictoires.

Projet	Capacité	Production annuelle	Remarque
Ajarala	94 MW (147 MW ?)	205 GWh	Pourrait être exploité conjointement par le Togo et le Benin
Tététou	24 MW		

**Table 5** : Les deux sites potentiels du Togo avec grande puissance

### 2.3 Sites potentiels hydro-électriques priorités lors de l'atelier

Pendant l'Atelier sur le développement des projets PCH en 2012 à Monrovia, les sites suivants étaient priorités par les participants du Togo :

Site potentiel	Capacité potentielle	Remarques
Mongo-Kanté	750 kW	Réseau isolé
Titira (=Tirira ?)	1,2 MW (12 MW <sup>3</sup> )	Réseau isolé
Alokoegbe	125 kW (43 kW ?)	Réseau isolé
Wonugba	165 kW (57 kW ?)	Réseau isolé
Aklowa	800 kW (100 kW ?)	Réseau isolé
Landa-prozanda	110 kW (76 kW)	Réseau isolé
Kpimé	2 MW	à réhabiliter ; réseau interconnecté
Tététou	24 MW	Réseau interconnecté

**Table 6** : Les sites priorités au Togo

Les chiffres en parenthèses avec point d'interrogation sont tirés de l'étude FEM/PNUD (GEF/UNDP), 2005.

Au Togo, jusqu'à présent surtout le PNUD et la Communauté Electrique du Bénin CEB ont investi pour tous sortes de projets (réseaux isolés et réseau interconnecté).

### 2.4 Situation actuelle et objectives politiques

Le potentiel hydraulique du Togo est hautement saisonnier, saisons qui varient selon les régions. L'utilisation principale actuelle du potentiel hydroélectrique se focalise sur le fleuve Mono, le seul se prêtant à des aménagements de taille suffisante pour un raccordement au réseau.

<sup>3</sup> Différence entre différentes études

Les saisons peuvent être résumées comme suit :

Région	Saison	Période
Région côtière	grande saison sèche	nov-mars
	grande saison des pluies	mars-juillet
	petite saison sèche	août-sept
	petite saison des pluies	sept-nov
Région des montagnes	grande saison des pluies	Mars-sept
Région nord	saison des pluies	Mars/avril-oct/nov
	saison sèche	Oct/nov-mars/avr

**Table 7** : Les différentes saisons au Togo

Présentement 70 % de l'électricité produite est consommé à Lomé ! (15 % au Nord et 15 % au Sud du Togo).

Le taux d'électrification du pays par rapport à l'année précédente progresse depuis le démarrage des projets financés par les bailleurs de fonds (BOAD, BIDC, Banque Mondiale...), de l'Etat et de la CEET pour l'extension et le raccordement de nouveaux abonnés.

Les **objectives politiques** sont :

- Augmenter la part de l'hydroélectricité dans le mix énergétique total.
- Approvisionner en électricité les zones rurales et reculées grâce à l'utilisation des mini- et microcentrales hydroélectriques jusqu'à atteindre 1% en 2015 et 2% en 2020 de la part nationale des énergies renouvelables.
- Économiser les ressources non renouvelables utilisées dans la production d'électricité et diversifier les sources énergétiques.
- Garantir un minimum de dommages à l'écosystème résultant du développement hydroélectrique.
- Attirer les investissements du secteur privé dans le sous-secteur de l'hydroélectricité.

La **DGHE** (Direction de l'Hydraulique et de l'Eau) dispose d'une base de données laquelle permet une évaluation des ressources.

Au Togo, surtout l'**UPROMA** (unité de production de matériels agricoles) a les moyens de fabriquer des turbines pour des micro et mini centrales hydroélectriques.

Pour une évaluation des ressources hydrauliques il serait utile d'intégrer l'Institut national de formation et de perfectionnement professionnel (Togo) ; l'Ecole nationale supérieure d'ingénieurs **ENSI** ; le Centre Régionale d'Enseignement Technique et Formation **CRETFP** (et éventuellement aussi la BIDC et la BOAD)

## 2.5 Cadre institutionnel, législatif & réglementaire

Entre le Bénin et Togo un accord international bénino-togolais était conclu et les lois portant code d'électricité de chacun des pays permettent l'existence de producteurs indépendants. Ainsi, ces **producteurs indépendants** doivent :

- avoir conclu une convention (concession ou autres) avec l'Etat à l'issue d'une procédure d'appel à la concurrence élaborée conformément au schéma directeur de

- production et de transport en vigueur et aux dispositions de la loi portant Code de l'Electricité
- avoir signé un contrat d'achat/vente de l'énergie électrique avec le transporteur de l'énergie électrique dûment mandaté ou avec le distributeur partout où ce transporteur n'est pas présent ou, le cas échéant, avec un tiers dans les pays voisins du Bénin.

Ainsi, la **production est libéralisée**, mais jusqu'à présent il n'y a pas encore de producteur indépendant de PCH. En plus, il n'existe pas un mécanisme de tarif de rachat pour les PCH.

Ni au Togo ni au Bénin il n'y a une redevance sur l'eau puisque c'est l'état qui gère l'eau.

## 2.6 Activités prévues pour promouvoir les PCH

Les **axes stratégiques** sont définis comme suit :

- Établir et maintenir les **accords multilatéraux** de surveillance et de réglementation des usages de la ressource en eau des fleuves internationaux dont le Togo est signataire.
- Assurer la **participation** accrue des populations locales à la planification, conception et la construction de centrales hydroélectriques.
- Encourager le **secteur privé**, à la fois local et international, dans la création et l'exploitation des centrales hydroélectriques
- S'assurer que les communautés rurales intègrent les mini/micro centrales hydroélectriques dans leurs **plans de développement**, et promouvoir et soutenir les activités de R&D pour l'adaptation au plan local des technologies des mini/micro centrales hydroélectriques.
- Initier et mettre à jour les **données sur le potentiel hydroélectrique** des rivières du pays et identifier tous les emplacements possibles pour les futurs barrages y compris les sites aptes à accueillir des mini/micro centrales hydroélectriques.

Les mesures suivantes étaient proposées pour **assurer des normes de qualité sur les PCH** (Togo + Bénin) :

- assigner une **Autorité de régulation comme institut de contrôle indépendant**, qui peut confier les travaux à des cabinets
- faire un **renforcement de capacités** pour :
  1. l'identification des sites
  2. la gestion des projets et
  3. la fabrication des équipements
- des agents devraient vérifier la conception (des projets)
- un comité multipartite devrait **contrôler la mise en service**
- le **centre régional des PCH d'Abuja** devrait jouer un rôle important comme centre de renforcement de capacité et comme conseil
- des **normes** devraient être mises en place pour les équipements et la construction

## 2.7 Références bibliographiques

- Plan Stratégique d'Investissement de la CEB (Communauté d'électricité du Benin) à l'Horizon 2007-2026
- République du Togo, Document de Politique de l'Energie, Rapport Préliminaire, Oct 2011

### 3 Benin

#### 3.1 Centrales hydro-électriques existantes

centrale	puissance	Production annuelle	Mise en service	Remarques
Nangbeto (Mono)	65 MW	150 GWh		projet en collaboration entre Benin et Togo ; situé au territoire togolais, moitié de la production destinée au Bénin
Yeripao <sup>4</sup> (Kiatiko)	0.5 MW	1.7 GWh (5 GWh ?)	1997 (coopération Belgique)	Alimente une partie de Natitingou au Nord-Ouest

**Table 8** : Les centrales hydro-électriques existantes au Bénin

##### Caractéristiques de Yéripao :

- Bassin versant : 74 km<sup>2</sup>
- Débit moyen annuel : 481 l/s
- Crue décennale : 100 m<sup>3</sup>/s
- Puissance potentielle : 1 MW
- Puissance installée : 500 kW (turbine Pelton)
- Chute : 130 m

La centrale tourne sur une durée de 3 à 16h/jour en saison sèche et 24h/24 en saison pluvieuse. Il faut toutefois mentionner que cette centrale est à l'arrêt pour une panne, faute de maintenance.

#### 3.2 Activités projetées et sites potentiels

Plusieurs travaux d'évaluation des ressources disponibles ont été réalisés. Ils sont l'œuvre pour la plupart de la Communauté Électrique du Bénin (CEB) et de la Direction Générale de l'Énergie (DGE). Les travaux réalisés par la CEB incluent :

- Étude d'Inventaire des Ressources hydroélectriques potentielles du TOGO et du BENIN
- Plan Directeur de Développement de la Production et du Transport
- Étude de faisabilité du Barrage d'Adjarala sur le fleuve Mono
- Etude de faisabilité de Kétou dans le cadre de l'aménagement hydroélectrique optimal du fleuve Ouémé

La première étude a fait l'**inventaire des sites potentiels aménageables en centrales hydroélectriques au Bénin et au Togo**. Les deux dernières sont des études d'optimisation.

A la Direction Générale de l'Énergie (DGE), qui dispose également des bases de données sur les ressources hydro-électriques, un **inventaire de 85 sites micro, mini et petites centrales hydroélectriques** a été réalisé dans le cadre du projet Schéma Directeur de l'Électrification Rurale au Bénin (SDERB). Ces sites ont été identifiés sur la base d'informations issues des documents existants au niveau de la Direction Générale de

<sup>4</sup> Mentionné comme exemple de réussite pendant l'atelier à Monrovia.

l'Energie (anciennes études) ou des visites de sites répertoriés à partir des cartes topographiques à l'échelle 1/50,000e. Cet inventaire a été réalisé pour le développement de la petite hydroélectricité dans le cadre de l'électrification rurale.

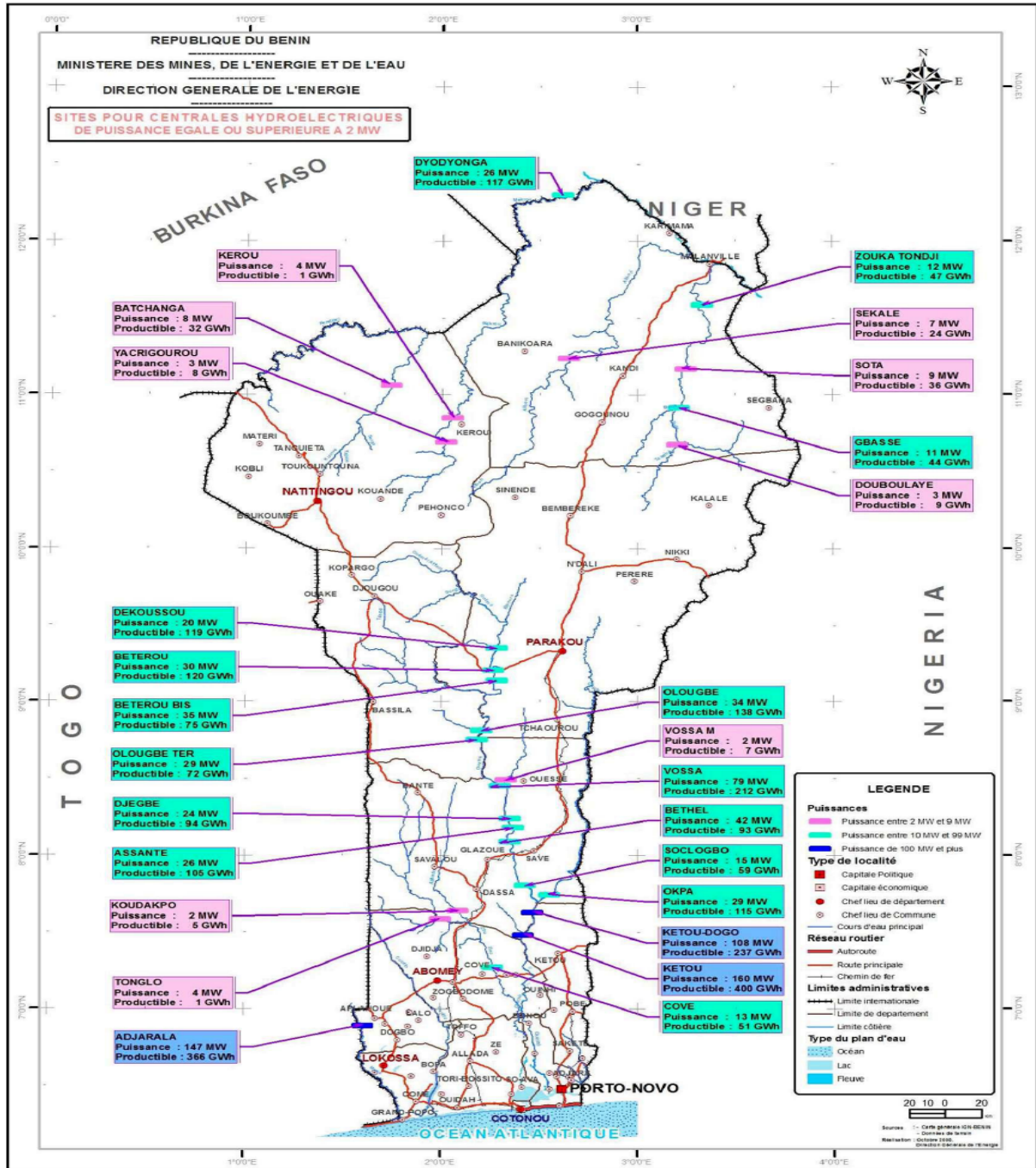


Figure 6 : Sites potentiels pour centrales hydroélectriques de puissance  $\geq 2$  MW (rosé : 2-10 MW, vert : 10-100 MW, bleu :  $> 100$  MW), au total 27 sites

Le tableau suivant résume tous les sites listés dans différentes études



Baseline Report on Small-Scale Hydro Power in the ECOWAS region

nom	rivière	Capacité [kW]
Tonglo	Zou	4'436
Kérou	Múkrou	4'195
Yakrigourou	Múkrou	3'266
Gbérankou	Oli	2'782
Douboulaye	Tassiné (af. Sot)	2'576
Vossa	Beffa	2'003
Koudakpo	Agbado	1'955
Lanta	Kouffo	1'547
Karikabara	Bouli	1'422
Gbégourou	Nanon	1'277
Koka et Tan	Tanou	1'126
Dunkassa-ba	Tassiné (af. Sot)	1'023
Bortoko	Donga	962
Kokobé	Sui	954
Nanon (Kika)	Okpara	910
Zoudji	Zou	785
Houènouhoué	Kouffo	776
Konialotiek	Nkamongo	704
Affonor	Affon ou Ouémé	632
Donga	Donga	585
Affonor	Affon	583
Donga et Fo	Donga	567
Téwékpa	Téwé	558
Tchélenga	Binao	534
Hédjamé	Kouffo	533
Bessé	Bessú (aval-conf)	498
Tèbou	Ouémé	464
Makpossé	Kouffo (at.Zou)	409
Lougou	Taè	381
Sazakounga	Sui	367
Djègbé	Nonomé	332
Assèlèlédji	Hlan	304
Klédji	Liga	285
Agbodjimé	Agbla	279
Tchoumi-Tchoumi	Ouémé	272
Adjakonou	Lhoto	253
Niangbakaby	Kara	248
Moussitingo	Kouné (1er bras)	241
Oubérou	Nanoué	234
Kouporgou	Koumagou	204
Perma	Perma	200

nom	rivière	Capacité [kW]
Igbodja	Bessú	193
Koubérépou	Koumagou	192
Dougba 2	Aval confl	191
Gbozoumon	Aguidi	170
Sina ssiré	Sinaissiré	165
Yayadji	Yaya	158
Waria	Wari	156
Anfin	Kouffo (at.Zou)	141
Avavi	Hlan	134
Dassaglédji	Azokan	120
Wabou	Tigou (2ème bras)	118
Wansohou	Niensi	109
Sahoussahoué	Todjimè	94
Ass	Kouffo (assélé)	93
Kota	Chutes et	88
Kaboua	Koleükou	84
Koutagou	Kounti	77
Dougba 1	Kilibo	72
Hoko 2	Lifo	70
Adjoya	Tchambo (af. De)	69
Kétou	Odokoto	67
Sawamé	Sawa	62
Houanvé Gou	Conf Houédo Houa	61
Wékédé	Bohoun	60
Toumi	Toumi	58
Sèmère 1	Kpéli	47
Dah-Gbètogn	Kiti	46
Anoum	Gbandara	45
Akpahogo	Zounsè	40
Amato	Ama	34
Adjaho	Agbla	28
Drahou	Dra (lokouté)	27
Mahougbéhou	Tafan	26
Sohoué	Todaho	24
Hoko 1	Voutè	23
Boubou-cent	Atchi-bouri	16
Ikèmon	YaU	15
Lonkli	Lanhiougan	13
Kogbèhoué	Agougan	9
Zondégahoué	Lomo	7
Boguidji		-
<b>TOTAL</b>	<b>82 sites</b>	<b>44'864</b>

nom	rivière	Capacité [kW]	Production annuelle
Ketou		160'000	
Adjarala	Mono	147'000	366 GWh
Ketou-Dogo	Ouémé	108'000	237 GWh
Vossa	Ouémé	79'000	212 GWh
Bethel	Ouémé	42'000	93 GWh
Beterou Bis	Ouémé	35'000	55 GWh
Olougbe	Mono	34'000	72 GWh
Beterou	Ouémé	30'000	
Olougbe Ter	Mono	29'000	
Okpa		29'000	
Dyodyonga	Mékrou	26'000	
Assante		26'000	
Djegbe		24'000	
Dekoussou		20'000	
Soclogbo		15'000	
Cove		13'000	
Zouka Tondji		12'000	
Gbasse		11'000	
Sota		9'000	
Batchanga		8'000	
Sekale		7'000	
Casc. de Sosso		500	
Gbassé		450	
Koutakroukrou		60	
<b>TOTAL</b>		<b>865'010</b>	<b>kW</b>

	capacité [kW]	no de sites
<b>total tous sites</b>	<b>909'874</b>	<b>106</b>
<b>total &lt;= 30 MW</b>	<b>304'874</b>	<b>99</b>

Table 9 : Les sites potentiels au Bénin

Selon le tableau ci-dessus le nombre des **sites potentiels  $\leq 30$  MW s'élèvent à 99 avec une puissance potentielle totale à installer de 305 MW.**

Le tableau suivant donne des informations supplémentaires sur quelques sites (déjà listés dans *Table 9*):

Projets potentiels	Rivière	Capacité	Production annuelle	Remarque
<i>Ajarala</i>	<i>Mono</i>	147 MW	366 GWh	Projet de construction d'un barrage ; étude d'optimisation récemment conclue avec le Togo
<i>Dyodyonga</i>	<i>Mékrou</i>	26 MW	77 GWh	démarche pour aménagement en BOT n'a pas aboutie. Réalisation pourrait être conditionnée par la résolution de quelques questions environnementales
Cascade de Sosso		500 kW		écoulement permanent au niveau de ces sites à cause des apports en provenance des nappes souterraines en saison sèche  rapport complet de l'étude de faisabilité est disponible !
Gbassé		450 kW		
Koutakroukrou		60 kW		
Chute de Kota		45 kW (88 ?)		
Wabou		125 kW (118 ?)		
Kouporgou		60 kW (204 ?)		

**Table 10** : Informations supplémentaires sur quelques sites potentiels au Bénin

Les chiffres en parenthèses avec point d'interrogation sont tirés de l'étude FEM / PNUD (GEF/UNDP), 2005.

La proximité à court terme du réseau national de transport d'électricité par rapport à **certaines sites de la rivière Sota** leur confère un certain intérêt surtout que les propositions des Producteurs Indépendants dans cette région concernent le solaire. Leurs productions serviraient à combler les manquements liés à la production d'électricité par le solaire photovoltaïque. Ces sites peuvent être aménagés en petites centrales à but multiple. Il s'agit de: Sota (9 MW), Zounka Tondi (12 MW) et Gbassé (11 MW).

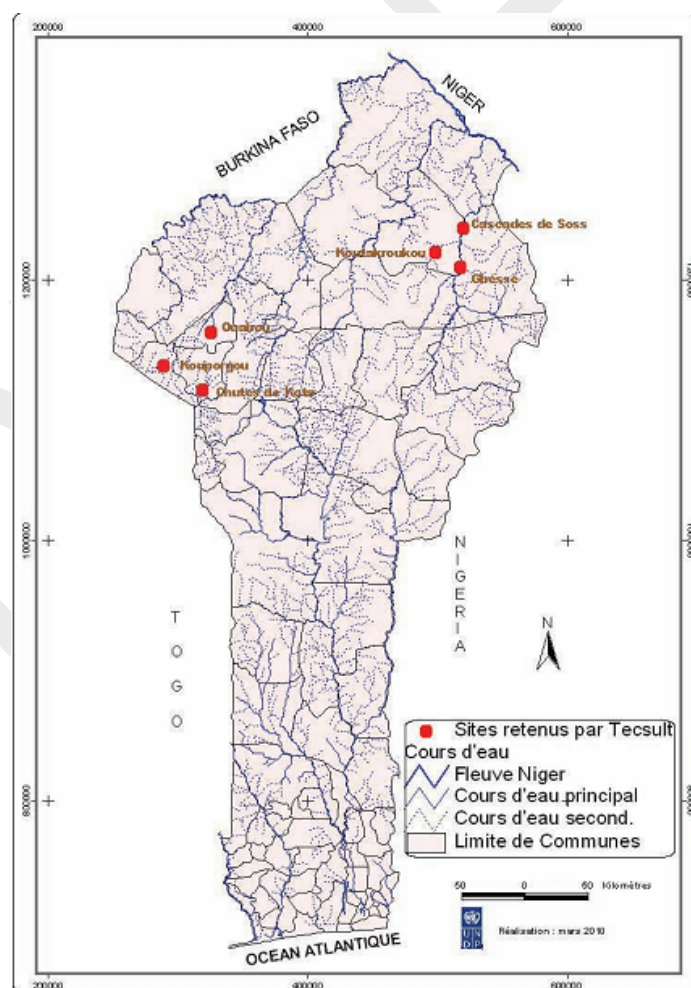
Ces puissances pourraient être minorées pour tenir compte d'autres fonctions.

Dans le cadre du **projet régional de renforcement des capacités en micro / mini centrales hydroélectriques en milieu rural en Afrique subsaharienne**, dans lequel le Bénin a négocié avec ses partenaires l'ACDI et le Cabinet d'études TECSULT, **l'étude de faisabilité de 10 sites, seulement 6 ont fait l'objet de ladite étude** en micro hydro-électricité du fait des débits très faible ou nuls pendant la saison sèches souvent longues.

Les caractéristiques principales des 6 sites hydro retenus par TECSULT comme décrit dans l'étude diffèrent des données dans le tableau ci-dessus (la raison peut être l'utilisation du terme « puissance maximale présumée »):

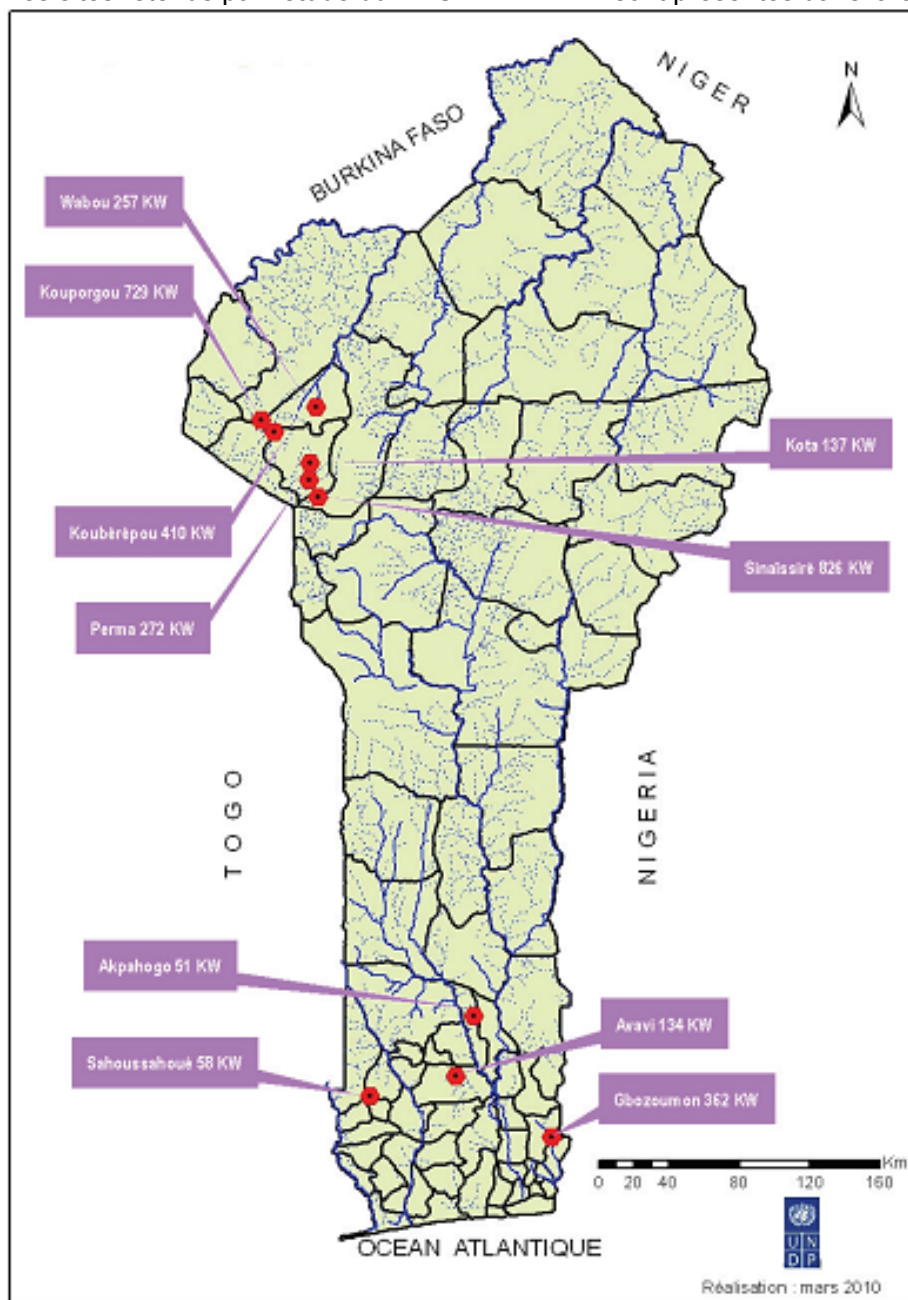
Nom du Site	Nom de la rivière	Département-Commune	Puissance maximale présumée (KW)	Accès existant	Villages enquêtés	Contrainte environnementale
Cascades de Sosso	Sota	Alibori-Kandi	750	Difficile (2,5 km)	Angaradebou Fouet Zanloa Saah	Aucune
Gbèssé	Sota	Alibori-Ségbana	900	Facile (Pont)	Gbèssé Bensékou Sérébani	Point d'eau pour le bétail en rive droite
Koutakrou-krou	Iranée	Alibori-Kandi	100	Facile (Pont)	Bensékou	Forêt classée de la Sota
Chutes de la Kota	Kota	Atacora-Nattingou	60	Facile (site touristique)		Site touristique
Wabou	Tigou	Atacora-Toucountouna	260	Difficile (1 km)	Wabou Tectibayaou Kouarfa	Site sacré
Kouporgou	Koumagou	Atacora-Boukoumbé	60	Facile (Pont)	Koudogou	Aucune

**Table 11** : caractéristiques principales des 6 sites hydro retenus par TECSULT



**Figure 7** : Cartographie des sites retenus par le cabinet TECSULT

Les sites retenus par l'étude du PNUD/FEM/BAD sont présentés dans la carte suivante :



**Figure 8** : sites retenus par l'étude du PNUD/FEM/BAD

En résumé, le Bénin dispose de 3 listes principales de sites potentiels :

1. liste de **85 sites micro hydro de puissance < 4.4 MW** (publication de la durée d'écoulement, débit moyen, hauteur de chute, localités avoisinantes, bassin versant, puissance, énergie productible pour chaque site) ; total de presque 50 MW et 200 GWh/an
2. **liste proposée par ABERME** après l'étude de faisabilité réalisée par le cabinet canadien TECSULT en 2009 selon laquelle **6 sites** sont aménageables.

3. **liste proposée par le PNUD** en collaboration avec la Banque Africaine de Développement dans le cadre de l'appui au renforcement de capacités en vue de la réalisation des PCH selon laquelle **8 sites** sont aménageables.

### 3.3 Sites potentiels hydro-électriques priorités lors de l'atelier

Site potentiel	Capacité potentielle	remarques
Zanloua	500 kW	Réseau isolé
Wabou	125 kW ( ? )	Réseau isolé
Kouporgou	60 kW	Réseau isolé
Bétérou-Amont	23.2 MW	Réseau interconnecté
Oloubé	29.4 MW	Réseau interconnecté

**Table 12** : Les sites priorités au Bénin

Jusqu'à présent au Bénin surtout le PNUD/FEM (UNDP/GEF) et l'Agence canadienne de développement international (ACDI) ont investi pour les projets destinés au réseau isolé et pour les projets destinés au réseau interconnecté, seule la CEB (Communauté Electrique du Benin) a investi.

### 3.4 Situation actuelle et objectives politiques

#### Les capacités locales

Il existe un « Atelier de fabrication mécanique » au Bénin lequel est jugé d'avoir les capacités de fabriquer des turbines pour la micro, mini et petite hydroélectricité.

Pour l'évaluation des ressources hydrauliques il est recommandé d'impliquer l'Ecole Polytechnique d'Abomey-calavi et des lycées techniques du Benin.

#### L'hydrologie du Bénin

Le régime des précipitations au Sud du pays est caractérisé par 2 saisons sèches et 2 saisons pluvieuses, par contre au Nord par une seule saison sèche et une saison pluvieuse. Les isohyètes varient entre 850 et 1,300 mm/an (maxima dans la Donga et Ouémé). La zone la plus pluvieuse se trouve dans l'axe Natitingou – Kandi, dans la partie sud de l'Atacora et de l'Alibori et la partie nord de la Donga, avec une dominance dans la région montagneuse de l'Atacora. Ces régions pluvieuses au Nord sont caractérisées par une seule saison des pluies avec une période de bas niveau de l'eau dans les rivières de près de 5 mois (nov – mars). De manière générale, le Bénin englobe des parties des bassins versants du Niger, Volta, Mono Couffo et Ouémé et dispose d'un réseau de 46 stations de mesure du niveau d'eau et de mesures de débits (sur plus de 10 années). La base de données est administrée au Service de l'Hydrologie à la Direction Générale de l'Eau. Une **base des données hydro et pluvio (BDHP)** intègre les données du Service d'Hydrologie et de la Direction de la Météorologie Nationale (DMN).

Surtout sur les flancs Sud du Massif de l'Atacora et sur les flancs Ouest et Sud-Ouest des Monts Tanéka, il existe un réseau hydrographique dense dont les axes principaux sont constitués des premiers tributaires de la Kéran. Les pentes de ces rivières sont très élevées

surtout en tête de bassin et aux sorties des roches plus résistantes; c'est dans ces zones qu'ont été reconnus de nombreux sites de microcentrales.

Pour quelques rivières des profils en long étaient analysés pour comparer leurs pentes et ainsi leurs potentiels de chutes adéquates :

- 13 à 40 m/km sur la rivière Wémou à certaines côtes
- 10 à 20 m/km sur la rivière Koumagou
- 40 m / km sur la rivière Kota à la côte 520
- 57 m/km sur la rivière Magou à la côte 320
- 20 m/km sur la rivière Tigou à la côte 520

Le Bénin peut être réparti en 3 zones dont la zone du Nord semble la plus intéressante pour des PCH :

- Sud : 2 saisons de pluies ; nature relativement imperméable des sols engendre souvent des écoulements non permanents
- Centre : zone de transition ; la partie Est des Collines où le sol est granitique pouvant être asséchées plusieurs mois
- Nord : longue saison des pluies intenses ; zone montagneuse de l'Atacora : par la nature imperméable de sa croûte terrestre souffre de périodes d'étiage prononcées ; région **Nord-est autour de Kandi** : bassin sédimentaire plus perméable rendant les cours d'eau beaucoup plus pérennes.

### Le secteur énergie

Comme dans la plupart des pays de la CEDEAO, la consommation d'électricité au Bénin comme pourcentage de consommation totale de l'énergie est très faible, notamment 2.2% (49.5 % biomasse, 48.3 % produits pétroliers) en 2010. Le pays souffre d'un déficit dans la fourniture de l'énergie électrique et la compétitivité des entreprises de production est très limitée (insuffisance de l'énergie électrique et coûts élevés). Le Bénin dépend à 100 % de l'extérieur pour l'approvisionnement en produits pétroliers. Le taux d'autosuffisance en électricité était de 10 % en 2010 (dépendance de la Côte d'Ivoire, Ghana et Nigeria). En 2010, environ 54 % de la population urbaine et 3.5 % des ménages ruraux avaient accès à l'électricité.

Les différents niveaux de tarif (2012) pour la basse tension sont présentés dans le tableau suivant :

Tarif BT1 (usage domestique (lumière et climatisation))	Tranche 1 (sociale) : <= 20 kWh/mois ; exonérée de la TVA	78 FCFA (11.9 Euro cent)
	Tranche 2 : 20 kWh – 250 kWh	109 FCFA
	Tranche 3 : le reste de > 250 kWh	115 FCFA
Tarif BT2 (usage professionnel)		111 FCFA (16.9 Euro cent)
Tarif BT3 (éclairage public)		122 FCFA (18.6 Euro cent)

**Table 13** : Les tarifs d'électricité au Bénin

L'entretien du branchement et des appareils de comptage d'électricité est chargé à 500 FCFA par mois kVA souscrite pour BT.

Le **Fonds d'Electrification Rurale** constitue une contribution spécifique à l'électrification rurale de 3 FCFA/kWh consommé non assujettie à la TVA et applicable à tous les consommateurs BT et MT.

Les **grands défis** du secteur sont :

- D'assurer la sécurité des approvisionnements énergétiques aux coûts les plus bas possibles par la **diversification des sources** d'énergie notamment par l'exploitation de ressources hydrauliques à travers la construction de barrages hydro-électriques
- De renforcer les actions de maîtrise d'énergie à travers des audits énergétiques, des programmes d'économie d'énergie et **d'efficacité énergétique**
- D'améliorer le **cadre institutionnel et réglementaire**

Un **document de politique et de stratégie de développement du secteur** de l'énergie électrique était établi au Bénin Il prévoit parmi d'autres de construire 42 mini/micro centrales hydroélectriques.

### 3.5 Cadre institutionnel, législatif & réglementaire

Le cadre institutionnel comprend les **parties prenantes** suivantes :

- Le Ministère de l'Energie, des Recherches Pétrolières et Minières, de l'Eau, et du Développement des Energies Renouvelables
  - La **Direction Générale de l'Energie (DGE)** ; chargée de définir la politique générale et les orientations du secteur ; élabore et veille à l'application de toutes les réglementations relatives aux activités concernant l'énergie, exerce un contrôle technique sur les entreprises du secteur, chargée de promouvoir toutes les formes d'énergie
- Les acteurs des filières de production et de distribution de l'électricité
  - La Communauté Electrique du Bénin (CEB) ; binational pour le Bénin et le Togo
  - La Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE) ;
  - L'Agence Béninoise d'**Electrification Rurale** et de Maîtrise d'Energie (**ABERME**) ; chargée de mettre en œuvre la politique de l'Etat dans les domaines de l'électrification rurale et de la maîtrise d'énergie
  - L'Agence Nationale de Développement des **Energies Renouvelables** (en cours de création)

Le **cadre réglementaire** s'exprime dans:

- Le code Bénino-Togolais d'électricité dont la révision est intervenue en 2004 a mis fin au monopole de la Communauté Electrique du Bénin (CEB) en matière de production d'énergie électrique, ouvrant ainsi les segments de la **production et de la distribution aux opérateurs privés**
- La loi N° 2006-16 du 27 mars 2006 portant code de l'électricité en République du Bénin définit, entre autres, les modalités d'intervention de chaque acteur du secteur de l'énergie électrique :
  - **l'Autorité de Régulation** à mettre en place (Décret signé)
  - Le **Fonds de l'Electrification Rurale** (Mis en place)
- Loi n° 2010-44 du 21 octobre 2010 portant gestion de l'eau en République du Bénin.
- Comme déjà décrit pour le cas du Togo, pour les producteurs indépendants il faut :
  - avoir conclu une convention (concession ou autres) avec l'Etat à l'issue d'une **procédure d'appel à la concurrence** élaborée conformément au schéma directeur de production et de transport en vigueur et aux dispositions de la loi portant Code de l'Electricité;
  - avoir signé un **contrat d'achat/vente** de l'énergie électrique avec le transporteur de l'énergie électrique dûment mandaté ou avec le distributeur partout où ce transporteur n'est pas présent ou, le cas échéant, avec un tiers dans les pays voisins du Bénin.

L'eau est considérée comme « **élément du patrimoine commun national** », et ainsi fait partie du domaine public. Les cours d'eau, les digues, les barrages, les écluses et leurs dépendances ou ouvrages annexes font également parties du domaine public.

Les dispositions juridiques et administratives pour l'exploitation des cours d'eau sont indiquées ci-après:

- Les aménagements hydrauliques et les installations, des ouvrages, des travaux et activités réalisés par toutes personnes physiques ou morales, publiques ou privées, sont soumis à autorisation ou à déclaration suivant leur nature, leur localisation et leur importance.
- Les modalités et les termes des conventions de concession, les dispositions particulières qui y sont liées, les utilisations des terrains et l'accès aux cours d'eau sont contenues dans la Loi portant Code de l'Electricité et celle portant gestion des Eaux en République du Bénin:
- un aménagement hydroélectrique est subordonné à une EIE (étude d'impacts sur l'environnement) qui peut être simplifiée ou approfondie selon l'envergure du projet (Agence Béninoise pour l'Environnement dispose d'un guide sectoriel d'étude d'impacts sur l'environnement des projets de centrales hydroélectriques)

Bien que la production soit libéralisée, il n'y a pas encore de producteur indépendant d'électricité exploitant une PCH et il n'existe pas un mécanisme de tarif de rachat pour les PCH.

Présentement, les mini- et micro-centrales sont surtout sous la responsabilité de la Société Béninoise d'énergie électrique SBEE, par contre la petite hydro-électricité est surtout sous la responsabilité de la Communauté Electrique du Bénin CEB<sup>5</sup>.

### **3.6 Activités prévues pour promouvoir les PCH**

Au total, le Bénin dispose d'un potentiel hydroélectrique non négligeable dont le développement permettra de satisfaire une partie de ses besoins en énergie électrique et de contribuer à satisfaire la demande régionale. Cependant, la plupart de ces sites sont restés non valorisés. Il y a lieu de lever les différentes barrières afin de mettre en valeur le potentiel hydroélectrique.

### **3.7 Références bibliographiques**

- Plan Stratégique d'Investissement de la CEB (Communauté d'électricité du Benin) à l'Horizon 2007-2026

---

<sup>5</sup> à vérifier



## 4 Burkina Faso

### 4.1 Centrales hydroélectriques existantes

Hydropower Plant	Puissance	production	Année de mise en service	Investissement (milliard de FCFA)
Bagré	18,000 kVA	44.5 GWh/an	1993	> 25.6
Kompienga	15,400 kVA	33 GWh/an	1990	31.8
Niofila	1,500 kVA	7 GWh/an	1996	6.3
Tourni	500 kVA	2.5GWh/an	1996	

**Table 14 :** Les quatre centrales hydro-électriques les plus importants du Burkina Faso

La puissance totale du parc hydroélectrique s'élève à 35,400 kVA (12 % du totale).

En plus, le Burkina dispose des PCH suivantes:

Puissance	Centrales existantes	
< 50 kW	pas de PCH	
Mini (100 – 1,000 kW)	1 site à 160 kW 2 sites de 400 kW	
Petite (1-30 MW)	1 site à 14 MW 1 site à 16 MW	La PCH de 16 MW était un échec à cause d'une sous-estimation de l'hydrologie
Autres échecs :	2 mini centrale, avarie importante e/m (turbine), installation 1994, 1999 réhabilitation, fonctionne maintenant toujours	

**Table 15 :** (Autres) PCH au Burkina Faso

### 4.2 Activités projetées et sites potentiels

« L'Inventaire des sites hydroélectriques du Burkina Faso – EDF-SONABEL, 1999 » spécifie les chiffres suivantes :

	Productible [P en GWh/an]	Nombre de sites	Puissance (totale)
Micro - Hydro	P < 5	27	6,5 MW
Mini – Hydro	5 < P < 15	29	29, 7 MW
Hydro	P >15	14	101,8 MW
<b>TOTAL</b>		<b>70</b>	<b>138 MW</b>

**Table 16 :** Potentiel des sites hydroélectriques au Burkina Faso

Les coûts de revient du kWh pour les sites potentiels étaient estimés comme suit (en moyenne) :

	Minimum (FCFA)	Maximum (FCFA)
Micro Hydro	173	1613
Mini Hydro	99	223
Hydro	73	118
Prix de vente actuel du kWh : 75 à 109 FCFA		

**Table 17** : Prix de revient pour l'hydroélectricité de différents ordres de grandeur au Burkina

La distribution des sites dans le pays est présentée dans le tableau suivant.

Région	Puissance potentielle de « micro et mini » [kW]
Centre, Sud	2,500
Boucle du Mouhoun	2,500
Sud Ouest	5,000
Centre, Est	1,200
Centre, Ouest	6,250
Est	7,500
Cascades	5,000
Sahel	3,125
Hauts Bassins	3,125
<b>Total</b>	<b>36,200</b>

**Table 18** : Potentiel des PCH (micro et mini) dans différentes régions du Burkina Faso

Tous ces chiffres sont tirées du « **Rapport d'étude d'inventaire des sites hydroélectriques du Burkina Faso / EDF / 1999** ». ANNEXE 3 spécifie les détails de quelques sites intéressants. Si on résume les informations des tableaux dans cette annexe on reçoit le tableau suivant.

	puissance potentielle [kW]	productible annuel [GWh]
Bon	7'800	29.10
Bontioli	5'100	11.70
<i>Gougourou</i>	<i>5'000</i>	<i>17.70</i>
<i>Folonzo</i>	<i>10'800</i>	<i>27.30</i>
<i>Bagré aval</i>	<i>14'000</i>	<i>37.30</i>
Samendeni	2'400	11.20
Bittou	1'600	6.20
Kirgou	2'100	9.90
Badongo	3'000	10.20
<b>TOTAL</b>	<b>51'800</b>	
dont "micro et mini"	22'000	

**Table 19** : Sites potentiels au Burkina Faso

Ce tableau montre que la définition de « micro et mini hydro » au Burkina (< 15 GWh/an), exclut des sites avec une capacité au-dessus d'environ 5 MW, ainsi la définition n'est pas

comparable avec la définition de « small-scale » (< 30 MW) appliquée dans l'étude présente. La conclusion qui peut être tirée des chiffres disponibles est que le **potentiel des sites ≤30 MW doit être entre environ 52 et 138 MW.**

### 4.3 Sites potentiels hydro-électriques priorités lors de l'atelier

Site potentiel	Capacité potentiel
Bagré 2	14 MW ( ?)
Bon	7.8 MW
Folonzo	10.8 MW
Gongourou	5 MW
Bontioli	5.1 MW

**Table 20** : Les sites priorités au Burkina Faso

### 4.4 Situation actuelle et objectives politiques

L'électricité ne constitue que 2 % de l'énergie consommé. Burkina est un pays non producteur de pétrole et doit importer tous les hydrocarbures consommés (du Ghana et Cote d'Ivoire).

La puissance nationale installée s'élève à 204 MW (fin 2005) et il s'agit surtout des centrales thermiques. Le Burkina est interconnecté avec la Cote d'Ivoire pour l'importation d'électricité. Les parties prenantes importantes sont parmi d'autres :

- SONABEL : société nationale pour l'électrification urbaine
- FDE : Fonds de Développement pour l'électrification rurale

Dans le secteur de l'hydroélectricité la SONABEL est le seul producteur, il n'y a pas d'auto-producteur.

Les contraintes principales pour le développement des PCH au Burkina sont surtout :

- sa **pluviométrie irrégulière** et assez faible (400-1,000 mm/an)
- l'**éloignement** des sites des centres de consommation et
- la **rentabilité** au niveau rural (amortissement des coûts)

### 4.5 Cadre institutionnel, législatif & réglementaire

La loi 016-2005/AN portant la réglementation de l'approvisionnement en énergie électrique comprend :

- L'ouverture de la production d'électricité au secteur privé par appel à la concurrence
- Libéralisation de la distribution dans les localités non encore électrifiées
- Création d'un fonds de développement de l'électrification destiné à accélérer l'électrification du pays

La loi N° 015-2001AN portant l'autorisation de privatisation d'entreprise à participation de fonds publique comprend (parmi d'autres) :

- L'autorisation de privatisation de la SONABEL

Ainsi, on peut constater une séparation limitée par une ouverture de la production au privé et la mise en place d'un acheteur unique. Le sous-secteur est organisé en 2 segments : 1) périmètre actuelle de la SONABEL, 2) électrification rurale. Ce deuxième segment est géré

par l'État, les ONG, le secteur privé burkinabé et les collectivités locales. Il sera financé à travers le Fonds de Développement de l'Électrification.

#### 4.6 Activités prévues pour promouvoir les PCH

La stratégie de développement de l'hydroélectricité au Burkina Faso se base sur :

- **Fonds de Développement de l'Électrification [2004]** : Electrification en milieu rural
- **Libéralisation de la production d'électricité** : Promotion de l'investissement privé
- **Responsabilisation des communautés villageoises**: Coopérative d'Électricité (COOPEL)
- **Partenariats Public - Privé, Public - Collectivités rurales** : Implication des mondes industriel et rural
- **Élaboration d'une Stratégie Énergies Renouvelables** : Facilités douanières, exonérations, Mobilisation de fonds (MDP, Carbone, OMD, etc.)

De manière générale, le développement de la petite hydroélectricité est considéré comme chance pouvant permettre d'accroître l'accès aux services énergétiques en milieu rural et de favoriser la création de plus value en milieu rurale.

#### 4.7 Références bibliographiques

- <http://www.sirtewaterandenergy.org/docs/reports/BurkinaFaso-Rapport2.pdf>

## 5 Niger

### 5.1 Centrales hydro-électriques existantes

Au Niger il n'y a pas de centrales hydro-électriques existantes.

### 5.2 Activités projetées et sites potentiels

Depuis 1960, plusieurs études pour le développement du potentiel hydroélectrique étaient réalisées. Mais jusqu'à présent aucun site n'était réalisé.

Trois sites majeurs ont fait l'objet d'études de faisabilité. Il s'agit de :

Projets potentiels	Puissance potentielle
Kandaji / Niger (en construction?)	130 MW
Gambou	122 MW
Dyodyonga <sup>6</sup>	26 MW

**Table 21** : Les sites de grand potentiel déjà étudiés au Niger

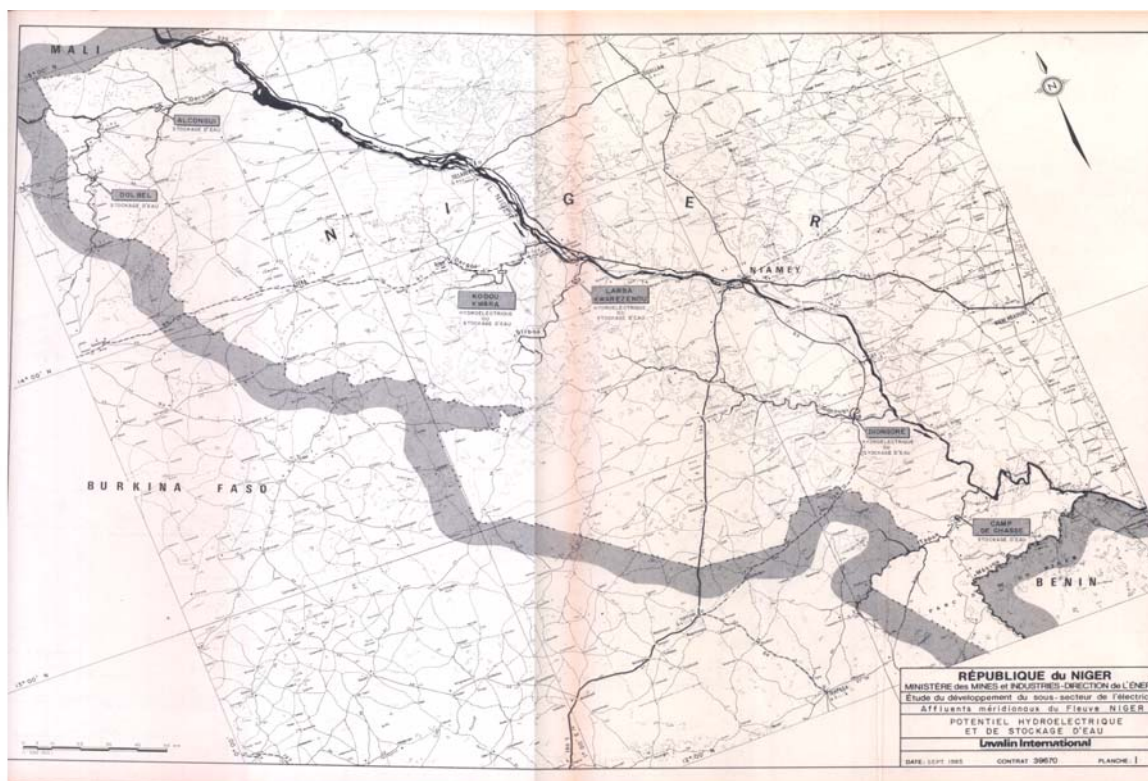
A part de ces sites il existe **quelques cours d'eau semi permanents** (Sirba, Goroual, Gouroubi, Tapoa, Maggia, Goulbin'Maradi, Korama et Komadougou Yobé) qui présentent des potentialités en mini et micro hydroélectricité.

Affluents	Tapoa	Goroubi	Sirba	Dargol
Sites	Camp	Diongoré	Larba koirézénou	Kodou Kwara
Côte maximale de retenue (m)	221	200	203	208
Côte minimale d'exploitation (m)	219	193	197	203
Chute brute (m)	36	17,5	12,5	11,5
Apport moyen annuel (m <sup>3</sup> *10 <sup>6</sup> )	31	169	666	152
Volume total retenu (m <sup>3</sup> * 10 <sup>6</sup> )	3,5	270	250	230
Réserve utile (m <sup>3</sup> *10 <sup>3</sup> )	2,5	215	210	185
<b>Puissance estimée (kW)</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>2,000</b>	<b>1,000</b>
Energie moyenne annuelle (GWh/an)	1,8	2,7	6,5	1,6
Energie garantie (GWh/an)	-----	2,2	4,4	1,2
Puissance installée tranche (kW)	2* 500	2*500	2*1000	2*500
Ordre de grandeur des coûts (*1000 \$ US)	3375	10400	23910	11570
(*10 <sup>6</sup> F CFA)	1453	4471,5	10281,9	4973

<sup>6</sup> Dans une zone déclaré patrimoine mondiale (réserve de la faune), opposition, projet abandonné, peut-être reconsidéré avec une capacité plus petite

Coût spécifique [USD/kW]	3,375	10,400	11,955	11,570
--------------------------	-------	--------	--------	--------

**Table 22** : Les sites PCH potentiels au Niger ; avec barrage de retenue



**Figure 9** : Cartographie des sites potentiels au Niger

Il y a une autre source qui parle de 17 barrages existants auxquels un potentiel hydro-électrique pourrait être exploité.

### 5.3 Sites potentiels hydro-électriques priorités lors de l'atelier

Site potentiel	Capacité potentiel
Camp Tapoa	2 x 500 kW
Diogoré	2 x 500 kW
Larba Koirazénou	2 x 1,000 kW
Koudou koira	2 x 500 kW
Maggia	?

**Table 23** : Les sites priorités au Niger

### 5.4 Situation actuelle et objectives politiques

Le principal cours d'eau du pays est le fleuve Niger. Comme pays à 2/3 désertique le **potentiel hydroélectrique est extrêmement limité**.

L'électricité constitue seulement 2 % dans le bilan de la consommation d'énergie (87 % biomasse). 64 % de l'électricité sont importés. Au milieu urbain 44 % des ménages ont accès

à l'électricité et au milieu rural (80 % de la population) seulement 2.28 %. Malgré l'ensoleillement énorme, jusqu'à présent la puissance crête en solaire PV installée est seulement 1.5 MW.

## 5.5 Cadre institutionnel, législatif & réglementaire

Selon la politique énergétique les objectifs déclarés sont :

- accroissement de l'accessibilité des ménages principalement ruraux à l'électricité
- sécurisation des approvisionnements
- préservation de l'environnement
- renforcement et développement de la coopération et
- valorisation des ressources énergétiques locales.

## 5.6 Activités prévues pour promouvoir les PCH

D'une manière générale, l'essentiel du potentiel hydroélectrique connu au Niger reste limité au fleuve Niger et ses affluents. Avec les réformes actuelles entreprises dans le secteur, l'Etat du Niger encourage le partenariat privé principalement avec les partenaires extérieurs en vue de la réalisation des barrages hydro-électriques avec les nouveaux modèles de financement (BOT, BOOT etc). Certes, depuis les années 1960, le Niger a entrepris des études en vue du développement et de l'exploitation de son potentiel hydroélectrique malheureusement **jusqu'ici aucune réalisation concrète n'a pu être effective**. L'espoir est permis avec le lancement de travaux de réalisation du barrage de Kandadji au mois de mai 2011 (130 MW).

## 6 Mali

### 6.1 centrales hydro-électriques existantes et en projet

Nom de la centrale	Rivière	Puissance installée	Productible en GWh/an	mise en service	Remarque
Manatali	Bafing	200 MW	800 (416 part du Mali)	2002	joint venture (Mali, Sénégal, Mauritanie)
Sotuba I	Niger	5.7 MW	40	1966	
Sélingué	Sankarani	44 MW	180-210	1981	
Félou I	Sénégal	600 kW	3		

**Table 24** : Les centrales hydroélectriques existantes au Mali

En plus, une micro centrale installée dans le cadre d'un projet financé par ONUDI est en service. La puissance actuelle n'arrive qu'à 3 kW, bien qu'elle fût prévue pour 30 kW : La puissance de 3 kW est trop petite pour le village. C'est pourquoi, un groupe électrogène additionnel était installé (on cherche un operateur).

Le tableau suivant présente des centrales hydroélectriques en projet

Centrales	Année probable de mise en service	Coût de construction	Puissance en MW	Productible en GWh	Prix de cession du KWh	Etat d'avancement du projet
Sotuba II	2015	10 milliards FCFA	6	40,00	60 FCFA	Etude en cours (BOAD)
Kénié	2013	80 millions EURO	34,5	175,00	40 FCFA	Recrutement du sponsor (SFI)
Markala	2012	24 milliards FCFA	13,50	57,00	55 FCFA	Etude terminée sera réalisée par CG
Talo	2011	5 milliards de FCFA	3,7	16,2	-	Etude disponible
Taoussa	2013	216 millions US	25	118,00	-	Entreprise recrutée
Félou	2012	80 millions EURO	59	320,00	32,00	En construction (OMVS)
Gouina	2015	130 millions EURO	90-140	450,00	33,00	Etude disponible (OMVS)

**Table 25** : Les centrales hydroélectriques en projet au Mali

### 6.2 Activités projetées et sites potentiels

Le « **Projet de Développement de la Micro/mini Hydroélectricité pour la Fourniture de Services Energétiques en Milieu Rural au Mali (PDM-Hydro)** » réalisé dans le cadre du



SREP (scaling up renewable energy Program in Low Income Countries, AfDB) propose de construire et d'opérer :

- 4 micro-centrales et
- 2 mini-centrales

totalisant 14,6 MW de puissance installée supplémentaire en milieu rural, tous centrales du type « au fil de l'eau ». Ces centrales pourraient alimenter 160,000 bénéficiaires directes et quelques parmi eux peuvent être combiné avec des projets d'irrigation.

L'impact devrait être d'autant plus positif que les mini-centrales hydroélectriques seront couplées avec des systèmes fonctionnant au biocarburant (synergie avec le Projet 2 proposé dans le cadre du SREP-Mali), valorisant ainsi la production locale et la transformation du pourghère en biocarburant.

Comme déjà mentionné dans les chapitres précédents, en 2005, le PNUD a réalisé une étude pour identifier une partie du potentiel malien en mini hydroélectricité. Le GdM et la BAD ont récemment **approfondi cette étude** afin de mieux définir les sites du projet à financer par le SREP. Pour sa première phase, le projet prévoit de construire et d'opérer les micro-centrales hydroélectriques de **Farako, Billy, Kéniéto, et Woroni**. Pour ces sites, la durée estimative des études de faisabilité est de 8 mois (disponibilité prévue en septembre 2012). Le projet prévoit aussi de construire et d'opérer les mini-centrales de **Talo et Kourouba** qui se situent sur des seuils dont les études de faisabilité ont été déjà réalisées (Talo) ou sont sur le point de démarrer (Kourouba) ; ces études seront disponibles au plus tard en septembre 2012, permettant ainsi la construction des ouvrages en 2013/2014.

Pour assurer une seconde phase du projet (à partir de 2015), une étude de faisabilité sera aussi réalisée en 2012 pour une mini-centrale sur le seuil de **Djenne**. Un **atlas du potentiel en mini et micro hydroélectricité sera réalisé** pendant la phase 1 afin de faciliter l'extension du projet après 2015.

La DNE sera maître d'œuvre pour les études et assurera le suivi de la construction des centrales par le secteur privé. L'opération/gestion des micro-centrales pour la production d'électricité se fera selon le business model de l'électrification rurale au Mali avec l'appui de l'AMADER et en faisant intervenir le secteur privé. Dans le cas des mini-centrales dont la capacité est plus importante, l'éventualité d'une gestion par EDM sera explorée lors des études de faisabilité

#### Centrales Micro Hydro en projet Programme SREP (CIF) :

Nom du site	Puissance Installée (kW)	Energie moy Annuelle (MWh)	Données de flux [m <sup>3</sup> /s]	Hauteur de chute [m]	Durée estimative des études	Durée estimative de réalisation
Farako 1	55	280	0.7	15	4 mois	8 mois
Billy	170	968,0	0-200	12	6 mois	12 mois
Kéniéto	280	1214	0.34	90	6 mois	12 mois
Woroni	393	1319	0.7	60	8 mois	12 mois
Djenné**	7 000	30660			10 mois	24 mois
Talo*	3 700	16206	2000 (centenaire)	12	10 mois	24 mois
Kourouba***	10 000	43800			10 mois	24 mois
	<b>21 598</b>	<b>94 446,59</b>				

**Table 26** : Les centrales hydroélectriques en projet au Mali dans le cadre du SREP

Bien que ces projets figurent déjà dans le portefeuille du programme de Valorisation à Grande Echelle des Energies Renouvelables (SREP), le **financement du SREP ne couvre pas les coûts de réalisation de ces ouvrages**. L'atout principal est que le SREP finance, pour ces projets, les études de faisabilité, d'APD et l'élaboration des DAO. Cela facilitera la mobilisation des financements additionnels.

Le tableau suivant résume tous les sites déjà analysés:

nom du site	puissance [kW]	production annuelle attendue [MWh]	remarques	
Kourouba	10'000			études de faisabilité en cours
Djenné	7'000			
Talo	3'700	16'206	sur un barrage existant; étude de faisabilité par firme chinoise par commande de la société chinoise CGC	
Woroni I / Thiologo	393	1'319	pré faisabilité par Lahmeyer dans le cadre du PDER	
Kéniéto	280	1'214	pré faisabilité par Lahmeyer dans le cadre du PDER	
Billy	170	968		
Farako I	55	280		
Koundji	117			
Nimbougou	52			
Sirakoro	30			
Farako II	85	260	en phase d'équipement par la Société Energétique Nouvel Espoir du Mali (un permissionnaire de l'AMADER)	
(Woroni I)	72		plus à considérer)	
(Woroni II)	62			
<b>TOTAL</b>	<b>21'882</b>	<b>kW</b>		

**Table 27** : Résumé des sites potentiels (ou en projet) au Mali

Une **description détaillée des 5 sites Farako1, Billy, Kéniéto, Woroni et Talo** se trouve en ANNEXE 4. Sauf pour le système de Talo (sera connecté au réseau), les autres quatre seront des systèmes isolés. Pour ces 5 sites les DAO pour l'étude de faisabilité, l'APD et DAO pour la réalisation sont préparés. Les coûts de l'investissement spécifiés incluent études, supervision, gestion, fourniture, installation et mise en service.

Les détails sur les sites analysés dans le cadre du projet FEM PNUD (en 2005), marqué en jaune dans le *Table 27* sont également présentés en ANNEXE 4. On peut supposer que le site de Farako I n'est plus à considérer puisque Farako I est déjà « en projet » (voir *Table 26*). En plus, il semble que les potentiels de Woroni I (72 kW) et II (62 kW) sont également déjà exploités au moment où Woroni (393 kW) sera réalisé (voir *Table 26*).

Si on considère tous les sites  $\leq 30$  MW mentionnés ci-dessus, y inclus ceux « en projet » et les 2 projets Gourbassi (21 MW) et Mousalla (30 MW) mentionné dans une liste du WAPP, le total s'élève à **16 sites avec un potentiel d'environ 117 MW**.

### 6.3 Sites potentiels hydro-électriques priorités lors de l'atelier

Site potentiel	Capacité potentiel
Farako	55 kW
Woroni	393 kW
Billy	170 kW
Kéniéto	280 kW
Talo	3,700 kW

**Table 28** : Les sites priorités au Mali (font partie du Programme SREP)

Au Mali, Burkina et Niger surtout la Banque Africain de Développement, CIF (Climate Investment Fund), Banque Mondiale, UNIDO / CEDEAO, BID (Banque Islamique de Développement), Banque Ouest Africaine de Développement et Union Européenne étaient active dans le secteur énergie.

### 6.4 Situation actuelle et objectives politiques

Le Mali s'attend à un taux d'électrification rurale de 55% en 2015 et une contribution des énergies renouvelables s'élevant à 10% de la production énergétique totale. La demande en électricité croit de 10% par an. 100% du pétrole utilisé pour les besoins énergétiques nationaux est importé. La production électrique dans les zones rurales est presque uniquement assurée par des centrales thermiques isolées

### 6.5 Cadre institutionnel, législatif & réglementaire

De manière générale, le Mali promeut des petites centrales pour la stabilisation du réseau (**l'hydro-électricité < 1MW est considéré comme énergie renouvelable !**).

Les parties prenantes cruciales dans le secteur énergie sont :

- **Département de tutelle:** Ministère de l'Énergie et de l'Eau
- **Service central technique:** Direction Nationale de l'Énergie (DNE)
- **Service rattaché:** Centre National de l'Énergie Solaire et des Énergies Renouvelables (CNESOLER)
- **Etablissements publics:**
  - Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale (**AMADER**);
  - Agence Nationale de Développement des Biocarburants (ANADEB);
  - Agence Nationale des Énergies renouvelables (ANAER), à venir !
- **Organe de régulation existant:** Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau **CREE**
- **Opérateurs privés:**
  - Opérateurs détenteurs de concession de service public: EDM-SA, SOPAM-SA, Albatros Énergie

- Opérateurs détenteurs d'autorisation de service public: Une quarantaine
- Auto-producteurs: Quelques dizaines

Le Mali dispose d'une **ordonnance** portant l'organisation du secteur de l'électricité et des **décrets** portant l'exonération des équipements d'Energie Renouvelables (ENR) à l'importation (depuis 1996).

Les **réformes récentes** sont résumées par les mots clés suivants :

- **Ouverture du secteur** de l'énergie à la compétition
- **Privatisation** de la Société Energie du Mali (EDM.sa)
- Mise en œuvre de la **restructuration** du secteur de l'électricité par la création de la DNE, de l'AMADER, de la CREE et par l'entame récente de la séparation des secteurs électricité et eau potable de EDM.sa
- Réalisation d'un **Programme d'Electrification Rurale** (PER)
- **Réforme tarifaire du service public** (difficile sur le plan politique !), par l'instauration d'un système de tarification basé sur la vérité des prix et l'établissement des modèles équitables de révision tarifaire périodique
- Amélioration des **outils de régulation et de suivi du service public**, par l'établissement d'un modèle économique et financier fiable et adéquatement partagé par le Maître d'ouvrage, le Concessionnaire et l'Organe de régulation.

De manière générale, l'opérateur aura un contrat de concession avec le Gouvernement et un contrat de fourniture et d'achat d'énergie avec la société d'électricité dans le cas de la vente d'énergie à cette dernière. Le contenu des différents documents dépend de la nature du partenariat (PPP ou exclusivement privé).

L'ordonnance IPP est possible mais il faut une autorisation et le **PPA n'est pas complètement standardisé**.

Les grands fleuves sont soumis à une autorité pour la régulation (par exemple du débit résiduel etc.), par contre pour les petites rivières il n'y a pas de régulation.

Les **politiques et stratégies** sont fixés dans les documents suivants :

- Cadre de Référence pour le Développement de l'Electrification Rurale: 2003
- Cadre de Référence pour l'Energie Domestique: 2003
- **Politique Énergétique Nationale**: 2006
- Stratégie de Développement des Energies Renouvelables: 2006<sup>7</sup>
- Stratégie de Développement des Biocarburants: 2009
- Cadre de Référence pour le Développement des Biocarburants : 2009
- **Lettre de Politique Sectorielle de l'Energie**: 2009

Il était décidé de développer le secteur afin de

- Faire contribuer **l'énergie au développement durable du pays** (cf. Document de politique énergétique (2006).
- Assurer la réforme institutionnelle pour une **gestion performante du service public** (cf. Lettre de Politique Sectorielle de l'Energie 2009).
- Promouvoir des **sous secteurs stratégiques**:
  - **Energie Domestique**: Cf. Cadre de référence (2003);
  - **Electrification Rurale**: Cf. Cadre de référence (2003);
  - **Energies Nouvelles et Renouvelables**: Cf. Stratégie (2006);

<sup>7</sup> objective pour 2010 : 10% énergies renouvelables

- **Biocarburants**: Cf. Stratégie et Cadre de référence (2009).
- Intensifier la **recherche pétrolière**: Cf. Document de politique énergétique (2006).

Les systèmes de production sont :

- **Système EDM-SA**:
  - **Réseau Interconnecté (RI)**: 17 localités dont Bamako alimentées par un parc hydroélectrique et thermique ;
  - **Centres Isolés (CI)**: 19 localités alimentées par un parc thermique et réseau électrique de Côte d'Ivoire
- **Système OMVS**: Centrale hydroélectrique de Manantali interconnectée au RI du Mali
- **Système d'électrification rurale AMADER**: 125 localités
- **Système d'autoproduction des industriels**: quelques dizaines de centrales thermiques

Les contraintes et faiblesses sont :

**Au niveau économique et financier :**

- Forte progression annuelle de la demande électrique: 9,9% en RI / 15,3% en CI
- Précarité de l'équilibre Offre/Demande depuis 2005
- Poids des investissements: caractère fortement capitalistique des investissements du secteur.

**Au niveau technique :**

- Pertes dans le système électrique: 24%
- Accroissement de la part du thermique dans la production d'électricité: 23% en 2006 et 42% en 2010.

**Au niveau institutionnel :**

- insuffisance et/ou l'inadéquation du cadre réglementaire et normatif ;
- insuffisance des capacités des structures chargées de la gestion du secteur ;
- difficultés de coordination des activités du secteur en raison de la multiplicité des acteurs publics et privés du secteur;
- faiblesse du niveau de partenariat entre le secteur privé et public;
- insuffisance de la coopération nationale, sous régionale et internationale.

**Au niveau environnemental :**

- Pression insoutenable de la consommation de bois énergie sur le patrimoine forestier national

Les opportunités majeures sont :

- **Important potentiel hydroélectrique**: 35 sites identifiés dont 24 évalués à plus de 1000 MW exploité seulement à hauteur de 22%
- **Enorme potentiel solaire**: bien reparti sur le territoire national : 5-7 kWh/m<sup>2</sup>/jour
- **Important potentiel en biomasse**: plusieurs dizaines de millions d'hectares (déchets)
- **Appréciable potentiel éolien en zones sahélo sahariennes**: vents de 3 à 7 m/s

Mais elles peuvent aussi relever par exemple de la position géographique du pays qui est propice aux interconnexions transfrontalières, et n'est pas encore significativement valorisée.

## 6.6 Activités prévues pour promouvoir les PCH

- **Recherche de financements complémentaires** pour la réalisation des centrales étudiées; Mobilisation de partenaires financiers pour le financement de projets de microcentrales hydroélectriques

- **Inventaires et caractérisation des sites** sur l'ensemble du territoire; Élaboration d'un Atlas national des microcentrales hydroélectriques au Mali
- **Renforcement des capacités** des structures de l'administration et des opérateurs privés; Elaboration d'outils visant à renforcer les capacités locales en matière de conception, de réalisation et suivi du fonctionnement de mini et microcentrales hydroélectriques
- Réactualisation et réalisation **d'études de faisabilités** pour la constitution d'un portefeuille (pipeline) de projets de micro centrales hydroélectriques pour la recherche de financement;
- Relecture/adaptation des **textes législatifs réglementaires** pour une mise en exergue de la micro mini hydroélectricité; Mise en cohérence de la stratégie du projet de microcentrales hydroélectriques avec les plans directeurs nationaux d'électrification rurale, en concertation avec les acteurs nationaux impliqués dans des projets de lutte contre la pauvreté dans les zones cibles du projet micro hydro
- Difficultés : trouver des opérateurs pour gérer les projets de très petite taille

## 6.7 Résultats attendues du Programme PCH / CEDEAO

Les résultats attendues du Programme PCH de la CEDEAO, les représentés les attentes suivants :

1. Élaboration d'un **cadre juridique et réglementaire** qui soit de nature (i) à faciliter la mise en place des PCH **au sein des communautés rurales** et (ii) à lever les obstacles auxquels se trouvent confrontés les promoteurs du secteur privé/communautés locales
2. Mise en **cohérence** de la stratégie des projets PCH avec les plans directeurs nationaux d'électrification rurale, en concertation avec les acteurs nationaux impliqués dans des projets de lutte contre la pauvreté dans les zones cibles des projets PCH (au niveau régional & national);
3. Mise en place d'un **Bureau d'information** (ou guichet unique d'assistance) pour fournir toute information utile aux promoteurs potentiels de projet de micro hydro (au niveau régional & national);
4. Consultations entre **acteurs nationaux et régionaux** impliqués dans le secteur PCH;
5. Mobilisation de **partenaires financiers** pour le financement de projets;
6. Élaboration d'un **Atlas national** des PCH;
7. Adaptation au niveau national des **outils de conception, de réalisation, de maintenance et de gestion** du fonctionnement de PCH élaborées dans le cadre des activités régionales du projet ;
8. **Formation** des acteurs nationaux sur l'ensemble des aspects techniques, financiers, juridiques,... des microcentrales hydroélectriques (sur conception, réalisation et exploitation) ;
9. Réalisation **d'études de faisabilités** pour la constitution d'un **portefeuille** (pipeline) de projets de micro centrales hydroélectriques ;
10. **Construction** d'un certain nombre de PCH et des réseaux de répartition et de distribution associés, y compris les branchements (au niveau régional & national);
11. Promotion des **utilisations finales efficaces** de l'électricité à des  **fins productives** et adoption de mesures de gestion de la charge (au niveau national);

12. Elaboration d'outils visant à **renforcer les capacités locales** en matière de conception, de réalisation et suivi du fonctionnement de mini et microcentrales hydroélectriques ;
13. Expérimentation de **modèles de mise en œuvre** de projet de mini et micro centrales hydroélectriques variés couvrant les aspects techniques, organisationnels, et financiers ;

DRAFT

## 7 Nigeria

### 7.1 Existing hydropower systems

Hydropower Plant	Capacity
Kanji	500 MW
Jebba	578 MW
Shiroro	600 MW
Bangel I (Plateau)	1.0 MW
Bangel II (Plateau)	2.0 MW
Oure (?)	2.0 MW
Kurra (Plateau)	8.0 MW
Lere I (Plateau)	4.0 MW
Lere II (Plateau)	4.0 MW
Bakalori* (Zamfara)	3.0 MW
Tiga* (Kano)	6.0 MW
Oyan* (Ogun)	9.0 MW
Ikere (Oyo)	6.0 MW

\* need rehabilitation

**Table 29** : Existing hydropower plants in Nigeria

In addition, during the SSHP Workshop in Liberia, the following sites were listed as interesting case studies:

	Successful / good example	Failed / bad example
Micro (<100kW)	Ogbovben (3kW) Mgbowo (35kW)	Ezeeioha Mgbowgbow (3kW)
Mini (100kW – 1MW)	Waya Dam (2 x 75kW)	
Small (1 – 30MW)	Kurra Dam (17.1 MW) Gurra Dam (10MW)	Oyan Dam (9 MW) Bakalori (3 MW)

**Table 30** : Interesting case studies in Nigeria (proposed for analysis)

### 7.2 Projected activities and potential sites

The following table gives an overview on potential small-scale hydropower sites in different states in Nigeria

State	River bassin	No of sites	Potential capacity [MW]
Sokoto	Sokoto-Rima	22	30.6
Katsina	Sokoto-Rima	11	8.0
Niger	Niger	30	117.6



State	River bassin	No of sites	Potential capacity [MW]
Kaduna	Niger	19	59.2
Kwara	Niger	12	38.8
Kano	Hadejia-Jama'are	28	46.2
Borno	Chad	29	20.8
Bauchi	Upper Benu	20	42.6
Gongola	Upper Benu	38	162.7
Plateau	Lower Benu	32	110.4
Benue	Lower Benu	19	69.2
Cross River	Cross River	18	28.1
<b>TOTAL</b>		<b>278</b>	<b>734.2</b>

**Table 31** : Comprehensive list of small-scale hydropower potential in different states in Nigeria

A number of potential sites are listed in ANNEXE 5. In this annexe the first table presents 65 potential sites ( $\leq$  about 30 MW) in all states of Nigeria, the second table lists 25 potential sites in the Cross River State and the third one lists 7 sites in various states (originating from Table 32). The added **potential ( $\leq$  about 30 MW)** taken from these three tables is **413.5 MW** (368.4 MW + 25 MW + 20.1 MW) at a total of **97 sites**. Since this figure is much lower than the total mentioned in Table 31 it is assumed that the latter also includes hydropower sites of capacities beyond 30 MW. Another explanation would be that not all available tables on potential sites were made available.

### 7.3 Hydropower sites as prioritised during workshop

Geopolitical zone	Project identified	capacity	status
North East	1. Balanga (Gombe state)	690kW	For all these site pre-feasibility studies have been implemented
	2. Monkia (Taraba State)	900kW	
North West	1. Kabomo (Kastina State)	480kW	
	2. Kafacha (Kaduna State)	8MW	
North Central	1. Tede (Nasarawa State)	8MW	
	2. Asa Dam (Kwara State)	1.1MW	
South East	1. Urashi (Imo State)	200kW	
	2. Echiku (Ebonyi State)	970kW	
South West	1. Elemi River (Ekiti State)	500kW	
	2. Omi (Oyo State)	568kW	
South South	1. Agbokim Fall (Cross River State)	1.5MW	
	2. Ibede (Delta State)	1.15MW	

**Table 32** : Prioritised potential sites in Nigeria

Among the donor agencies, banks etc. so far, mainly African Development Bank, African Energy Commission, African Union, European Union, ECOWAS, GIZ, Bank of Industries/Central Bank of Nigeria, Firstbank Nigeria Plc have been involved in the hydro sector in Nigeria.

## 7.4 Current situation and political objectives

Nigeria has four distinct geographical regions, namely coastal, forest, savannah and Sahel zones. The annual precipitation ranges between 500 and 1,800 mm.

The electricity access is at relatively high 40%.

Nigeria has own oil, gas and coal resources and a total hydropower potential of an estimated 14,750 MW (source unknown, mentioned in a presentation during the SSHP workshop in Monrovia).

Nigeria has four IPPs (Agip, AES, NESCO, GSH) among which only NESCO operates hydropower plants (32.5 MW in total).

## 7.5 Institutional, legal and regulatory framework

The main stakeholders involved are:

- Nigerian Electricity Regulatory Commission (**NERC**)
- National Centre For Small Hydropower Research University of Ilorin (NACHRED)
- National Centre for Energy and Environment University of Benin (NCEE)
- Energy Commission of Nigeria **ECN**
- Federal Ministry of Power
- Federal Ministry of Water Resources
- Standard Organization of Nigeria
- (10) River Basin Authorities
- State Water Board
- National Agency for Science and Engineering Infrastructure (**NASENI**)
- **UNIDO SHP Centre, Abuja**
- Council for Regulation of Engineering in Nigeria COREN
- Nigerian Society of Engineers
- **Rural Electrification Agency**

Perceiving a strong link between energy and socio-economic development brought the Federal Government of Nigeria to approve in 2003 an overall **National Energy Policy (NEP)** and to enact the **Electric Power Sector Reform** (ESPR Act 2005), which encourages the optimum utilization of the country's energy resources including renewables for sustainable national development with the active participation of the private sector.

The road map to the Power Sector Reform included that any medium to long term investments by the FGN (Federal Government of Nigeria) in power plants should be highly selective over the medium to long term. The Government acknowledges that there is a case for some limited involvement by the FGN in financing of renewable forms of power generation e.g. Hydro (or other renewables) and in stimulating production of power from coal. However, it also acknowledges that the support for such power generation technologies should, where appropriate, be in form of **feed-in tariffs rather than direct capital injections by the FGN**.

The FGN signed into law the power sector reform bill 2005, hence it became an Act of the Legislator known as **Electric Power Sector Reform Act, 2005**, with subsequent

establishment of a strong regulatory institution, the **Nigerian Electricity Regulatory Commission (NERC)** by the National Assembly. NERC has the general mandate to regulate the entire electricity sector in the country with regard to tariff setting and regulation, supervision of market rules, performance monitoring and overseeing the orderly transformation of the power sector to a more competitive environment.

**Licences** are required for power generation of **30 MW aggregate and above** at a site. A water licence has to be filed for at the Federal Ministry of Water Resources. No payment of a water royalty is fixed. Plants of **capacities beyond 25 MW have to be interconnected** to the grid.

The policy does not make a difference between micro, mini and small hydro.

A **feed-in tariff** and a **standard PPA** are defined.

## 7.6 Envisaged activities to promote small-scale hydropower

At present, the Energy Commission of Nigeria (ECN) prioritises renewable energies and supports two research centres.

The National Energy Policy was approved and launched in 2003 and a National Energy Masterplan is in its final draft version.

The ECN is collaborating with UNIDO to promote SHP and the UNIDO Africa Regional Centre for SHP was established in Abuja. In addition, the establishment of a National NGO for SHP (Association of Members of International Network for Small Hydropower (AM-INSHP)) is promoted and supported. A pilot SHP scheme at the Waya Dam, Bauchi State and a second one at Ezioha-Ngbowo village, Enugu State were realised.

The targets for growth of installed electric capacity for small hydropower are 600 MW in 2015 and 2,000 MW in 2025.

Among the main challenges which are still to be tackled are: inconsistencies in policies and the political will towards policy implementation.

## 7.7 References

- UNIDO/ECN (2003), Renewable Energy for Rural Industrialisation and Development in Nigeria

## 8 Ghana

### 8.1 Existing hydropower systems

Hydropower Plant	Capacity
Akosombo	1,012 MW
Kpong	160 MW
Bui (under construction)	400 MW
<b>TOTAL</b>	<b>About 1,570 MW</b>

*Table 33 : Existing hydropower plants in Ghana*

### 8.2 Projected activities and potential sites

The total hydropower potential for Ghana had been roughly estimated to 2,480 MW. In the Megawatt range about 20 sites have been identified with a capacity of about 840 MW. Ghana applies the definition of “small-scale hydro” for up to 1 MW, “medium scale” for 1-10 MW and “large-scale” for 10-100 MW. According to this definition, the largest potential for new hydro plants exists for “medium scale hydro plants” (up to 100 MW), summing up to about 1,240 MW (Energy Commission 2006).

The various available lists of potential hydropower sites are taken from:

- Hydrological Service Department, Ministry of Works & Housing, Accra-Ghana → the complete list can be found in ANNEXE 6 with 69 sites (< 2 MW) and a total potential of about **15.18 MW**
- An analysis established by Ametefe, 2002,
- An updated estimation in “Mini Hydro Power in Ghana Prospects and Challenges, Energy Foundation, 2002” as presented in *Table 34* and ANNEXE 6 with 12 sites (< 1 MW) and a total potential of about **2.24 MW**
- A list of potential medium hydropower sites of the Volta River Authority 1997 (see ANNEXE 6), which includes 4 sites < 30 MW with a potential of **92 MW**

Between the comprehensive list of 69 potential sites as presented in annexe and the updated list with 12 sites, no “overlap” was identified at all. Therefore, it seems that the “updated estimation” does NOT make the comprehensive list redundant. Consequently, the total potential ≤ 30 MW is estimated at **85 sites** (69 + 12 + 4) with a total potential capacity of **109.42 MW** (15.18 + 2.24 + 92).

The “updated list” with interesting mini hydro sites as identified in the study from 2002 is presented in the following. However it seems that much more interesting sites as presented in ANNEXE 6 would have to be checked for their potential.

The map as presented in *Figure 10* shows the locations of potential hydropower sites.

site	river	region	estimated capacity [kW]
Wli Falls, Afegame	Nuboi	Volta Region	1000
Downstream Wli Falls	Nuboi	Volta Region	80
Alavanyo-Abehensi, "Tsatsadu	Tsatsadu	Volta Region	320
Lipke Kukurantumia	Dayi	Volta Region	125
Menu	Menu	Volta Region	0
Ahamansu	Wawa	Volta Region	0
Dodi Papase	Wawa	Volta Region	0
Asuboe	Wawa	Volta Region	?
Wurudu Falls, Moseaaso	Wurudu	Eastern Region	0
Boufum Dam Kumawu	Ongwam	Ashanti Region	0
Barekese Dam (GWC)		Ashanti Region	?
Maabang	Kwasu	Ashanti Region	?
Nkoranza	Fia	Brong-Ahafo	0
Kokuma Falls	Edama	Brong-Ahafo	75
Fuller Falls	Oyoko	Brong-Ahafo	380
Randall Falls "Kintampo Falls"	Pumpum	Brong-Ahafo	160
Sanwu Falls, Sefwi Boinzah	Sanwu	Western Region	60
Nworannae Falls Asmpanaye	Nworanna	Western Region	40
<b>TOTAL</b>			<b>2'240</b>

Source: Mini Hydro Power in Ghana Prospects and Challenges, Energy Foundation (2002)

**Table 34** : updated list with interesting sites mini hydro sites in Ghana

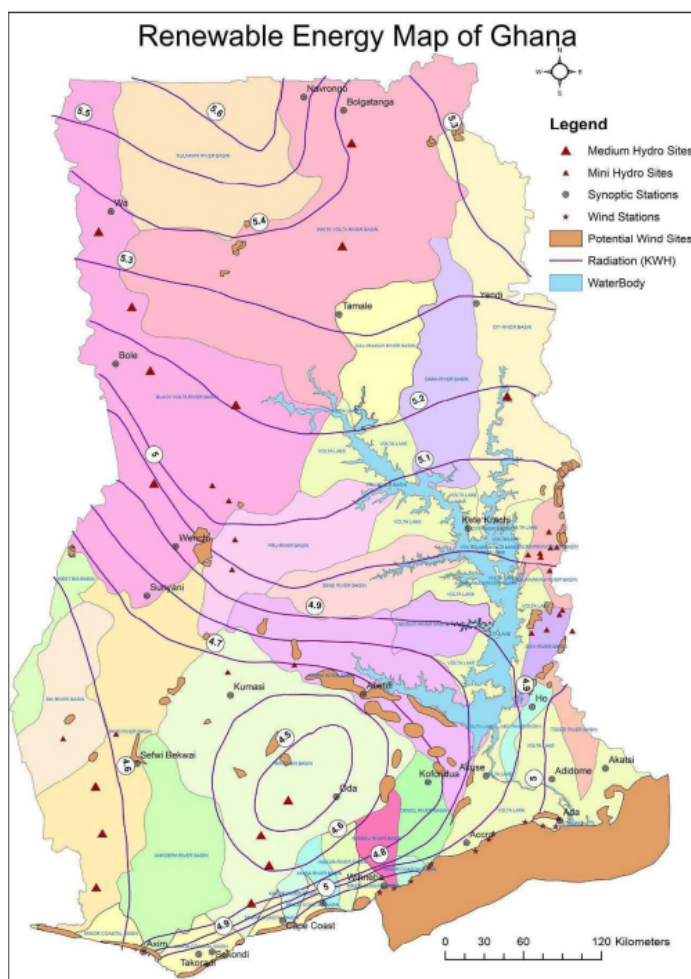


Figure 10 : Potential hydropower sites (red triangles)

### 8.3 Hydropower sites as prioritised during workshop

	Project	Capacity [kW]
Micro	Alavanyo-Abehensi, "Tsatsadu Falls"	60 (320 ?)
	Sanwu Falls, Sefwi Boinsah	60
	Kokuma Falls	75
	Achim Abra Dam	80
	Nkuntrau at Emissano	30
Mini	Fuller Fall	380
	Birim at Nsuam	381
	Tumu	200
	Kumoo at Mampe	200
	Kintampo Waterfall	160
Small hydro	Joromo	20'000
	Asuaso	25'000

	Sedukrom	17'000
	Kojokrom	30'000
	Kulpawn	36'000

**Table 35 : Prioritised potential sites in Ghana**

Among the donor agencies and banks so far, mainly Eco Bank, Energy Bank, World Bank, Spanish Bank, JICA, Norwegian organisations, Millennium Challenge Account (MCA) Compact Two and SNV-Netherlands (planned) have been involved in the hydro sector in Ghana.

## 8.4 Current situation and political objectives

The two big hydropower stations (Akosombo 1,012 MW and Kpong 160 MW) in Ghana cover 6 % of the total energy consumption (2010) and more than 60 % of the electricity generation in the country. Other renewables and hydropower systems below 100 MW are still negligible. The total installed capacity of thermal power plants is 2,170 MW.

The RE policy promotes all forms of renewable energy resources in the country in order to

- achieve a 10% contribution of modern renewable energy services in the electricity generation mix by 2020
- reduce the demand on woodfuels from 72% to 50% by 2020 through the use of efficient technologies and alternative options such as LPG, biogas etc.
- develop other RETs for mechanical, heat and transport energy including biofuels for export (where appropriate).

Important stakeholders in the hydropower sector of Ghana are:

- Hydrological Service Department
- KNUST Department of Agriculture
- Water Authority
- BUI Authority

## 8.5 Institutional, legal and regulatory framework

The RE Act 2011 (Act 832) provides the necessary **fiscal incentives** for renewable energy development by the private sector, meaning by independent power producers IPP (legal and regulatory framework, feed-in-tariff, obligatory purchase, Renewable Energy Fund). The Act provides support for:

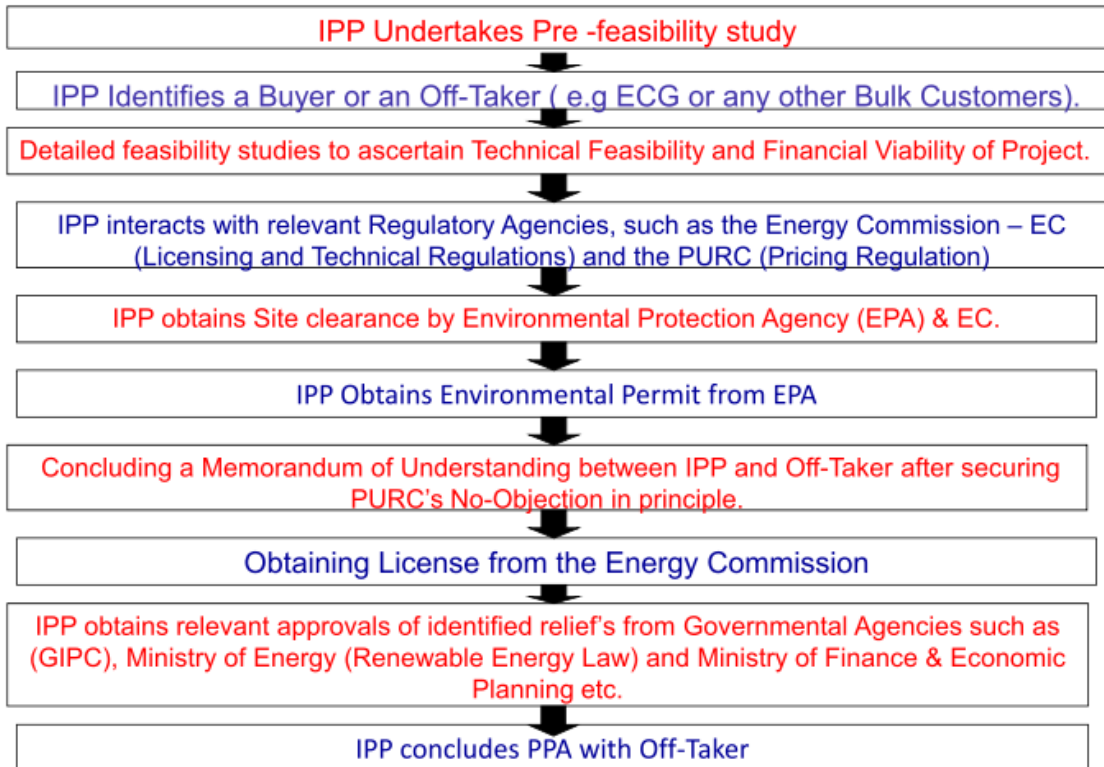
- the development of **RE regulatory and pricing frameworks** for grid connected RE systems
- **resource assessment and feasibility studies** for grid-connected RE systems based on wind, biomass, hydro and solar
- estate developers, institutions and households to integrate grid tied RE in buildings
- use of **decentralized mini-grid and off-grid RE systems** for remote communities and Islands that cannot be connected to grid electricity within the next 5-10 yrs

Actually, all areas including RE production, transportation, storage, distribution, sale and marketing, importation, (re-)exportation, installation and maintenance are open for investment.

A **water royalty** is defined in Ghana, it is coordinated by the Water Resources Commission.

Licences are awarded by the **Energy Commission** at prescribed fees. Receipt is acknowledged within 5 working days and final decision in writing within 60 days after the 5 days.

The procedure for an IPP to enter into the electricity market is explained in the following *Figure 11*.



**Figure 11** : Procedure to be followed by IPPs in Ghana (ECG = Electricity Company of Ghana)

## 8.6 Envisaged activities to promote small-scale hydropower

**High expectations are set on the private sector** and its involvement in the energy market. The Government of Ghana is committed to the renewable energy action plan to attract support and investment from the private sector.

The **sites listed** in the previous paragraphs **should be reviewed** in order to establish their current status and their challenges.

The **policies** are still fairly new. They have to be implemented over time to be able to identify the deficiencies and to ensure **continuous improvement**.

The following aspects are considered to be of special importance for the near future:

- Practical **measurement program**
- Establishment of technical **guidelines** for SHP at national and regional level
- **Capacity building** ( Human and Institutions): training for private sector players in resource assessment, equipment manufacturing, O&M; training of institutes of engineers at universities in SHP and of ministries' staff (energy and water resources)



- **Regulatory bodies** have to be well established
- Private and public **funding**
- Exchange of experts

In that regard, ECREEE should:

- Identify training needs and respond to them
- Ensure that ALL countries in ECOWAS benefit from training
- Coordinate and replicate lessons learned
- Mobilize funding for capacity building
- Make centre in Abuja to a real knowledge resource

## 9 Sierra Leone

### 9.1 Existing hydropower systems (resp. under development)

category	Hydropower Plant	Capacity	Remarks
Micro < 100 kW	-	-	
Mini 100 kW – 1 MW	Yele / Makali <sup>8</sup>	total of <b>250 kW</b>	<b>Operational</b> , Northern
Small 1 – 30 MW	Charlotte	2 MW	Work is yet to commence (near Freetown)
	Bankasoka	2 MW	Construction yet to commence (Port Loko District)
	Moyamba	10 MW	Contract yet to be signed (Southern part)
	Goma (Guma 2.4 MW?)	<b>6 MW</b>	<b>Operational</b> ; in SE part of Sierra Leone
Large > 30 MW	Bumbuna	<b>50 MW</b>	<b>Operational</b> , northern part, construction started 1991, commissioned Nov 2009; owned by Gov. SL, operated by Italian Firm; supplies mainly Freetown and Makeni; financed by WB, Kuwait Fund, ADB, EU, DFID etc.
	Bumbuna phase II	350 MW	Contract modalities in progress
	Benkongor phase I phase II phase III	34.5 MW 80 MW 85.5 MW	In Kono district, Not yet exploited!
<b>TOTAL</b>	<b>operational</b>	<b>56.25 MW</b>	

**Table 36** : Existing hydropower plants in Sierra Leone (operational or under development)

<sup>8</sup> During the Workshop, this site was mentioned as a failed/bad example which can be used to analyse lessons learned!

In one of the reports the 250 kW system of Yeli is described as a project which significantly improved livelihood of the settlement, agriculture, education and socio-economic development (contradicting to footnote remark below).

## 9.2 Projected activities and potential sites

Several studies have been carried out to ascertain the different levels of hydropower capacities. A summary of these studies has identified 30 locations suitable for hydropower development.

The following table presents 27 potential sites of which about **17 potential sites are in the range of about 30 MW and less**. The total potential of all 27 sites is almost 1,000 MW whereby the **small-scale hydro sites contribute about 330 MW** to the overall potential.

DRAFT

	Project	River	Code	Potential Installed Capacity (MW)	Plant Factor %	Energy Gen. (GWh/year)	Dam Height (m)	Rated Head (m)	Active Storage (Million) ROR = runoff river	Basic Cost Million US\$	Specific Energy Cost (UScents/kw) ???	revised specific cost [US Cent / kWh]	revised specific basic cost [USD per kW]
1	Benkogor III	Sewa River	Sewa 193	85.5	70.9	513.1	16.7	92.1	ROR	77.4	3.72	15	905
2	Benkogor II	Sewa River	Sewa 202	80	55.5	413.8	50.6	37	224.5	116.3	6.77	28	1'454
3	Benkogor I	Sewa River	Sewa 211	34.8	69.6	237.2	44.9	30.2	303.2	102	7.19	43	2'931
4	Mange I	Little Scarcies	LSCA 038	35.2	75.3	244.1	28.9	26.3	628.4	84.8	5.72	35	2'409
5	Mange II	Little Scarcies	LSCA 044	12.8	84.5	108.6	26	14.4	534.6	51.8	7.15	48	4'047
6	Tendata	Little Scarcies	LSCA 217	28.6	77.5	211.4	41.8	31.1	1324	95.4	6.45	45	3'336
7	Kuse I	Little Scarcies	LSCA 274	28	37.8	99.3	28.9	17.4	63.4	123.2	32.14	124	4'400
8	Kuse II	Little Scarcies	LSCA 285	91	83.1	679.7	146.4	125.1	1386.1	298	5.9	44	3'275
9	Maka	Little Scarcies	MONG 006	21	55.4	113.5	39.6	25.3	435.5	77.2	11.1	68	3'676
10	Kumba	Little Scarcies	MONG 048	48.9	64.3	302.8	92	73.7	671.6	166.7	8.1	55	3'409
11	Kambatibo	Little Scarcies	MONG 069	65.7	56.1	322.1	34.7	131.1	91.4	81.2	4.9	25	1'236
12	Kabala Falls	Seli River	MAWO 027	2.4	43	7.6	16	46.1	ROR	9	29	118	3'750
13	Rokon	Seli River	SELI 026	31.8	47.4	136.5	24.3	13.5	ROR	72	14	53	2'264
14	Bumbuna Falls	Seli River	SELI 207	26.8	80	205.8	84.1	66.8	310.8	75.8	5.7	37	2'828
15	Yiben I	Seli River	SELI 233	61.5	78.9	442.9	82.5	69.7	1466.9	90.6	5.7	20	1'473
16	Yiben Falls II	Seli River	SELI 237	62.1	75.8	430.2	91.3	78.4	1498.1	122.4	3.9	28	1'971
17	Komoia	Seli River	SELI 271	10.8	59.9	61.6	44.5	31.8	11.3	41.5	11.9	67	3'843
18	Betmai III	Pampana River	PAMP 079	36.6	72.4	249.5	71.8	58.3	627.9	84.5	4.9	34	2'309
19	Betmai I	Pampana River	PAMP 090	52.5	57.7	268.5	42.1	73.9	46.9	69	5.88	26	1'314
20	Betmai II	Tala River	PAMP 107	60	50.8	269.9	60.1	71.9	52.9	89.5	8.1	33	1'492
21	Titana	Sewa River	TEYE 054	22.2	47.1	95.9	60.1	52.9	41.8	52	13	54	2'342
22	Levuma	Sewa River	SEWA 110	7.8	91	59	15.4	26.4	ROR	49.4	14.9	84	6'333
23	Banda Karafain	Sewa River	BAGB 082	7.8	75.3	54.1	49.1	40.4	359.3	34.9	8.57	65	4'474
24	Goma	Sewa River	BUND 016	9.8	59.4	49.6	14.9	106	ROR	49.4	14.9	100	5'041
25	Baraka	Moa River	MOAX 100	39.6	65.2	233.8	25.3	13.5	59.3	87.5	8.2	37	2'210
26	Nyandehun	Moa River	MOAX 208	6.4	98.2	49.4	7	66.3	ROR	22.9	7.42	46	3'578
27	Moyamba	Gbangbai River	GBAN 057	4.4	51.5	21.8	20.8	10.7	77.6	20.4	19.5	94	4'636
			<b>TOTAL</b>	<b>974</b>									

Table 37 : Potential hydropower sites in Sierra Leone

**Moyamba**, a site with a potential of 10 MW (last row in the table) is proposed to receive GEF financing.

According to the Power Sector Master Plan (1996)<sup>9</sup>, **27 potential hydropower sites with a total capacity of 1,513<sup>10</sup> MW** have been identified. However, except for two sites (Bumbuna project Phase I capacity 50 MW, total capacity 275 MW and the envisaged Bekongor project, Bekongor III capacity 85 MW, total capacity 200 MW), all of the others suffer from water flow rate variations between the wet and dry seasons. Though Yiben II, Bekongor III, Kambatibo, Betmai III, Yiben I, Singimai and Bumbuna Falls are the most attractive in terms of generation cost, these sources remain virtually untapped to date.

### 9.3 Hydropower sites as prioritised during workshop

Project	Capacity [kW]
Kabala Fall	2'400
Tendata	28'600
Titama	22'200
Moyamba	4'400
Maka	21'000

**Table 38** : Prioritised potential sites in Sierra Leone

Among the donor agencies and banks so far mainly World Bank, AfDB, the Italian Government and the Kuwait Fund have been involved in the hydro sector in Sierra Leone.

### 9.4 Current situation and political objectives

Less than 10 % of Sierra Leone's total population has access to electricity. In rural areas, where the bulk of the country's population resides, less than 1 % of the population has access to electricity. Electricity supply is characterized by poor investments in generation, transmission and distribution resulting in very low generating capacity, rising high transmission and distribution losses (about **45 %** system losses), poor revenue collection and restricted distribution systems in major towns. In 2002, total electricity production was 142 GWh, but dropped to only 45 GWh in 2007. Even though availability of electricity has improved since 2007, as a result of the introduction of emergency measures by the government, total electricity consumption in 2008 was 157 GWh, indicating only about 24 kWh per capita consumption.

The country's ten year civil war almost completely destroyed the original generation capacity and related infrastructure. Whereas the electricity demand nationwide is estimated at 125 MW, the installed capacity is 113 MW and functional capacity is only 52.96 MW including the recently commissioned Bumbu17na hydro power project which supplies power to the national capital Freetown. The national grid is very limited, essentially consisting of 200 km of lines under construction bringing power from Bum Buna (50 MW) to the capital. Most of the rest of the country is unlikely to be reached by the national grid for many years to come.

<sup>9</sup> See also GEF proposal

<sup>10</sup> This is contradicting to the sum of less than 1,000 MW as calculated in the table

In the country presentation, it is mentioned that Sierra Leone has a network of gauging stations for regular water level and runoff measurements and that a hydrological data collection is available at the hydropower stations.

Similar to many other ECOWAS countries, Sierra Leone does not dispose of local turbine production, local consultancy capacity, training institutes etc.

## 9.5 Institutional, legal and regulatory framework

Currently the Government of Sierra Leone owns almost all hydropower plants. Bumbuna is operated by a private Italian company (Salini Constructori) and Goma is operated by Sierra Leoneans in the east.

According to the Act of Parliament in 1982, the National Power Authority NPA, a para-governmental institution is authorised to generate, transmit and distribute electricity.

The tariff is currently as high as 1,224 Leones/kWh (**40.8 US cents/kWh !**) on average. Industries and large customers pay 47.1 US cents/kWh.

Theoretically a standard power purchase agreement exists, but a feed-in tariff is not yet defined. The government recently signed a PPA with ADAY bioenergy.

A water royalty exists and is normally fixed in a memorandum of understanding.

## 9.6 Envisaged activities to promote small-scale hydropower

The sites as listed in the table above should be reviewed in order to establish their current status and the related challenges.

## 9.7 References

- Request for CEO endorsement / approval, GEF proposal, “promoting mini grids based on small hydropower for productive use in Sierra Leone”, November 2011

## 10 Gambia

### 10.1 Existing hydropower systems

The Gambia River Basin Development Organisation (Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie OMVG) is embarking on a major infrastructure project to reduce power shortages in the member countries; Gambia, Guinea, Guinea-Bissau and Senegal. The project includes hydroelectric power plants in Senegal and Guinea and a regional integration of power grids in the four countries.

In addition, Gambia is part of the OMVS (Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal).

Apart from these initiatives it seems that hydropower does not play an important role since the country is relatively flat.

DRAFT

## 11 Côte d'Ivoire

### 11.1 Centrales hydro-électriques existantes

centrale	Capacité installée	Date de mise en service
Ayamé 1	20 MW	1959
Ayamé 2	30 MW	1965
Kossou	174 MW	1972
Taabo	210 MW	1979
Buyo	165 MW	1980
Grah	5 MW	1983
<b>TOTAL</b>	<b>604</b>	

Table 39 : Les centrales hydro-électriques existantes en Côte d'Ivoire

La carte suivante montre la répartition du parc de production hydraulique :

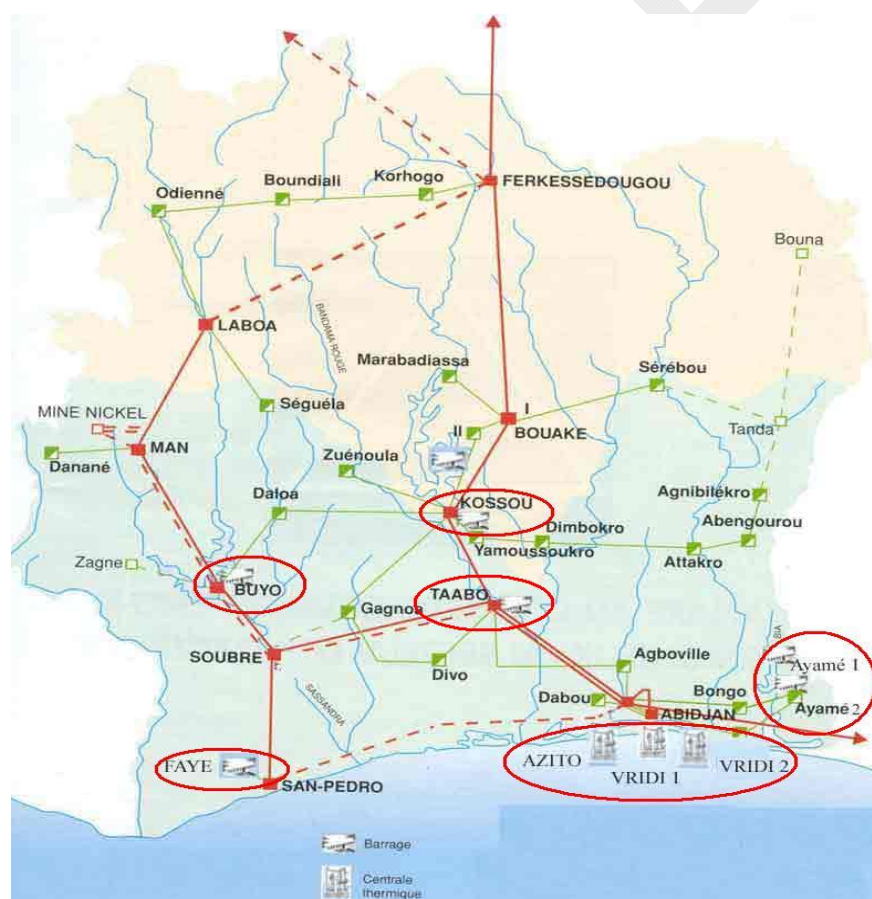


Figure 12 : Répartition du parc de production hydroélectrique en Côte d'Ivoire

Le pourcentage de l'hydroélectricité au total de l'électricité produite en Côte d'Ivoire était 37% en 2009 et seulement 28 % en 2010. Il semble qu'une des raisons est que l'année 2010 était plus sèche, mais en plus la capacité installée des centrales thermiques a augmentée pendant les années. Jusqu'en 1983, le pays ne disposait que de centrales hydrauliques. En fait, la construction des centrales thermiques (au gaz naturel) a commencé en 1984, une autre raison pour la diminution de la part hydro.

## 11.2 Activités projetées et sites potentiels

Le tableau suivant liste des sites potentiels en Côte d'Ivoire.

Sites	Cours d'eau	Puissance [MW]	Productible annuelle [GWh]
Soubre	Sassandra	270	1 600
N'Dieliesso	Comoe	100	835
Malasso	Comoe	90	605
Louga	Sassandra	280	1 330
Singrobo	Bandama	67	315
Kokumbo	Bandama	78	350
Bouloumere	Sassandra	156	785
Daboitier	Sassandra	91	375
Gribopopoli	Sassandra	112	515
Tayaboui	Sassandra	100	515
Tiasala	Bandama	51	215
Brou Atakro	Bandama	90	410
Aboisso Comoe	Comoe	150	986
Gao	Sassandra	74	475
Drou (Man)	Cavaly	1,6	11
Tahibli	Cavally	19,5	128
Kouroukoro	Sassandra	32	215
Aboisso Bia	Bia	5	33
Agneby	Agneby	0,3	
Tiboto	Cavally	220/2 (Lib.)	1 500
<b>TOTAL</b>		<b>env. 1,770</b>	<b>10,151</b>

**Table 40** : Sites hydroélectriques potentiels en Côte d'Ivoire

En concluant des informations du tableau ci-dessus, le **potentiel global des 19 sites analysés s'élève à environ 1,770 MW et celui des 5 sites <= 30 MW s'élève à 59 MW.**



### 11.3 Sites potentiels hydro-électriques priorités lors de l'atelier

Sites	Plan d'action pour la mise en œuvre
Agnéby (300KW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• réaliser les études de faisabilité</li> <li>• Renforcer les capacités de partenaires au projet</li> <li>• Mobilisation des financements</li> <li>• Réalisation</li> <li>• Suivi et évaluation</li> </ul>
Drou (1,5 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• réaliser les études de faisabilité du barrage et du réseau d'évacuation</li> <li>• Réaliser l'étude d'impact environnementale et MDP</li> </ul>
Aboisso Bia (5 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• réaliser les études de faisabilité du barrage</li> </ul>
Tahibli (19,5 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• réaliser les études de faisabilité du barrage et du réseau d'évacuation</li> <li>• Réaliser l'étude d'impact environnementale</li> <li>• Elaborer le montage financier</li> </ul>

**Table 41** : Sites potentiels hydroélectriques priorités pour la Côte d'Ivoire lors de l'atelier

### 11.4 Situation actuelle et objectives politiques

Présentement les centrales (petites ou grandes) existantes appartiennent à l'Etat et l'exploitation se fait par une société privée, la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE) sur la base d'un contrat d'affermage.

En Côte d'Ivoire, il existe des agences et bureaux d'études : CI-Energies, ASER, Ex CABIRA, BNETD etc. mais pas de production locale de turbines ou pièces détachées.

Il existe des départements d'hydrologie dans au moins deux universités (Cocody et Abobo-Adjamé).

La SODEXAM (société étatique) est responsable pour la réalisation des mesures (notamment des bilans pluviométriques, des bilans hydriques climatiques, évaporation potentielle, nombre de jours de pluie etc.)

### 11.5 Cadre institutionnel, législatif & réglementaire

Le parc de production ivoirien est essentiellement constitué de 9 centrales (6 hydroélectriques et 3 thermiques) dont l'État est propriétaire, à l'exception des deux plus grandes centrales thermiques qui font l'objet de contrats de type BOOT (Vridi et Azito). Les infrastructures de transport et de distribution appartiennent entièrement à l'État.

Depuis la privatisation de la gestion du secteur de l'électricité en 1990, la production est libéralisée alors que la Compagnie Ivoirienne d'Électricité CIE détenait jusqu'en 2005 un

monopole par concession sur l'achat, le transport et la distribution d'électricité. **L'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité (ANARE)** est l'organisme - mis sur pied par le gouvernement - auquel incombe la responsabilité de surveiller et de réglementer les activités de l'industrie électrique (2002; 07-01). Les sociétés EDF et Saur détiennent 51 % des parts de la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE) qui opère les infrastructures de production appartenant à l'État. La CIE est aussi chargée du transport et de la distribution de l'électricité. L'État conserve 20 % des parts de la CIE tandis que le secteur privé local et les employés possèdent 29 % de l'entreprise (2002 ; 26-07-01)

Les entreprises nationales sont: Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE), Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité (CIPREL).

Le secteur de l'Électricité est régi par la **Loi n° 85-583 du 29 juillet 1985** organisant la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique en Côte d'Ivoire.

- Production d'électricité libre (y compris les PCH)
- Transport et distribution d'électricité: monopole de l'Etat qui l'a concédé à la CIE
- Pas de classification spéciale des centrales hydroélectriques (micro, mini, petite) dans la loi.

Un **nouveau code de l'Électricité** est en cours d'élaboration en ce moment même

- Travaux de rédaction achevés
- Projet transmis au Secrétariat du Gouvernement pour validation
- Prochaine étape: Parlement pour adoption

Le tarif moyen de l'électricité vendue au consommateur est à 62 FCFA / kWh (0.124 US\$).

La procédure actuelle pour la mise en œuvre des projets privés inclut les pas suivants :

- Etudes de faisabilité (promoteur)
- Acquisition des sites (promoteur)
- Etudes d'impact environnemental et social
- Signature de protocole d'accord
- Négociations du Contrat d'achat/vente d'électricité
- Tarif négocié entre Promoteur et Etat
- Existence de modèles de convention adaptables en fonction du promoteur de projet

## 11.6 Activités prévues pour promouvoir les PCH

Avec l'appui de l'UNIDO et ECREEE, on voudrait se concentrer sur les activités suivantes :

- Réactualiser les études antérieures
- Cadre réglementaire pour le rachat de l'électricité
- Réglementation sur l'utilisation des cours d'eau (éviter des conflits entre agriculture, pêche, consommation et production d'électricité)
- Organisations de sessions de formation à la carte pour le pays

## 12 Guinée Bissau

### 12.1 Centrales hydro-électriques existantes

En Guinée Bissau existe un petit réseau hydrologique mais malheureusement le potentiel n'a pas été exploité.

## 12.2 Activités projetées et sites potentiels

Pas d'informations disponibles.

## 12.3 Sites potentiels hydro-électriques priorités lors de l'atelier

Les seuls sites potentiels mentionnés sont les suivants :

Site	Plan d'action pour la mise en œuvre
Saltinho (18 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Actualiser l'étude</li> <li>• Mobiliser les financements</li> </ul>
Cusilinta (30 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recherche de financement</li> <li>• réaliser les études de faisabilité</li> <li>• Réaliser l'étude d'impact environnementale</li> </ul>

**Table 42** : Sites potentiels hydroélectriques au Guinée Bissau

## 12.4 Situation actuelle et objectives politiques

L'unique réseau de transport de l'énergie qui existe en Guinée-Bissau se trouve à Bafata. Il mesure 110 km et permet de connecter les infrastructures électriques des villes de Bafata, Gabu, Bambadinca, Xime et Contubuel. Le transport de l'énergie électrique se fait à tension de 30 kV. Des postes de transformation ont été érigés par endroits au long de sa trajectoire, pour alimenter en énergie électrique de petites localités.

Les activités en cours de développement comprennent les domaines suivants :

- Solaire
- Biomasse (centrale à biomasse de coque de cajou construite)
- Hydroélectricité
- Identification de sites favorables Saltinho et Cussilinta (pas d'études)

## 12.5 Cadre institutionnel, législatif & réglementaire

Les acteurs importants du secteur sont les suivants :

- Le **Ministère de l'Énergie, Industrie et Ressources Naturelles MEIRN** (tutelle du secteur) / Secrétariat d'État de l'Énergie (SEE) est responsable de l'exécution de la politique énergétique.
- La **Direction Générale de l'Énergie DGE** est chargée de la mise en œuvre de la politique énergétique, de participer à l'élaboration et au contrôle de l'application des lois et des règlements relatifs au domaine énergétique, de réaliser des études prospectives, de promouvoir des technologies nouvelles en matière d'énergie et de participer au suivi des études d'aménagement.
- L'**Institute Nationale de Recherche et Technologie Appliquée INITA** placé au MEIRN est chargée entre autres de la coordination des activités de la recherche et du transfert de technologie pour la mise en valeur des ressources énergétiques locales, notamment les renouvelables.

Le ministère MEIRN est l'organe étatique chargé de la définition et de la coordination de la politique du gouvernement dans le secteur d'énergie. De ce fait, il lui échoit la tâche d'assurer la tutelle des activités menées à bout par les entreprises opérant dans le secteur d'électricité, de veiller à l'établissement de contrats de concession, l'application de règlements y afférents et la coordination des investissements assujettis aux politiques arrêtées par le gouvernement dans ce secteur. Ainsi, toutes ces compétences dévolues au MEIRN sont définies dans le **Décret-loi n°2/2007**, des instruments que l'on peut trouver également dans sa Loi organique et qui se résument comme suit :

- La définition de la politique générale à soumettre à l'approbation du gouvernement et la planification d'activités du secteur de l'énergie devant être intégrées dans le programme de **développement socioéconomique** du pays ;
- La conduite d'études devant permettre l'élaboration de toutes politiques enclines au développement du secteur ;
- Veiller à l'application dans la pratique de toutes normes sous sectorielles légales et applicables relatives à l'approvisionnement en énergie par les entreprises électriques et pétrolières placées sous la tutelle du MEIRN ;
- Procéder régulièrement à l'**inventaire et à la gestion** des ressources nationales ;
- La **coordination** de projets d'investissement relevant du secteur de l'énergie ;
- La préparation de **lois, des règlements et normes** portant sur le secteur de l'énergie ;
- S'atteler à la promotion du développement du secteur par les **outils technologiques** fiables et adaptés au contexte local ;
- La **concession de licences** et la définition de mesures de certification d'activités des entreprises opérant dans le secteur de l'énergie, entre autres.

La gestion du secteur de l'électricité est réalisée par les organisations suivantes:

**Electricidade e Aguas de Guinea-Bissau EAGB :**

- Gestion des services publics à caractère commercial
- Créée par le Décret n°23/83, du 19 novembre 1983, lui conférant dès lors le **monopole de production, de transport et de distribution** de l'énergie électrique dans l'ensemble du territoire national.
- Mais, l'entreprise a circonscrit aujourd'hui ses activités à la **limite de la ville de Bissau**, pour motifs d'ordre technique et financier.

**DGE**

- Gestion des services publique avec la participation des **fonds publics**
- L'alimentation en électricité par des centres de production situés dans **9 localités provinciales**
- La Direction des centres de production et d'électrification rurale, assure la supervision technique, économique et financière dans ces localités.

**Comité de l'État :**

- Gestion des services **municipaux**
- Les autres 26 centres sont gérées de manière autonome par les comités d'état, que d'autres appellent à leur guise administrations communales.

## 12.6 Activités prévues pour promouvoir les PCH

Quatre projets d'électrification sont prévus incluant l'électrification décentralisée de 20 localités avec l'appui des pays étrangers (AfSud, Brésil et Inde).

## 13 Guinée

### 13.1 Centrales hydro-électriques existantes

centrale	Capacité installée	Mise en service	Remarques
Kinkon / Pita	3.2 MW		
Tinkisso / Dabola	1.5 MW	1967/68	<b>Système Tinkisso</b> Les 3 localités <b>Dabola, Dinguiraye et Faranah</b> sont actuellement alimentées par la centrale hydroélectrique de Tinkisso au moyen de lignes aériennes 30 kV. La production hydroélectrique actuelle de la centrale de Tinkisso ne permet cependant pas l'alimentation continue de ces localités tout au long de l'année.
Loffa / Macenta	120 kW		
Samankou /Télimélé	2 x 240 kW	1995	Construction 1992-1995 avec la coopération Guinéo-Coréenne; Système isolé
Garafiri ?	130 (ou 75 MW)		Alimente Conakry et plusieurs autres villes
Baneah	5 MW		
Grandes Chutes	27 MW		Opérationnel ou site potentiel ?
Donkea	15 MW		

**Table 43** : Centrales hydroélectriques existantes au Guinée

La **microcentrale hydroélectrique de Samankou** (Télimélé) appartient au système isolé non connecté au réseau et qui est géré par la société d'Electricité de Guinée (EDG) qui couvre tout le pays. Les populations locales sont les bénéficiaires. Les barrières principales étaient de sources financières. Les facteurs pour le succès étaient l'engouement de la population à accéder aux services énergétiques modernes. Les facteurs de l'échec sont le manque de pièces de rechange et le suivi pour la maintenance des installations.

### 13.2 Activités projetées et sites potentiels

En terme de la petite hydroélectricité, le département de l'énergie en collaboration avec les partenaires au développement à réalisé les études de :

- 3 microcentrales hydroélectriques, jusqu'à la phase de faisabilité avec la coopération Italienne : Foko, Ditinn, Banko;
- 7 microcentrales hydroélectriques, jusqu'à la faisabilité avec la coopération de la Corée du Nord : Samankou / 480 KW (déjà réalisé !), Koba, Touba, Kéno, Bindi, Sérédou, Bawa
- L'inventaire des 4 sites de pico-hydroélectricité (Moussaya, Konkouré, Kolenté et Sangassou 1990-1991) avec la Banque Mondiale.

- Etudes et réalisation de la ligne de transport 20 KV de Dubreka - Doti- Koba avec un transfo élévateur de tension (1000 MVA ?) pour desservir 26 villages en zone rurale avec la Corée du Nord (1996-2005)
- Quelques anciennes études de préféasibilités des années 80 sont disponibles et donnent des informations sur huit sites entre 8 et 508 MW.

Le rapport FEM (voir 13.6) mentionne un potentiel de 150 sites hydroélectriques (micro, mini et petit) dont 13 sites avec une capacité de 24 MW sont présélectionnés. La liste de 150 sites n'est pas disponible et ne peut conséquemment pas être évalué. Une autre source parle de 133 sites micro et mini avec un potentiel de 65 MW.

Tous les sites mentionnés dans les différentes études sont résumés dans le tableau suivant :

site	fleuve	puissance potentielle [kW]	étude date de...
Souapiti	Konkouré	508'000	1999
Balassa	Bafing	181'000	1981
Morissanako	Sankarani	100'000	1981
Korafindi	Fatala	100'000	1982
Gozoguezia	Diana	48'000	1981
Singuega	Makona	18'000	1982
Kogbedou	Milo	16'500	1981
Nongoa	Makona	8'000	1984
Ditinn		4'000	études de faisabilité de 1985-1987
Banko		3'500	
Foko		1'500	
Kéno		2'400	études de faisabilité de 1987-1989
Touba		1'600	
Bindi		1'500	
Sérédou		1'440	
Samankou		480	
Bawa		200	
Koba		48	
Moussaya		pico-hydro-électricité	1990 - 1991
Konkouré			
Kolenté			
Sangassou			
<i>Baneah rehabilitation</i>		5'000	
<i>Donkea rehabilitation</i>		15'000	
Grandes Chutes		27'000	
Rio Tinto Bayla		21'100	
<b>Total</b>		<b>1'043'788</b>	<b>23 sites</b>
<b>&lt;=30 MW</b>		<b>106'788</b>	<b>18 sites</b>

**Table 44** : Les sites potentiels au Guinée

Au total le potentiel s'élève à environ **1 GW sur 23 sites** et ceux **≤ 30 MW** le potentiel est environ **107 MW réparti sur 18 sites**.

### 13.3 Situation actuelle et objectifs politiques

La Guinée a un régime de précipitations favorable avec environ 2,000 mm/an (régions de Fouta-Djalon et Guinée Forestière) ce qui comporte un grand potentiel hydroélectrique pour le pays. Les deux grandes rivières de Gambie et Niger prennent leurs sources au Guinée.

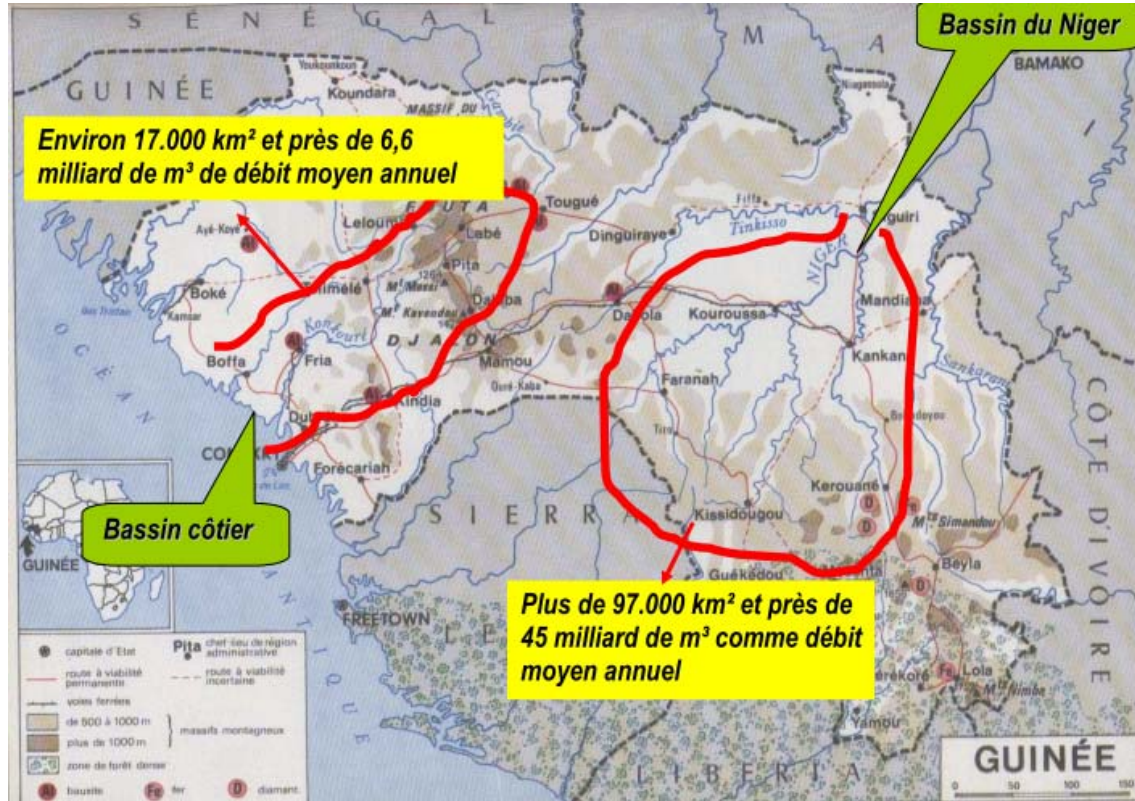


Figure 13 : Les bassins versants de la Guinée

Selon une autre source, le total du potentiel hydroélectrique était estimé à environ 6.1 GW (techniquement faisable) pour une production de 19,300 GWh/an<sup>11</sup>. Le potentiel pour les centrales < 1 MW était estimé à environ 40 MW. Jusqu'à présent moins que 1 % du potentiel était développé.

Présentement, des sociétés minières et quelques autres grands consommateurs produisent de l'électricité pour l'autoconsommation. Cette production correspond à environ la moitié de la production d'électricité du pays. Etant donné la croissance du secteur minier et du secteur d'aluminium, il est estimé que la demande en électricité augmentera à 1,100 MW en 2020 ce qui dépassera la capacité de production.

Le projet du FEM mentionné ci-dessus, prévoit la réalisation d'une centrale hydro-électrique d'environ 800 kW à un des trois sites : Touba, Sérédou (Macenta) ou Kéno.

#### Le Réseau de transport existant

L'étude technique du plan directeur d'électrification rurale a consisté à déterminer le type de source d'énergie le plus avantageux pour l'alimentation des localités du projet.

<sup>11</sup> Barry, M. O. & Sow, A. (juin 2006). OMD présentation du rapport diagnostic secteur énergie. République de Guinée et PNUD. <http://www.gn.undp.org/Docs/omd/Diagn-Energie-OMD-2006.pdf>

#### Système Samou – Garafiri – Kinkon :

Les localités Dalaba, Mamou, Labé et Pita sont actuellement électrifiées par le système Samou – Garafiri - Kinkon et sont équipées chacune d'un poste source 30/6 kV obsolète et saturé. Les localités Bourouwal Tapé et Mitty sont situées sur le passage de la ligne 30 kV Pita – Dalaba –Mamou et qui fait partie du système Samou – Garafiri – Kinkon. Une dérivation à partir de cette ligne 30 kV permet l'alimentation en 30 kV de ces 2 localités. Les localités Dittin, Linsan, Kolenté et Souguéta sont électrifiées à partir d'antennes en 30 kV dérivée de la ligne 30 kV du système Samou – Garafiri – Kinkon.

La Guinée dispose **d'importantes ressources hydroélectriques**, agricoles et minières (environ 2/3 des réserves mondiales de bauxite), le diamant, du fer, de l'or et d'autres métaux, précieux. La consommation d'énergie par tête d'habitant estimée à 0,5 tep/an<sup>12</sup> est l'une des plus faibles de la sous région. Le taux d'accès à l'énergie canalisée est d'environ 7% et l'essentiel de la consommation se fait à Conakry (83,7%). Le bilan énergétique est de 18% pour les produits pétroliers, 2% pour l'hydroélectricité et 80% pour le bois. Cette contre performance du secteur constitue une des contraintes majeures au développement socio-économique du pays ainsi qu'une sérieuse menace pour la protection de l'Environnement. L'accès limité à l'énergie fait partie des obstacles majeurs à la réduction de la pauvreté et à l'amélioration de la croissance

Du point de vue énergétique, La République de Guinée se caractérise par:

- L'importance des énergies traditionnelles (bois et charbon de bois) dans la consommation finale d'énergie (plus de 95% de la consommation d'énergie des ménages) ; 77% pour le bois de feu, 3% de charbon de bois, **2%** d'Hydroélectricité et 18% de produits pétroliers.
- Le poids élevé des hydrocarbures au sein des énergies modernes ou conventionnelles (sensible aux fluctuations des prix du marché);
- Un riche potentiel en ressources hydroélectriques: plus de **200 sites** aménageables répartis sur tout le territoire national pour une puissance installée de **6000 MW** et une énergie annuelle garantie de **19.300 GWh** (Seulement **2%** est mis en valeur).
- Les ressources forestières estimées à 30 millions de m<sup>3</sup> de bois (sur la base des inventaires de 1996 et 1998 );
- Un potentiel solaire estimé à 4,8 kWh/m<sup>2</sup> jour. La durée quotidienne moyenne de l'ensoleillement varie entre 7 et 10 heures ;
- Un gisement éolien, dont la moyenne annuelle de la vitesse des vents varie entre 2 et 4 m/s.
- Le sous secteur électrique est caractérisé par un **faible niveau de production et l'insuffisance d'infrastructures de transport et de distribution.**

#### **L'hydrographie**

- Les importantes quantités d'eau pluviale que reçoit annuellement le territoire Guinéen sont collectées par un réseau hydrographique très dense de 1161 cours d'eau tous codifiés, qui trouvent leur origine dans **deux massifs montagneux: le Fouta Djallon et la Dorsale Guinéenne.**
- Du Massif du Fouta Djallon et de ses contreforts occidentaux, partent les cours d'eau de la Guinée Maritime, de la Moyenne Guinée et le Tinkisso en Haute Guinée affluent de la rive gauche du Niger;
- vers la cote Guinéenne, le Cogon, la Tinguilinta, le Kapatchez, la Fatala, le Konkouré, la Soumba, la Killy à Forécariah, la Mélakhouré et la Kolenté qui se jettent sur la cote Léonaise ;

<sup>12</sup> tep = tonne d'équivalent pétrole ; 1 kWh d'électricité = 222 tep (énergie primaire)



- vers le Nord-Ouest et le Nord : la Koliba/Corubal. La Gambie et son principal affluent la Koulountou vers le Sénégal au Nord, le Bafing vers le Mali au Nord-Est, la Kaba vers la Sierra Leone au Sud.
- De la Dorsale Guinéenne, partent le Niger et ses affluents de la rive droite
- à savoir : le Milo et le Sankarani d'une part et d'autres part les fleuves de: la Guinée Forestière : la Makona, la Loffa, le Diani et les affluents de la rive droite de la Sassandra qui coulent en Côte d'Ivoire, tandis que les autres se dirigent vers le Libéria.
- Les 1161 cours d'eau de la Guinée se répartissent au niveau de 23 bassins fluviaux dont 14 internationaux.
- De ces 14 bassins internationaux, partent 26 cours d'eau vers les pays voisins, ce qui vaut à la Guinée l'appellation de «**château d'eau**» de l'Afrique de l'Ouest.

### 13.4 Cadre institutionnel, législatif & réglementaire

#### Sous Secteur de l'Electricité

- La loi L/92/043 portant code des activités économiques en République de Guinée;
- La loi L/93/039/CTRN portant réglementation de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique;
- La loi L/98/012 relative au BOT
- La loi L/2001/18 relative à la réforme et au désengagement de l'état des entreprises publiques
- l'Etat a procédé à la libéralisation et du désengagement de la production de l'électricité, toute personne peut exercer l'activité tout en respectant la loi.
- Le tarif normal de consommation pour l'électricité est de 90 FG/kWh (= 0.012 USD ?) pour la 1ère tranche

### 13.5 Activités prévues pour promouvoir les PCH

La République de Guinée a élaboré un **Plan Directeur d'Electrification Rurale de 29 localités** réparties sur l'ensemble du territoire de la Guinée en 2005, dont au moins deux devraient être réalisés:

- la centrale de la Loffa: extension de 120 kW (existant) à 2,8 MW ( ??)
- centrale de Sérédou: 1,44 MW

### 13.6 Références bibliographiques

- Barry, M. O. & Sow, A. (juin 2006). OMD présentation du rapport diagnostic secteur énergie. République de Guinée et PNUD. <http://www.gn.undp.org/Docs/omd/Diagn-Energie-OMD-2006.pdf>
- Request for CEO Endorsment / Approval, " Promoting development of multipurpose mini hydropower systems", GEFSEC Project ID: 3958; 23 March 2012
- <http://www.groupebceip.com/webmast/atlas/energie.htm>

## 14 Sénégal

### 14.1 Centrales hydro-électriques existantes

Pas de centrales hydroélectriques existantes !

### 14.2 Activités projetées et sites potentiels

Pays	Nom du projet	puissance	Production annuelle	Remarque
Guinea, Mali, Mauritania and Senegal	Telo dam	60 MW	320 GWh	OMVS project
	Gouina dam	140 MW	540 GWh	OMVS project
	Sambangalou	128 MW	400 GWh	OMVG project
	Kaleta	240 MW	946 GWh	OMVG project

**Table 45** : Les sites potentiels auquel le Sénégal participe

Eventuellement, il y a des potentialités de petite hydroélectricité sur le réseau hydrographique du **fleuve Gambie, au Sud Est dans la région de Kédougou** au relief plus accentué, sur le réseau hydrographique de la **Falémé**, dans la partie amont vers la frontière avec la Guinée, région de **Tambacounda** ou à partir des **eaux usées** (Office National d'Assainissement).

### 14.3 Situation actuelle et objectives politiques

Pas d'informations

### 14.4 Cadre institutionnel, législatif & réglementaire

Pas d'informations

### 14.5 Activités prévues pour promouvoir les PCH

Puisque jusqu'à présent aucun site potentiel pour l'exploitation de la petite hydro-électricité n'est connu, il faut d'abord identifier des sites favorables et évaluer des potentialités. Il faut quand même mentionner que la **topographie relativement plate du pays n'est pas favorable pour identifier des sites PCH potentiels**.

## 15 Liberia

### 15.1 Existing hydropower systems

Hydropower Plant	Capacity	Remarks
Mount Coffee (LEC)	64 MW	Damaged during the civil war: a study funded by the United States Trade and Development Agency (USTDA) to restore it and expand it to 100 MW is in progress
Harbel (Firestone)	4 MW	Established 1942 and still in operation
Yandohun <sup>13</sup>	30 kW	Damaged during the civil war; community micro hydro in Lofa County

**Table 46** : Existing hydropower plants in Liberia

In general, Liberia has a considerable potential for hydroelectric power. At the onset of civil war there were 3 operational hydroelectric power plants in Liberia as listed in the table above. The Mount Coffee and Yandohun plants were destroyed during the war, but the Harbel plant is still operational.

### 15.2 Projected activities and potential sites

As mentioned above a rehabilitation and extension of the Mount Coffee plant to 100 MW is planned.

A number of feasibility studies were carried out over the period 1976-1983. At least 14 large-scale schemes were identified in over 6 main rivers. The **Cavalla River** has a single largest potential (225 MW at Tiboto) but with more than half of this in Cote d'Ivoire, bilateral cooperation is required for its development. Similarly, the **Mano River**, with the potential of up to 180 MW, has nearly a quarter of its basin in Sierra Leone. However, since 4 of the six river basins are within Liberia's borders, they could be developed. The major drawback is that all suffer from the problem of **low flow**, requiring huge investment in storage or reservoir to maintain firm capacity during the dry season. Apart from the **14 large-scale hydroelectric power sites** identified, **about 24 other sites have been identified for small hydroelectric schemes (up to 5 MW)**. In 1988, the Liberia Electricity Corporation (LEC) sought investment capital to develop six mini hydro schemes with total installed capacity of about 20 MW, which was intended to supply 3 rural grids serving 14 major population centers in the northern half of Liberia.

<sup>13</sup> During the Workshop, Yandohun and Harbel hydropower schemes were mentioned as interesting case studies which can be used to analyse lessons learned!

Grid	Major Settlements	Power Plants	Proven potential (MW)
Lofa	Voinjama, Kolahun, Bolahun, Foya and Zorzor	Lofa River Mini-hydro Plant	2.5
		Zeliba River Mini-hydro Plant	1.5
Zwedru	Zwedru, Putu, Zieh Town, and Pine Town	Dougbe River Mini-hydro Plant	0.6
Upper Bong-Nimba	Gbarnga, Bellefana, Ganta, Sanniquellie and Tappita	St. Paul Mini-hydro Plant	5.5
		St. John Mini-hydro Plant	7.5
		Ya Creek Mini-hydro Plant	1.5
<b>TOTAL</b>			<b>~ 20 MW</b>

Source: Deutsche Energie-Consult (DECON), 1983

**Table 47 : 6 potential hydropower sites in Liberia analysed during the eighties**

River Basin	Region	Site Name and Code	Design Flow m <sup>3</sup> /sec	Head (meters)	Potential kW
Mano	Grand Cape Mount, Gbarpolu and Lofa	Mano River - MR1	10.4	30	2,474
		Mano River - MR2	9.47	30.1	2,252
		Mano River - MR3	8.09	25	1,603
		Mano River - MR4	3.61	20	572
		Mano River - MR5	2.43	12	231
Lofa	Lofa, Gbarpolu and Grand Cape Mount	Lofa River - LR1	55.7	17	7,508
		Lofa River - LR2	37.1	20	5,884
		Lofa River - LR3	3.48	55	1,517
		Lofa River - LR4	3.42	10	271
		Lofa River - LR5	3.35	7	186
		Lofa River - LR6	3.25	6	153
Farmington	Margibi	Farmington River - FR1	16.9	15	2,010
St. John	Bassa, Bong, and Nimba	St. John River - SJR1	60.4	33	15,806
		St. John River - SJR2	57.5	28	12,767
		St. John River - SJR3	37.7	28	8,370
		St. John River - SJR4	2.32	25	460
Timbo	Rivercess	Timbo River - TR1	6.51	12	619
Cestos	Grand Gedeh and Nimba	Cestos River - CR1	8.3	12	789
		Cestos River - CR2	7.35	10	582
		Cestos River - CR3	6.51	15	774
Senkweh	Grand Kru	Senkwen River - SR1	5.78	12	550
		Senkwen River - SR2	3.47	12	330
Buto	Grand Kru	Buto River - BR1	0.26	20	44
Cavalla	River Gee	Cavalla River - GR1	0.66	25	130
<b>TOTAL</b>		<b>24 sites</b>			<b>65,882</b>

Source: GEOSCIENCE srl, 1998

**Table 48 : 24 potential hydropower sites in Liberia analysed during the eighties**

According to the two tables above a total of **30 potential small-scale hydropower sites (< 30 MW) with a total possible capacity of almost 86 MW** are identified.

Another study specifies an overall potential of 40 sites (38 yet to be developed) with a potential capacity of 1,000 MW.

In addition to the list of potential sites, more detailed information is available for two specific sites as described in the following.

***Mein River Mini Hydropower Project***

This project is designed as a run-of-river plant with 210 m channel and 300 m penstock. It is located in Suakoko District, Bong County; a feasibility study was elaborated in Sept 2011 and it is expected that the project **will be realised with support from GEF (ongoing!)**. The project site is 3 km uphill from the nearest road, outside the eco-tourism area of the Lower Kpatawee Falls; the geological situation is favorable and the well protected forest in the watershed area guarantees a relatively stable dry season flow.

<b>Gross Head</b>	35.80 m
<b>Design Flow</b>	2.00 m <sup>3</sup> /s (Phase I), 6.00 m <sup>3</sup> /s (Phase II)
<b>Power output</b>	Phase I : 500 kW (8 months), Average 300 kW (dry season) Phase II: 1500 kW (6 months), Average 300 kW (dry season), institutions, businesses will meet their power needs during dry season through their existing diesel generators (possibly also to supply communities) → according to the above mentioned GEF proposal 2 x 0.5 MW will be realised
<b>Distance to load centres</b>	Phase I: 23 km, Phase II: 33 km
<b>Main load centres</b>	Phase I: About 2,000 residential and commercial consumers, Cuttington University, Phebe Hospital and Central Agriculture Research Institute in Suakoko district Phase II: Over 5,000 residential and commercial consumers, Cuttington University, Phebe Hospital, Central Agriculture Research Institute in Suakoko District and part of Gbarnga town.

***Wayavah Falls Micro Hydropower Project***

This site which can be developed as run-of-river plant is located in Salayea District, Lofa County. The feasibility study dates from Oct 2011. The site is close to a road, 9 km from Salayea town leading to Zorzor; similarly to the above described site, the geological conditions are favorable and the watershed area is covered by a well protected forest.

<b>Gross Head</b>	53.5 m
<b>Design Flow</b>	60 l/s (20-40 l/s during 5 months dry season)
<b>Power output</b>	15 kW (6 months), 0-8 kW (6 months of dry season) About 150 hh and few institutional/commercial consumers
<b>Distance to load centre</b>	Gbarneway (2 km)

### 15.3 Hydropower sites as prioritised during workshop

River Basin	Design Flow (m <sup>3</sup> /sec)	Head (meter)	Potential power (kW)	Remarks
Mano River	3.61	20.0	572	Data collected since 1988. Data to be updated/validated
Lofa River	3.48	55.0	1,517	
St. John River	60.40	33.0	15,806	
St. John River	37.70	28.0	8,370	
Cestor River	8.30	12.0	789	
Cavalla River	0.66	25.0	130	

**Table 49** : potential hydropower sites in Liberia as prioritised during the workshop

The available data and information can not be considered to be reliable. All data need to be updated. Additional information and hydrometric measurements are required.

### 15.4 Current situation and political objectives

Investing in rural electrification through the development of hydro power in Liberia could significantly enhance rural economic growth, job creation and empowerment. This is because extending the central grid into remote rural areas, where a substantial proportion of population resides is simply cost prohibitive. Lack of electricity access has been one of the obstacles to poverty reduction, but decentralized electricity through mini/micro hydro power plants could be suitable weapon in that battle against poverty, partly because it is often the only possibility in areas that will never acquire the necessary infrastructure for on-grid, centralized electricity, as they are too remote. In many cases, even if the grid were extended to rural areas this would be inadequate, as fossil fuel based grid currently used is very expensive and unreliable in most cases. The challenge of planning for and providing rural electrification has not been satisfactorily met in Liberia. All aspects of rural life, from food processing to small industries, from enterprise to entertainment suffer from the lack of available and reliable electricity.

### 15.5 Institutional, legal and regulatory framework

In Liberia, an energy policy and a legal framework for the promotion of hydropower are not yet established (no policy, no feed-in tariff, no standard PPA). However, a draft for the **integrated water resource management IWRM** is in process.

Important stakeholders relevant for hydropower development in Liberia are:

- Liberia Hydrological Services / Ministry of Lands, Mines and Energy
- Ministry of Lands, Mines and Energy MLME
- Ministry of Public Works MPW
- Liberia Electricity Corporation LEC
- Rural and Renewable Energy Agency RREA
- Environmental Protection Agency EPA

- Liberia Water and Sewer Corporation LWSC
- Liberian Bank for Development and Investment
- Educational institutions: University of Liberia, Tubman University, Booker Washington Institute, Stella Maris Polytechnic
- Centre for Sustainability Energy Technology

Further stakeholders to be mentioned are the Ministry of Planning and Economic Affairs MPEA, Ministry of Justice MOJ, Law Reform Commission, National Investment Commission NIC and the Ministry of Finance MOF

So far, mainly USAID, World Bank and the Norwegian Water Resource and Energy Directory have been involved as donor agencies in the Liberian hydropower sector.

## **15.6 Envisaged activities to promote small-scale hydropower**

The main tasks to be handled are:

- Development of Legal and Regulatory Framework
- Establishment of an SHP Task Team
- Development of an SHP curriculum in institutions of higher learning
- Analyse options to get access to funding

## 16 Summary and main conclusions

1. Successful SSHP development requires a reliable water source. In order to start SSHP development at the most promising sites (with year round reliable runoff), a good hydrological database is required. For this purpose, a **sufficient number of well-trained “hydro scouts” with good measuring equipment and know how on data processing and evaluation** should be prepared to be “on duty” as soon as possible. The analysis of the various documents and discussions during the SSHP workshop in Monrovia, have clearly shown that many identified sites will have to be reassessed. For this purpose a comprehensive field survey campaign for data collection combined with intensive capacity building (hands-on training on how to measure runoff and head) will be required.
2. Awareness creation on **catchment area protection** is a crucial issue to avoid further deterioration of runoff patterns and desertification.
3. Access to finance is often considered as a shortfall for planning and implementation of hydropower systems. However, access to loan and equity as well as access to grants requires **convincing project proposals presenting the crucial, concisely formulated project information**. Many project descriptions analysed for the current report are lacking very important information. A standard for site assessment / pre-feasibility but also for feasibility studies should be set (depending on the order of magnitude of the project) and explained and distributed during training sessions.
4. Except Nigeria and to some extent Ghana, most of the studies which are available had been elaborated by international organisations / companies. Similarly, most of the existing hydropower plants have been implemented by foreign companies. This **lack of indigenous planning and implementation capacity** is one of the main barriers for SSHP development in the ECOWAS region and has to be addressed by the Programme. The best way to convey knowledge on planning, implementation and operation of SSHP systems is the **common realisation of some pilot plants** facilitating real “**object-teaching**”.
5. The analysis has shown that many hydropower plants are in bad repair and need rehabilitation. **For sustainable operation, capacity building on technical and management issues** is of highest importance and should be part of the SSHP Programme. Another problem is the provision of spare parts and access to professional repair services. A **regional network of professional workshops** well trained e.g. on turbine production, repair and spare part production should be established by **training staff of existing mechanical workshops**.
6. Trainings and capacity building should be linked to the development of **appropriate guidelines and manuals**, fitting to the local conditions and the level of understanding of the respective target groups (which most probably varies from country to country).
7. A **capacity needs assessment**, implemented on behalf of ECREEE in 2012 revealed that in many countries, educational institutions already included renewables in their curricula. It was stressed by many interviewed stakeholders that any kind of trainings, workshops etc. should **integrate especially vocational schools** in the ECOWAS countries and that the principle of “**training of trainers**” should be followed. With regard to capacity building, the **UNIDO Regional Centre for SHP in Abuja** could play an important role, since it disposes of experienced staff who already received trainings on international level. The Centre could work as service provider closely with ECREEE in this context.
8. Given the prevalent lack of know-how and experience on SSHP, it is important to set **realistic targets** for the SSHP Programme. With regard to competences on **technical planning and implementation**, capacity building should be limited to systems **below**



- about 500 kW** and should make a clear difference between isolated and grid connected plants (since the two require relatively different technical standards). As far as capacity building on **legal and regulatory aspects** like requirements for concessions, contracts and PPA-formulation are concerned the capacity building should also cover SSHP systems in the range beyond 500 kW **up to about 30 MW**.
9. It is imperative that for any activities under the SHPP Programme the **linguistic barriers** have to be taken into account.
  10. **Exchange of experience** between ECOWAS countries shall be a clear added value of the “regional approach”. Although a specific country might not have the critical number of hydropower systems which justifies the starting up of a turbine workshop, this country could benefit from the availability of competences in neighbouring ECOWAS countries. The SHPP Programme should facilitate the exchange of experience not only on **technical, legal and policy issues** but also on **failure and success of different management systems** (e.g. village community cooperatives in Burkina Faso). The specialised agencies for rural electrification which already exist in several countries (AMADER / Mali, ABERME / Benin etc.) could become focal points for exchange of information. In several cases, hydropower systems failed due to political difficulties on national level. In such situations, decentralised operation and management of SSHP systems by local staff is the more “robust” solution because it guarantees a certain independence.
  11. In most of the countries the energy sector is already liberalised but the lack of **clear responsibilities, a strong regulatory agency and streamlined procedures for SSHP development** are still not fully established. Especially, the definition of capacity limits below which **simplified procedures** can be applied is crucial for the development of very small isolated systems. The legal and regulatory framework has to be suitable for SSHP development in different orders of magnitude.
  12. The analysis has shown that the **frame conditions are very different in the various ECOWAS countries** (identification of sites, experience with hydropower, average level of education, legal and regulatory conditions, development of the private sector, access to finance, etc.). All activities planned in the context of the SSHP Programme should take these differences as far as possible into account.
  13. Although in some countries the legal and regulatory framework is (theoretically) already well established, the political will to enforce its implementation is still lacking. Therefore, **awareness raising on different political levels** is an important activity to be included.
  14. Especially for **isolated SSHP systems** which normally have a relatively low load factor and are consequently NOT profitable, full **subsidisation of investment cost** is indispensable. As a general rule the tariff system applied (in isolated systems) should at least cover the operation and management cost (O&M). Even if investment is subsidised, O&M should NOT be subsidised in order to allow for a sustainable and independent operation. The SSHP Programme should take such subsidisation of investment cost into account.
  15. The ECOWAS Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (ECREEE) in partnership with UNIDO can play a key role in the implementation of the ECOWAS SSHP Program. The small hydro activities of UNIDO implemented under the GEF Strategic Programme for West Africa (SPWA) create an enabling environment (e.g. Nigeria, Sierra Leone, Liberia, Guinea).

## 17 ANNEXE 1: Infos détaillées sur le Togo

### Informations détaillées sur 21 sites potentiels au Togo

N°	Cours d'eau	Village du site	Données hydrologiques				Retenue d'eau			centrale	
			Bassin versant (Km <sup>2</sup> )	Apport moyen annuel (Mm <sup>3</sup> )	Débit moyen (m <sup>3</sup> /s)	Crue (m <sup>3</sup> /s)	Volume de retenue (Mm <sup>3</sup> )	Volume utilisable (Mm <sup>3</sup> )	Superficie de la retenue (Km <sup>2</sup> )	Puissance installée (MW)	Productible annuel (GWh)
1	Amou	Glér	880	176	6	1150	340	205	32	2	5
2	Amou	Amou Oblo	230	82	3	700	105	60	3	3	8
3	Kara	Landa kpozanda	930	420	13	2100	510	325	24	5	13
4	Mô	Banga (Bassar)	2200	617	20	3600	175	140	16	6	16
5	Domi	Tomégbé Akloa	4680	818	26	1350	415	330	62	8	21
6	Mono	kpéssi	4680	818	26	1350	415	330	62	8	21
7	Kéran	Titira	3500	1080	34	3250	370	240	22	13	34
8	Kara	Collège militaire	2200	1010	32	3200	575	370	29	17	45
10	Sin Sin	Route Atakpa mé-Badou	480	115	4	600	130	90	10	2	5
11	Kpaza	Parc Fazao	270	76	2	400	170	90	5	3	7
12	Assou Koko	Langabou	580	139	4	550	175	140	8	5	13
13	Kéran	Route Kandé-Mago	4230	1380	44	3500	315	250	45	5	13
14	Mono	Dotécopé	5475	958	30	1800	875	580	80	9	24
15	Mono	Sagada/Kpététa	3800	665	21	1350	550	410	66	8	21
16	Koroon	Sérégbané	991	220	7	850	420	260	13	9	24
17	Kara	Kara-Kandé	2730	1090	35	3550	580	410	37	13	34
18	Gban Houn2	Danye Konda	1060	254	8	900	144	113	7	5	13

19	Mono	Landa Mono	2800	521	16	2450	200	125	25	3	8
20	Mono	Nangbéto	15700	2670	85	3300	1465				
21	Mono	Tététou	19600	3300	104	3900	510	350	77	20	53
22	Mono	Adjarala	20600	3380	107	4100	350	90	44	34	89

DRAFT

Informations détaillées sur 5 sites potentiels au Togo (étude GEF/UNDP, 2005)

Micro hydro Site name	Country	River	Project location	Cost have been extrapolated	Transmission line for first village - Length (km)	Small hydro plant capacity (kW)	Transmission system cost ( US\$ )	Electromecanics cost ( US\$)	Civil works and penstock cost (US\$)	Basic cost for the microhydro plant (US\$)	Contingencies 10% of basic cost (US\$)	Control and work supervision cost (US\$)	Inflation rate - 5% of control cost (US\$)	Project total cost (US\$)	Investment cost/kW (US\$)
Akloa 1	Togo	Domi	Région d'Atakpamé	No	10,0	100	123 099	116 465	224 085	463 649	46 365	23 182	1 159	534 356	5 344
Wonougba	Togo	Sio	région Kpalimé	No	1,5	57	26 536	122 362	199 760	348 658	34 866	17 433	872	401 829	7 050
Alokoegbé	Togo	Sio	ville de Tsévié	No	1,0	43	20 639	118 677	167 327	306 643	30 664	15 332	767	353 406	8 219
Landa Pozanda	Togo	Kara	localité de Kpinzindé, région de Kara	No	3,0	76	42 016	145 950	246 199	434 165	43 416	21 708	1 085	500 375	6 584
Legouaselandé	Togo	n/a	Sokodé	Yes	3,0	100	65 978	262 462	233 734	562 174	56 217	28 109	1 405	647 905	6 479
<b>Total</b>					<b>19</b>	<b>376</b>	<b>278 269</b>	<b>765 916</b>	<b>1 071 104</b>	<b>2 115 289</b>	<b>211 529</b>	<b>105 764</b>	<b>5 288</b>	<b>2 437 870</b>	<b>6 484</b>

## 18 ANNEXE 2: Infos détaillées sur le Bénin

### Informations détaillées sur 10 sites potentiels au Bénin (étude GEF/UND, 2005)

Micro hydro Site name	Country	River	Project location	Cost have been extrapolated	Transmission line for first village - Length (km)	Small hydro plant capacity (kW)	Transmission system cost ( US\$ )	Electromechanics cost ( US\$ )	Civil works and penstock cost (US\$)	Basic cost for the micro hydro plant (US\$)	Contingencies 10% of basic cost (US\$)	Control and work supervision cost (US\$)	Inflation rate - 5% of control cost (US\$)	Project total cost (US\$)	Investment cost/kW (US\$)
Akpahogo	Bénin	Zounsé	n/a	No	2,0	40	67 075	117 382	100 613	285 070	28 507	14 253	713	<b>328 543</b>	3 829
Gbozoumou	Bénin	Aguidi	Sahousahouè	No	2,0	170	263 040	460 320	394 560	1 117 920	111 792	55 896	2 795	<b>1 288 403</b>	15 016
Koubérépou	Bénin	Koumagou	Koubérépou	No	1,5	192	98 200	171 850	147 300	417 350	41 735	20 868	1 043	<b>480 996</b>	2 545
Kouporgou	Bénin	Koumagou	Sahousahouè	No	2,0	204	315 648	552 384	473 472	1 341 504	134 150	67 075	3 354	<b>1 546 083</b>	18 020
Sinaïssiré	Bénin	Sinaïssiré	Sahousahouè	No	2,0	165	236 736	414 288	355 104	1 006 128	100 613	50 306	2 515	<b>1 159 563</b>	13 515
Avavi	Bénin	Hlan	Avavi	No	2,0	134	144 800	253 400	217 200	615 400	61 540	30 770	1 539	<b>709 249</b>	5 541
Kota	Bénin	Chute de Kota	Kota	No	3,0	88	111 800	195 650	167 700	475 150	47 515	23 758	1 188	<b>547 610</b>	6 442
Perma	Bénin	Perma	Sahousahouè	No	2,0	200	307 757	538 574	461 635	1 307 966	130 797	65 398	3 270	<b>1 507 431</b>	17 569
Sahousahouè	Bénin	Todjimé	Sahousahouè	No	2,0	94	74 600	130 550	111 900	317 050	31 705	15 853	793	<b>365 400</b>	3 846
Wabou	Bénin	Tigou	Wabou	No	2,0	118	85 800	150 150	128 700	364 650	36 465	18 233	912	<b>420 259</b>	2 388
<b>Total</b>					<b>21</b>	<b>1 405</b>	<b>1 705 456</b>	<b>2 984 548</b>	<b>2 558 184</b>	<b>7 248 188</b>	<b>724 819</b>	<b>362 409</b>	<b>18 120</b>	<b>8 353 537</b>	<b>7 580</b>

## 19 ANNEXE 3: Infos détaillées sur le Burkina Faso

*Informations sur quelques sites décrit dans le Rapport d'étude d'inventaire des sites hydroélectriques du Burkina Faso / EDF / 1999*

Aménagements hydroélectriques :

Sites	Puissances installées en MW	Productible annuel en GWh	Coût de revient du kWh en FCFA
BON	7,8	29,1	73
BONTIOLI	5,1	11,7	99
GOUGOUROU	5	17,7	104
FOLONZO	10,8	27,3	110
BAGRE AVAL	14	37,3	118

Aménagement à buts multiples :

Sites	Puissances installées en MW	Productible en GWh/an	Coût de revient du kWh en FCFA
SAMENDENI	2,4	11,2	175
BITTOU	1,6	6,2	210
KIRGOU	2,1	9,9	222
BADONGO	3	10,2	223

Source: Rapport d'étude d'inventaire des sites hydroélectriques du Burkina Faso/EDF/1999

Nota : (i) Le coût de revient du kWh produit ne prend pas en compte la valorisation des autres services fournis par l'aménagement. (ii) Le projet Samendéni est en cours.

## 20 ANNEXE 4: Infos détaillées sur le Mali

Informations détaillées sur 7 sites potentiels au Mali (étude FEM / PNUD, 2005)

Micro hydro Project name	Country	River	Project location	Cost have been extrapolated	Transmission line for first village - Length (km)	Small hydro plant capacity (kW)	Transmission system cost ( US\$ )	Electromechanics cost ( US\$ )	Civil works and penstock cost (US\$)	Basic cost for the microhydro plant (US\$)	Contingencies 10% of basic cost (US\$)	Control and work supervision cost (US\$)	Inflation rate - 5% of control cost (US\$)	Project total cost (US\$)	Investment cost/kW (US\$)
Farako1	Mali	Farako	Ville de Finkolo, Bamabougou	No	2	52	31 817	106 549	299 670	438 036	43 804	21 902	1 095	504 836	9 708
Farako2	Mali	Koha	Commune de NatiénFarga-Diassa, Ngorodougou	No	1	29	14 799	93 971	246 396	355 166	35 517	17 758	888	409 329	14 115
Koundji	Mali	Doundi	ville de Kiénéba, région de Kayes	No	4	117	62 154	50 315	227 157	339 626	33 963	16 981	849	391 419	3 345
Nimbougou	Mali	rivière Bagoyé	région de Sikasso	No	4	52	51 055	98 410	295 971	445 436	44 544	22 272	1 114	513 365	9 872
Sirakorobogou	Mali	Kô	village Loulouni, région Sikasso	No	1	30	20 718	93 971	252 315	367 004	36 700	18 350	918	422 972	14 099
Woroni1	Mali	Tiologo	village Woroni, région Sikasso	No	3	72	42 176	102 110	351 465	495 751	49 575	24 788	1 239	571 353	7 935
Woroni2	Mali	Tiologo	village Woroni, région Sikasso	No	4	62	53 275	100 630	318 908	472 813	47 281	23 641	1 182	544 917	8 789
<b>Total</b>					18	414	275 994	645 956	1 991 882	2 913 832	291 383	145 692	7 285	<b>3 358 191</b>	8 112

**Information détaillées sur les projets pilote soumis lors de l'atelier régional sur la petite hydro-électricité :**

TABLEAU RECAPITULATIF DES COÛTS D'INVESTISSEMENTS PHYSIQUES (EUR)								
Site	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Djenné	Talo	Kourouba	TOTAL GL
Centrale et poste éleveur	422 250	692 200	822 000	679 500	18 300 000	8 890 000	29 250 000	<b>59 055 950</b>
Réseau de répartition et de distribution.	236 912	790 510	991 405	1 077 152	21 613 024	12 645 731	30 384 388	<b>67 739 123</b>
<b>Total par centrale</b>	<b>659 162</b>	<b>1 482 710</b>	<b>1 813 405</b>	<b>17 56 652</b>	<b>39 913 024</b>	<b>21 535 731</b>	<b>59 634 388</b>	<b>12 6795 073</b>
AUTRES FRAIS LIES AU PROJET (EUR)								
Site	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Djenné	Talo	Kourouba	TOTAL GL
Frais de gestion	60000	60000	60000	60000	250000	250000	250000	<b>990 000</b>
Frais d'études	100000	150000	150000	150000	600000	600000	0	<b>1750000</b>
Frais de supervision	200000	250000	250000	250000	2000000	2000000	2000000	<b>6950000</b>
<b>Total Autres frais</b>	<b>360000</b>	<b>460000</b>	<b>460000</b>	<b>460000</b>	<b>2850000</b>	<b>2850000</b>	<b>2250000</b>	<b>9690000</b>
TABLEAU RECAPITULATIF GENERAL DES COÛTS DU PROJET (EUR)								
Site	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Djenné	Talo	Kourouba	TOTAL GL
<b>Investissements physiques</b>	<b>659162</b>	<b>1482710</b>	<b>1813405</b>	<b>1756652</b>	<b>39913024</b>	<b>21535731</b>	<b>59634388</b>	<b>126 795 073</b>
<b>Autres frais liés au projet</b>	<b>360000</b>	<b>460000</b>	<b>460000</b>	<b>460000</b>	<b>2850000</b>	<b>2850000</b>	<b>2250000</b>	<b>9 690 000</b>
<b>Total par centrale</b>	<b>1 019 162</b>	<b>1 942 710</b>	<b>2 273 405</b>	<b>2 216 652</b>	<b>42 763 024</b>	<b>24 385 731</b>	<b>61884388</b>	<b>136 485 073</b>

Sauf le site de Kourouba, tous les sites sont présentés dans la suite.

Il s'agit des systèmes au fil de l'eau avec un barrage ou seuil de faible hauteur.

## Site de Farako 1

Coordonnées GPS du site : latitude Nord : 11°13' longitude Ouest 5°28'.

Le site de Farako I (55 kW ; 280 MWh/an) est d'accès facile. Il est situé à 27 km de la ville de Sikasso, en bordure de la route reliant Sikasso à Bobo-Dioulasso (Burkina Faso). Son aménagement ne nécessite par conséquent pas une route d'accès spéciale, contrairement à d'autres sites identifiés. Le cours d'eau sur lequel il est situé est caractérisé par une pérennité relative avec des débits caractéristiques d'un étiage réel dont la durée moyenne serait de quatre mois selon les informations recueillies. Bien que le site de Farako 1 ait été l'objet d'une étude de préféabilité (mené par SAED) dans le cadre de l'étude du plan directeur d'électrification rurale (PDER) financée par la BAD, faute de jauges de niveau sur le cours d'eau, son profil hydrologique n'est que sommairement connu. Un débit minimum de 0,208 m<sup>3</sup>/s était observé pendant la 2<sup>ème</sup> décennie de juin et un débit maximum de 6,525 m<sup>3</sup>/s était observé pendant la 2<sup>ème</sup> décennie de août.

Lors de la première identification de ce site par la DNE, il était envisagé que son équipement permette d'approvisionner en électricité environ une demi douzaine de villages situés dans



un périmètre de l'ordre de six km. Le site de Farako 2 (85 kW ; 260 MWh/an) qui n'est qu'à deux km, est actuellement en phase d'équipement par la Société Energétique Nouvel Espoir du Mali, un permissionnaire de l'AMADER. La proximité entre ces deux sites permet d'envisager l'injection de la production de Farako 1 dans la future ligne d'évacuation de la production de Farako 2. Cette solution permettra de renforcer et fiabiliser l'alimentation électrique des localités techniquement accessibles de la Commune Rurale de Finkolo, y compris son Chef lieu qui est la principale cible de la Société susvisée. La population totale vivant dans le rayon d'action possible de Farako 1 est de l'ordre de 10 000 habitants.

## Site de Woroni

Une étude de préfaisabilité a été réalisée par Lahmeyer Int. dans le cadre du PDER. Le site de Woroni (393 kW ; 1319 MWh/an) sur la rivière de Thiologo est situé à environ 63 km au Sud de Sikasso et à 5 km de la route reliant cette ville à Bouaké (Côte d'Ivoire). La route semi praticable qui mène au site traverse une série de hameaux ainsi que le village de Woroni (2750 hbts). Il est constitué de trois chutes présentant un dénivellement cumulé de l'ordre de 61 mètres.

La réalisation du projet de micro centrale de Woroni nécessitera l'amélioration de la route d'accès existante sur près de quatre km et demi environ, la construction d'un pont d'une dizaine de mètres avec des digues de l'ordre de trente mètres de part et d'autre du pont sur la rivière Thiologo et, enfin, la construction d'un tronçon de route aboutissant au site d'environ un km de longueur.

L'équipement du site de Woroni permettra d'alimenter en électricité une douzaine de localités rurales dont Loulouni (Chef lieu de la Commune Rurale qui abrite le site distant de 12 km) déjà doté d'une **centrale thermique** et d'un réseau gérés par un permissionnaire de l'AMADER. La zone d'impact du projet peut englober de l'ordre de 30 000 habitants. Il a l'avantage de se situer sur une rivière prenant sa source au Burkina voisin dont l'écoulement permettrait de garantir un **turbinage de Mai à Janvier**, soit neuf mois sur douze.

A l'instar du site de Farako 1, qui est situé dans la même région, le schéma de développement de Woroni a été établi au stade de l'étude de sa préfaisabilité dans le cadre du PDER.

## Site de Billy

Coordonnées GPS du site : Latitude Nord : 10°04'45" ; Longitude Est : 13°33'24".

Le site de Billy (170 kW ; 968 MWh) sur la rivière Bakoye est situé à environ une dizaine de km du Chef Lieu de la Commune Rurale de Toukoto, en direction de Fangala (Cercle de Kita, Région de Kayes). Les travaux d'électrification de cette localité par un permissionnaire de l'AMADER sont en cours de réalisation. La réalisation du projet de la microcentrale hydroélectrique de Billy permettra d'alimenter en électricité les Chefs Lieux des Communes Rurales de localités de Toukoto, Fangala et Oualia, ainsi que les villages de Fourasso, Madina, Salaké, Sambaya, Bambaran, entre autres. Le projet de Billy aura un impact sur une population estimée à 20 000 habitants. Le schéma de développement de Billy a également été établi au stade de l'étude de sa préfaisabilité dans le cadre du PDER (étude de préfaisabilité réalisé par SAED en Octobre 2010).

Un débit de 2720 m<sup>3</sup>/s (?) était enregistré le 30 août 2007 et qui n'a été égalé que le 23 août 1958 (Bakoye). Le débit moyen annuel pour la période 1954 - 2008 à Billy est d'une magnitude de 55,6 m<sup>3</sup>/s (bassin versant de 80,000 km<sup>2</sup>).

## Site de Kenieto

Le site de Kéniéto (280 kW ; 1214 MWh) est situé à environ 5 km du Chef Lieu du Cercle de Kéniéba. Il est distant de plus de 100 km du réseau interconnecté. Le projet de microcentrale hydroélectrique de Koundji-Kéniéto est doté d'un potentiel permettant d'alimenter en énergie électrique les localités de Kéniéba (présence d'un permissionnaire opérationnel), Tabakoto (travaux d'électrification en cours par un permissionnaire), Sitakily, Djindian-Kéniéba et Loulo, entre autres. La population vivant dans la zone d'impact du projet de Koundji-Kéniéto est estimée à 25 000 habitants. Le schéma de développement de Kéniéto a été établi au stade de l'étude de sa préfaisabilité dans le cadre du PDER (réalisé par Lahmeyer Int.)

## Site de Talo

Le projet consiste à adjoindre une centrale au barrage existant de Talo, situé près du village de Talo en amont de la ville de San sur le fleuve Bani, un affluent du fleuve Niger, à un emplacement où la rivière passe sur un contrefort rocheux naturel. Le barrage a été mis en service en 2007 ; sa vocation est hydro agricole. Il consiste en un seuil fixe en béton avec une vanne d'évacuation. Une étude de faisabilité de la centrale a été réalisée par une firme chinoise sur commande de la société chinoise CGC qui a réalisé les travaux du barrage seuil financé par la BAD. Cette étude propose une puissance équipée comprise entre 2.5 et 5 MW. La centrale turbinerait les débits passant le barrage après prélèvements pour l'irrigation. La capacité moyenne de la centrale hydroélectrique de Talo est estimée à 3,7 MW pour une production moyenne annuelle de 16 206 MWh/an. Lors de l'étude de ce projet de barrage, le volet production d'électricité n'avait pas été intégré par le Génie Rural qui en a assuré la Maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre. L'ouvrage sert à l'irrigation naturelle ou contrôlée d'un ensemble de plaines à vocation agricole allant de Talo à San, près de 100 km en aval.

L'analyse des caractéristiques techniques de l'ouvrage et des données hydrologiques de ces cinq dernières années ont conforté l'idée du projet de centrale hydroélectrique sur ce site où le barrage existant dispose d'un ouvrage de restitution composé de quatre pertuis de 3,00 m x 3,00 équipés de vannes pour restituer un débit compris entre 5 et 150 m<sup>3</sup>/s selon les périodes de l'année.

Ainsi, en considération des dates caractéristiques de la crue du Bani au seuil de Talo, on observe en moyenne six mois de déversement (période juillet/août – janvier/février) de 2006 à 2010 avec un débit moyen de l'ordre de 1700 m<sup>3</sup>/s contre un débit maximum de turbinage de 150 m<sup>3</sup>/s, soit moins du dixième. En année sèche, le débit rentrant au seuil est au moins égal à 400 m<sup>3</sup>/s, contre plus de 800 m<sup>3</sup>/s en année moyenne. La production d'électricité est donc potentiellement possible à pleine capacité pour six mois par an avant une baisse de rendement progressive jusqu'en fin d'étiage (période comprise entre Mars et Mai).

Entièrement tributaires de l'électricité d'origine thermique, les localités urbaines et rurales électrifiées, tout comme les périmètres agricoles à irrigation contrôlée, de la zone potentielle du projet, bénéficieront de la production d'énergie électrique de Talo dont le développement du réseau pourra se faire sur l'axe Bla – San. Ce bénéfice transformationnel du projet contribuera sans nul doute à réduire, sinon à modérer, le coût de l'approvisionnement en

énergie électrique de l'ensemble des consommateurs de la zone du projet de manière durable. Le potentiel énergétique de Talo en fait un projet à grande dimension régionale pouvant englober un ensemble de zones rurales totalisant un minimum de 100 000 habitants. L'étude réalisée par la firme chinoise pourra le cas échéant servir de bonne base pour les présentes études.

Une étude de préfaisabilité a été réalisée par China Water Resources Beifang Investigation, Design and Research Co. Ltd. (et reste encore propriété de celui-ci).

## A. ESTIMATION DES COUTS DES PROJET

### 1) Données énergétiques des sites de mini/micro centrales hydroélectriques

Site	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo	TOTAL
Puissance (kW)	55	170	280	393	3700	4598
Energie (MWh)	280	968	1214	1319	16209	19990

### 2) Postes élévateurs

Site	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo
Nombre de transformateurs	2	2	2	2	2
Puissance unitaire (kVA)	50	100	160	250	2500

*NB: Pour Farako 1, Billy, Kéniéto et Woroni, les transformateurs élévateurs auront la tension de sortie de 15 kV*

*Pour Djenné, Talo et Kourouba, la tension de sortie des transformateurs sera de 30 kV*

### 3) Affectation de la production des mini CHE

Hypothèses de base

Consommation des auxiliaires	2 %	(Moyenne universelle pour les centrales hydroélectriques)
Consommation rurale nouvelles localités à électrifier	50 %	(Hypothèse considérée comme minimaliste pour l'accroissement
Consommation abonnés ruraux et urbains existants et irrigation	48 %	significatif du taux d'électrification rural)

Affectation production mini CHE	Talo	TOTAL
Consommation des auxiliaires (MWh)	324	324
Consommation rurale (MWh)	8104,5	8105
Consommation abonnés ruraux et urbains existants et irrigation	7780	7780

### 4) Répartition de la consommation de l'énergie en milieu rural

Répartition de l'énergie en milieu rural (%)	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo
Pertes techniques* + Consom auxiliaires	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Consommation domestique	60	60	60	60	60

Autres catégories d'abonnés	25	25	25	25	25
Eclairage public	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

\* D'une manière générale, le niveau des pertes techniques dans les réseaux de distribution est compris entre 8 et 12% de l'énergie injectée.

Répartition de l'énergie en milieu rural (MWh)	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo
Consommation domestique	168	580,8	728,4	791,4	4862,7
Autres catégories d'abonnés	70	242	303,5	329,75	2026,125
Eclairage public	4,2	14,52	18,21	19,785	121,5675

## 5) Estimation du nombre de consommateurs ruraux par catégorie

Hypothèses de charge moyenne par type de consommateur (Valeurs découlant de la puissance moyenne souscrite par les clients des concessionnaires de l'AMADER en tenant compte du fait que la grande majorité des abonnés en milieu rural n'ont que l'éclairage avec des lampes à basse consommation d'énergie).

Abonnés domestiques	0,3	kW
Autres catégories d'abonnés	1	kW
Lampe d'éclairage public	0,036	kW

Hypothèses de consommation (Valeurs découlant des informations fournies par l'AMADER)	
Abonné domestique	80 kWh par mois
Autres catégories d'abonnés	200 kWh par mois
Lampe d'éclairage public	13 kWh par mois
Abonnés domestiques	0,768 MWh par an
Autres catégories d'abonnés	1,92 MWh par an
Lampe d'éclairage public	0,12 MWh par an

Nombre de consommateurs ruraux	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo	TOTAL
Domestiques (ménages ruraux)	219	756	948	1030	6332	<b>9286</b>
Autres catégories d'abonnés*	36	126	158	172	1055	<b>1548</b>
Eclairage public	34	117	146	159	977	<b>1433</b>
Nombre total d'abonnés hors éclairage public	255	882	1107	1202	7387	<b>10833</b>

\* Les autres catégories d'abonnés en milieu rural sont constituées d'écoles, administrations locales, centres sociaux, structures d'accueil, commerces, artisans., etc. Leurs activités favorisent toutes des créations d'emplois.

## 6) Calcul des longueurs des nouveaux réseaux ruraux moyenne tension (MT) et basse tension (BT) par centrale

Hypothèses de données spécifiques par abonné en longueur de réseau MT, BT et en puissance de transformation MT/BT

(Les valeurs ci-dessous découlent à la fois des informations de l'AMADER et de la SOPIE de la Côte d'Ivoire. Elles sont dans l'ordre général pour l'électrification rurale).

Pour les micro CHE (Ligne MT de 15 kV)

Longueur de ligne MT simple terre par abonné	0,02 km
Longueur de ligne mixte MT /BT par abonné	0,005 km
Longueur de ligne BT par abonné	0,02 km
Puissance de transformation MT/BT par abonné domestique	0,375 kVA
Puissance de transform. MT/BT par abonné d'autres catégories	1,2 kVA

Pour les mini CHE (Ligne MT de 33 kV)

Longueur de ligne MT simple terre par abonné	0,03 km
Longueur de ligne mixte MT /BT par abonné	0,005 km
Longueur de ligne BT par abonné	0,02 km
Puissance de transformation MT/BT par abonné domestique	0,375 kVA
Puissance de transform. MT/BT par abonné d'autres catégories	1,2 kVA

Type de ligne	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo	TOTAL
Ligne MT double terre 33 kV(km)	0	0	0	0	100	100
Ligne MT simple terre 33 kV(km)	0	0	0	0	222	222
Ligne mixte MT (33 kV)/BT (km)	0	0	0	0	37	37
Ligne MT simple terre 15 kV(km)	5	18	22	24	0	69
Ligne mixte MT (15 kV)/BT (km)	1	4	6	6	0	17
Ligne BT en câble préassemblé (km)	5	18	22	24	148	217

## 7) Calcul des capacités de transformation et du nombre de transformateurs par type

Hypothèses de répartition indicative de la capacité totale de transformation par centrale

(Cette répartition est basée sur les données de l'AAO lancé par SONABEL en 2010 pour le projet d'ER financé sur Don du FAD)

Pour Farako 1		
Transformateur de 25 kVA	100	% de la capacité totale installée sur le réseau issu de la centrale
Pour les autres mini et micro CHE		
Transformateur de 25 kVA	50	% de la capacité totale installée sur le réseau issu de la centrale
Transformateur de 50 kVA	30	%
Transformateur de 100 kVA	15	%
Transformateur de 160 kVA	5	%

Transformateurs MT/BT		Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo	TOTAL
Capacité totale installée (kVA)		88	261	327	356	2184	3216
Nombre de transformateurs de :							
25 kVA		4	5	7	7	44	66
50 kVA		0	2	2	2	13	19
100 kVA		0	0	0	1	3	5
160 kVA		0	0	0	0	1	1

## 8) Répartition des transformateurs entre les niveaux de tension primaire 15 et 33 kV

a. Transformateurs MT/BT pour réseau 15 kV

Type de transformateur	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	TOTAL
Nombre de transformateurs de :					
25 kVA	4	5	7	7	22
50 kVA	0	2	2	2	6
100 kVA	0	0	0	1	1

b. Transformateurs MT/BT pour réseau 33 kV

Type de transformateur	Talo	TOTAL
Nombre de transformateurs de :		
25 kVA	44	44
50 kVA	13	13

100 kVA	3	<b>3</b>
160 kVA	1	<b>1</b>

## B/ ESTIMATION DU COÛT DU PROJET

(Etudes, supervision, gestion, fourniture, installation et mise en service)

### 1) Coûts d'investissement en production mini/micro hydroélectrique, postes éleveurs compris

Puissance (kW)		55	170	280	393	3700		<b>4598</b>
Coût spécifique d'investissement (EUR/kW)		7350	3860	2730	1500	2200		
Coût d'investissement par centrale	(EUR)	404250	656200	764400	589500	8140000		<b>10554350</b>
Coût d'investissement par poste source (EUR)		18000	36000	57600	90000	750000		<b>951600</b>
<b>TOTAL PAR CENTRALE, POSTE ELEVEUR</b>		<b>422250</b>	<b>692200</b>	<b>822000</b>	<b>679500</b>	<b>8890000</b>		<b>11505950</b>
<b>COMPRIS (EUR)</b>								

\* Les coûts d'investissement pour les centrales de Farako 1, Woroni et Kéniéto ont été extraits du Plan Directeur d'Electrification rurale datent de 2008, puis actualisés au taux de 10% l'an jusqu'en 2011

\*\* Les coûts d'investissements spécifiques pour les centrales de Talo, Djenné et Kourouba ont été tirés de l'étude du projet de mini centrale hydroélectrique de Markala réalisée par CONTOURGLOBAL en 2010, puis projeté pour Kourouba pour l'horizon de réalisation du projet

Les coûts spécifiques suivants pour les postes sources se réfèrent à des projets similaires en Guinée (Etude du potentiel en mini/micro CHE dans le bassin guinéen du fleuve Sénégal et projet de mini CHE de Loffa à Macenta)

Ils sont vérifiés par la considération que d'une manière générale le coût du poste source d'une centrale est de l'ordre de 8 à 13% du coût total du projet pour les micro centrales et 3 à 5% à partir des mini centrales.

Transformateurs éleveurs à 15 kV: 180 EUR/kVA

Transformateurs éleveurs à 30 kV: 150 EUR/kVA

### 2) Coût d'investissement pour les lignes de répartition, distribution, postes MT/BT, branchements et éclairage public

#### Hypothèses de prix

Les coûts spécifiques pour les lignes MT et BT, points lumineux d'EP, postes de distribution MT/BT et branchements sont les suivants:

\* Les coûts moyens unitaires des lignes MT et BT, postes de transformation MT/BT sont déduits de ceux contenus dans le plan directeur d'ER du Mali

Coût unitaire ligne MT à double ternes 30 kV 31500 EUR

Coût moyen unitaire ligne MT à simple terna 30 kV 22 500 EUR

Coût moyen unitaire ligne mixte MT (30 kV)/BT 24 000 EUR

Coût moyen unitaire ligne MT à simple terna 15 kV 15 000 EUR

Coût moyen unitaire ligne mixte MT (15 kV)/BT 20 000 EUR

Coût moyen unitaire ligne BT simple 16 000 EUR

Coût unitaire point lumineux d'EP 100 EUR

Coût unitaire poste 30/0,4 kV de 160 kVA = 15000 EUR

Coût unitaire poste 30/0,4 kV de 100 kVA = 13000 EUR

Coût unitaire poste 30/0,4 kV de 50 kVA =	10000 EUR
Coût unitaire poste 30/0,4 kV de 25 kVA =	7500 EUR
Coût unitaire poste 15/0,4 kV de 100 kVA =	11000 EUR
Coût unitaire poste 15/0,4 kV de 50 kVA =	8360 EUR
Coût unitaire poste 15/0,4 kV de 25 kVA =	6600 EUR
Coût unitaire branchement/comptage monophasé =	80 EUR
Coût unitaire branchement/comptage triphasé	120 EUR

Détail Coûts d'invest. réseau par centrale (EUR)	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo	TOTAL GL
Lignes MT à double terres 30 kV	0	0	0	0	3150000	<b>3150000</b>
Lignes MT simple terre 30 kV	0	0	0	0	4986167	<b>4986167</b>
Lignes mixte MT (30 kV)/BT	0	0	0	0	886430	<b>886430</b>
Lignes MT simple terre 15 kV	76563	264688	331953	360664	0	<b>1033867</b>
Lignes mixte MT (15 kV)/BT	30625	105875	132781	144266	0	<b>413547</b>
Lignes BT simple en câble préassemblé	81667	282333	354083	384708	2363813	<b>3466604</b>
Branchements monophasés	18375	63525	79669	86559	472763	<b>720891</b>
Branchements triphasés	3063	10588	13278	14427	177286	<b>218641</b>
Eclairage public	3376	11671	14636	15902	97711	<b>143295</b>
Poste de distribution 30/0,4 kV - 160 kVA	0	0	0	0	10239	<b>10239</b>
Poste de distribution 30/0,4 kV - 100 kVA	0	0	0	0	42596	<b>42596</b>
Poste de distribution 30/0,4 kV - 50 kVA	0	0	0	0	131065	<b>131065</b>
Poste de distribution 30/0,4 kV - 25 kVA	0	0	0	0	327662	<b>327662</b>
Poste de distribution 15/0,4 kV - 100 kVA	0	4305	5399	5866	0	<b>15570</b>
Poste de distribution 15/0,4 kV - 50 kVA	0	13087	16413	17832	0	<b>47332</b>
Poste de distribution 15/0,4 kV - 25 kVA	23244	34440	43192	46928	0	<b>147803</b>
<b>Investissement total en réseau par centrale</b>	<b>236912</b>	<b>790510</b>	<b>991405</b>	<b>1077152</b>	<b>12645731</b>	<b>15741710</b>

Site	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo	TOTAL GL
Centrale et poste élévateur	422250	692200	822000	679500	8890000	<b>11505950</b>
Réseau de répartition et de distribution, yc branch.	236912	790510	991405	1077152	12645731	<b>15741710</b>
<b>Total par centrale</b>	<b>659162</b>	<b>1482710</b>	<b>1813405</b>	<b>1756652</b>	<b>21535731</b>	<b>27247660</b>

### AUTRES FRAIS LIES AU PROJET (EUR)

Site	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo	TOTAL GL
Frais de gestion	60000	60000	60000	60000	250000	<b>490000</b>
Frais d'études	100000	150000	150000	150000	600000	<b>1150000</b>
Frais de supervision	200000	250000	250000	250000	2000000	<b>2950000</b>
<b>Total Autres frais</b>	<b>360000</b>	<b>460000</b>	<b>460000</b>	<b>460000</b>	<b>2850000</b>	<b>4590000</b>

*NB: Les frais de gestion, d'études et de supervision sont des montants forfaitaires tenant compte de la taille des projets*

### TABLEAU RECAPITULATIF GENERAL DES COÛTS DU PROJET (EUR)

Site	Farako 1	Billy	Kéniéto	Woroni	Talo	TOTAL GL
<b>Investissements physiques proprement dits</b>	659162	1482710	1813405	1756652	21535731	<b>27247660</b>
<b>Autres frais liés au projet</b>	360000	460000	460000	460000	2850000	<b>4590000</b>
<b>Total par centrale</b>	<b>1'019'162</b>	<b>1'942'710</b>	<b>2'273'405</b>	<b>2'216'652</b>	<b>24'385'731</b>	<b>31'837'660</b>

### C/ QUELQUES INDICATEURS D'IMPACT DU PROJET

#### Impacts sur le milieu rural (hors émission de CO2 évitée)

	Pinst (MW)	Ean (MWh)	Nbre de foyers électrifiés	Nbre de personnes directement bénéficiaires	Population rurale vivant en zones électrifiées (hbts)	Emission de CO2 évitée (tonnes)	Nbre d'activités génératrices de revenus créées	Nombre d'emplois créés en milieu rural
Phase 1 (Horizon 2012 - 2014)	4,6	19990	9286	55713	85713	3998	1548	4643
Phase 2 (Horizon 2014 - 2016)	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>4,6</b>	<b>19990</b>	<b>9286</b>	<b>55713</b>	<b>85713</b>	<b>3998</b>	<b>1548</b>	<b>4643</b>

Les hypothèses pour ces indicateurs sont les suivants:

- 1) Desserte effective en électricité: 65% des foyers vivant en zone électrifiée
- 2) Nombre de personne par famille : 6 en moyenne selon le résultat du recensement général de 2009
- 3) Réduction de l'émission de CO2 : 1 kg de CO2 pour 5 kWh d'électricité d'origine hydraulique (Etude d'APD/DAO projet Energie OMVG)
- 4) Il est estimé que chaque activité génératrice de revenus créera en moyenne 3 emplois



## 21 ANNEXE 5: Detailed information on Nigeria

**Potential small scale hydropower sites in Nigeria (Total  $\leq$  about 30 MW: = 368 MW, sites marked in yellow are excluded)**

### SUMMARY OF SMALL HYDRO POTENTIAL SITES IN NIGERIA

S/ N	Site	State	Estimated Capacity [KW]	Investigation Stage	Estimated Cost [₦]	Estimated Cost [\$]
1	Obudu	Cross River	30	Feasibility	9,000,000.00	60,000.00
2	Eficghim	Cross River	200	DPR	98,950,820.58	659,672.14
3	Agbokim Falls	Cross River	2,000	Prefeasibility	600,000,000.00	4,000,000.00
4	Kabomo River	Katsina	370	DPR	194,818,566.00	1,298,790.00
5	Owena	Ondo	1,300	Prefeasibility	390,000,000.00	2,600,000.00
6	Kiri	Adamawa	12,600	DPR	8,263,649,426.00	66,109,195.41
7	Dindima	Gongola	16,000	DPR	4,800,000,000.00	32,000,000.00
8	Miango Dam	Plateau	N.A	Prefeasibility	N.A	N.A
9	Ele Dam	Ekiti	300	Prefeasibility	90,000,000.00	600,000.00
10	Ero Dam	Ekiti	870	DPR	226,200,000.00	1,740,000.00
11	Okhuanwan River	Edo	600	Feasibility	180,000,000.00	1,200,000.00
12	Iguoriakhi Village	Edo	100	Prefeasibility	30,000,000.00	200,000.00
13	Ikpoba River	Edo	3,120	Feasibility	936,000,000.00	6,240,000.00
14	Ebvoru II	Edo	40	DPR	12,000,000.00	80,000.00
15	Monkin	Taraba	900	Prefeasibility	270,000,000.00	1,800,000.00
16	Eti-Oni	Osun	278	Prefeasibility	83,400,000.00	558,000.00
17	Erin-Ijesha Fall	Osun	764.59	DPR	218,980,319.40	1,751,842.56
18	Ikeji Ile - Ijesha	Osun	78.94	DPR	76,688,515.00	511,256.76
19	Okinni Dam	Osun	1900	DPR	228,810,443.40	1,830,483.55
20	Oke-Odan	Ogun	250	Prefeasibility	75,000,000.00	500,000.00
21	Zungeru	Niger	950,000	Prefeasibility	285,000,000,000.00	1,900,000,000.00
22	Sepeteri Dam	Oyo	194	Prefeasibility	58,200,000.00	388,000.00
23	Omi River	Oyo	625	Prefeasibility	187,500,000.00	1,250,000.00
24	Doma Dam	Nassarawa	450	DPR	89,077,549.14	712,620.39
25.	Amoke/Ugbokpo/ Ochekwu	Benue	1225	DPR	486,918,913.43	3,246,126.09
26	NCAM (Ilorin)	Kwara	111	Prefeasibility	33,300,000.00	222,000.00
27	Richa I	Plateau	35,000	Prefeasibility	10,500,000,000	70,000,000.00
28	Kurra	Plateau	25,000	Prefeasibility	7,500,000,000	50,000,000.00
29	OOPL	Ogun	17	DPR	13,477,193.90	89,847.95
30	Dawaki	Plateau	50,000	Prefeasibility	15,000,000,000.00	100,000,000.00
31	Dadinkowa	Gombe	34,000	Prefeasibility	10,200,000,000.00	68,000,000.00
32	Challawa Gorge Dam	Kano	2 x 3500	Prefeasibility	2,100,000,000.00	14,000,000.00
33	Tiga Dam		2 x 3500	Prefeasibility	2,100,000,000.00	14,000,000.00
34	Gurara Dam	Niger	3 x 10,000	Construction on-going	9,000,000,000.00	60,000,000.00
35	Oyan Dam	Ogun	3 x 3000	Refurbishment	615,165,000.00	4,101,100.00

36	Ikere Gorge Dam	Ogun	2 x 2500	Refurbishment		
37	Bakalori Dam	Sokoto	2 x 1700	Refurbishment	277,020,000.00	1,846,800.00
38	Tunga Dam	Taraba	2 x 200	Construction		
39	Ta hoss Community	Plateau	100	Prefeasibility	30,000,000.00	200,000.00
40	Jibia	Katsina	31,300	Prefeasibility	9,390,000,000.00	62,600,000.00
41	Fajina	Katsina	30,000	Prefeasibility	9,000,000,000.00	60,000,000.00
42	M/Fashi	Katsina	23,004	Prefeasibility	6,901,200,000.00	46,008,000.00
43	Mairuwa	Katsina	16,800	Prefeasibility	5,040,000,000.00	33,600,000.00
44	Gwaigwaye	Katsina	43,200	Prefeasibility	12,960,000,000.00	86,400,000.00
45	Zobe	Katsina	71,300	Prefeasibility	21,390,000,000.00	142,600,000.00
46	Sabke	Katsina	18,750	Prefeasibility	5,625,000,000.00	37,500,000.00
47	Iddo	Osun	242.9	Prefeasibility	72,870,000.00	485,800.00
48	Ugonoba	Edo	485.4	Prefeasibility	145,620,000.00	970,800.00
49	Waya Dam	Bauchi	2 x 75	Awaiting Commissioning	71,700,000.00	478,000.00
50	Ezioha-Mgbowo Dam	Enugu	30	Awaiting Commissioning	7,624,720.00	50,831.46
51	Kangimi Dam	Kaduna	1,470	Prefeasibility	441,000,000.00	2,940,000.00
52	Birnin Gwari	Kaduna	84	Prefeasibility	25,200,000.00	168,000.00
53	A.B.U. Dam	Kaduna	68.25	Prefeasibility	20,475,000.00	136,500.00
54	Fatika Dam	Kaduna	29.40	Prefeasibility	8,820,000.00	58,800.00
55	Yola Buruku	Kaduna	6,475.00	Prefeasibility	1,942,500.00	12,950,000.00
56	Itisi Dam	Kaduna	4,480.00	Prefeasibility	1,344,000,000.00	8,960,000.00
57	Matari Dam	Kaduna	34.65	Prefeasibility	10,395,000.00	69,300.00
58	Zaria Dam	Kaduna	73.50	Prefeasibility	22,050,000.00	147,000.00
59	Pambegua Dam	Kaduna	115.50	Prefeasibility	34,650,000.00	231,000.00
60	Gimbawa Dam	Kaduna	402.50	Prefeasibility	120,750,000.00	805,000.00
61	New Galma Dam	Kaduna	2,730.00	Prefeasibility	819,000,000.00	5,460,000.00
62	Karami Dam	Kaduna	3,780.00	Prefeasibility	1,134,000,000.00	7,560,000.00
63	Lukarbu Dam	Kaduna	84.00	Prefeasibility	25,200,000.00	168,000.00
64	Gurara Dam	Kaduna	1,575.00	Prefeasibility	472,500,000.00	3,150,000.00
65	Fadan Kagoma	Kaduna	246.00	Prefeasibility	73,800,000.00	492,000.00
66	Sabon Sarke	Kaduna	14.70	Prefeasibility	4,410,000.00	29,400.00
67	Magama Dam	Kaduna	7,350.00	Prefeasibility	2,205,000,000.00	14,700,000.00
68	Madakiya Dam	Kaduna	3,780.00	Prefeasibility	1,134,000,000.00	7,560,000.00
69	Manchok Fall	Kaduna	115.00	Prefeasibility	34,500,000.00	230,000.00
70	Kogi Dam	Kaduna	14,490.00	Prefeasibility	4,347,000,000.00	28,980,000.00

Note: A system cost of 2,000.00 USD was used for sites without DPR

### Potential SHP projects identified in Cross River State Nigeria

Name	LGA (local Government area)	Grid Status#	Distance to Grid (km)	Distance to Town (km)	Household Number	Potential (kW)@	
						Dry	Wet
Abia-Esam Stream	Etung	2	0	0		76	2310
Ajasor Mission	Etung	3	6	1	3000	133	848
Agbokim Waterfall*	Etung	1					2000
Ajassori UNIDO	Etung					13	
Akparabong Farm	lkom	1	3.5	4.3		11	487

Bendege Afi River	Ikom	1	0	4.5		265	4190
Bendege Afi Stream	Ikom	1	3.5	None		33	4190
Danare Stream	Boki	3	13	3	100	17	539
Bumaji Stream	Boki	3	13		250	59	768
Butaton/Okwango	Boki	3	13	5		70	1136
Buanchor/Katabang	Boki	3	13	4	420	14	3491
Bunia	Boki	2	2	2		12	628
Lokpoi/Lebang	Yakurr	3	11	5	53	161	2227
Busi II*	Obanliku	3	4	4	300	18	1792
Kundeve-Matu Str.	Obanliku	3	3	3	550	323	1317
Bebi Stream	Obanliku	3	15			14	375
New Ekuri	Akamkpa	3	41	2	200	44	765
Owom	Akamkpa	2	30		2000	42	1323
Nyaji	Akamkpa						
Neghe	Akamkpa	3	6			369	1978
Aking Osomba	Akamkpa	3	0.1		172	37	1404
Osomba-Ikpan	Akamkpa	1	0			23	1941
Kwa Falls *	Akamkpa	2	1	1		706	8290
Obudu Dam	Obudu						776
Obudu Ranch Plateau	Obanliku						1000
<b>Total</b>						<b>25'000</b>	

Notes: \* Denotes pilot projects. # '1' Indicates grid-connected communities; '2' Communities that are connected but without an operational connection; and '3' Communities that are not connected. @ Wet season and dry season, corresponding to the months of April-October and November-March, respectively.

prioritised sites (not yet listed in one of the other tables)	potential capacity [kW]
Balanga	690
Kafacha	8'000
Tede	8'000
Asa Dam	1'100
Urashi	200
Echiku	970
Ibede	1'150
<b>TOTAL</b>	<b>20'110</b>

## 22 ANNEXE 6: Detailed information on Ghana

### Identified Mini hydro Power Sites in Ghana

Source: Hydrological Service Department, Ministry of Works & Housing, Accra-Ghana

name of the site	Potential [kW]		
	min	max	mean
<b>Upper East and Upper West</b>			
1. Akunki Obota at Gowri	22	100	61
2. Abimogar at Bolgatanga	16	100	58
3. Nanpumago at Nansa (Tumu)	160	400	280
4. Tumu	200	1'000	200
5. Bele at Anhiwiemu	30	150	90
6. Bogdoo at Mempeasem	40	200	120
7. Doli at Mempeasem	13	50	32
8. Doli at Dole	18	100	59
<b>Northern</b>			
1. Wusuri at Wusuri Damongo	40	200	120
2. Sorto at Sorto	40	200	120
3. Gushie at Gushie Tampion	44	200	122
4. Peli at Zoggo	77	400	239
5. Mbuom at Pong Tamale	10	50	30
6. Persuo at Savelugu	30	150	90
7. Stillum at Stillum Kumbugu	20	100	60
8. Kaungawni at Gushiegu	20	100	60
9. Daka at Yendi + Sambu	100	500	300
10. Nacahnkpeni at Zabzugu	20	100	60
11. Nachankpeni (Dam 4)	100	500	300
12. Badoloo at Takpagaya	68	300	184
13. Nayogo at Ngoribogu	100	500	300
14. Kuma at Baala Wulesi	20	100	60
15. Kumoo at Mampe	220	1'000	200
16. Achibunya at Busunu	4	20	12
<b>Brong Ahafo</b>			
1. Pamu at Kosan (Dorma Ahenk	6	50	28
2. Pamu at Atesikurom	6	50	28
3. Pamu Sromani	6	50	28
4. Yifaw aat Yifaw	6	50	28
5. Tain at Berekum	300	1'500	900
6. Fia at Nkaranza	40	200	120

<b>Western and Central</b>			-
1. Pamunu at Dankoto	27	50	39
2. Achim Abra Dam	80	400	80
3. Hwini at Hwinido	12	600	306
4. Ochi at Assin Manso	120	600	360
5. Ochi aaaaat Owumaso	15	100	58
6. Ochi at Jamra	20	100	60
7. Bawyo at Eide Kuntanaso	3	25	14
8. Nkuntrau at Emissano	30	150	30
9. Saruwi at Siniw	25	125	75
<b>Ashanti</b>			-
1. Chirimfa at Akuabia Mampong	42	200	121
2. Chimfa at Water Works	54	300	177
3. Ongwam at Kumawu	40	200	120
4. Dwenen at Jummakuro	4	20	12
<b>Eastern</b>			-
1. Akrum Begoro	10	50	30
2. Akrum at Akrum	37	200	119
3. Birim at Kibi	10	50	30
4. Birim at Ada Dielem	10	50	30
5. Ayensu at Abuchen	67	300	184
6. Abomosu at Asamankese	4	50	27
7. Juafoakwa at Asamankese	20	100	60
8. Birim at Osino	30	150	90
9. Birim at Nsuam	381	200	381
<b>Volta</b>			-
1. Dayi at Wegbe	617	2'000	1'309
2. Dayi at Hohoe	191	1'000	596
3. Dayi at Lolobi	187	1'000	594
4. Dayi at Abrani	138	600	369
5. Dayi Kukurantumi	139	400	270
6. Dayi at Kudjesu	416	2'000	1'208
7. Dayi at Adofe	539	2'000	1'270
8. Klemu at Tokokoe	15	75	45
9. Klemu at Hodzoga	133	700	417
10. Alabo at Agove	20	100	60
11. Konsu at Atonko	23	100	62
12. Konsu at Sakode	88	300	194
13. Konsu at Kwamekrom	262	500	381
14. Aka near Janikan	84	150	117
15. Wiawia near Wuraw	36	70	53
16. Mangoase at Ahamensu	30	70	50
17. Avu Lagoon at Keta	2'001	1'000	1'501
<b>TOTAL</b>	<b>7'736</b>	<b>24'505</b>	<b>15'181</b>

**Identified Mini hydro Power Sites in Ghana**Source: *Mini Hydro Power in Ghana Prospects and Challenges*, Energy Foundation (2002)

LOCATION	RIVER	FORMER REPORT		PRESENT		REMARKS	
		Ametefe, 2002		ESTIMATION			
		Isolated Grid		Grid Connected			
		Size	Power Generation	Size	Power Generation		
<b>Volta Region</b>							
1a	Wli Falls, Afegame	Nuboi	300kW	2,600,000 kWh	1,000 kW	3,500,000 kWh	Should be developed due to tourism attraction
1b	Downstream Wli Falls	Nuboi	45kW	145,000 kWh	80 kW	300,000 kWh	Grid connected development possible
2	Alavanyo-Abehensi "Tsatsadu Falls"	Tsatsadu	200kW	1,752,000 kWh	320 kW	1,200,000 kWh	Interesting site for development
3	Lipke Kukurantumi	Dayi	400 kW	876,000 kWh	100-150kW	400,000-500,000 kWh	Based old data; still assuming 5m high dam
4	Menu	Menu	500 kW (ACRES)	4,380,000 kWh	13m high weir is unrealistic		Not recommended for further consideration
			65 kW (ACRES)	209,000 kWh			
5	Ahamansu	Wawa	125 kW (ACRES)	403,000 kWh			Not recommended for further consideration
6	Dodi Papase	Wawa	500 kW (ACRES)	4,380,000 kWh	14-16m high weir is unrealistic		
			210 kW (ACRES)	676,000 kWh			
7	Asuboe	Wawa	100 kW (ACRES)	322,000 kWh	10m high dam was required		
<b>Eastern Region</b>							
8	Wurudu Falls Moseaso	Wurudu	25kW (ACRES)	219,000kWh	Dried out completely		Not recommended for further consideration

<b>Ashanti Region</b>							
9	Boufum Dam Kumawu	Ongwam	225kW	1,970,000kWh	Dried out completely		Not recommended for further consideration
10	Barekese Dam (GWC)				To be evaluated		
11	Maabang	Kwasu	200kW	175,000kWh	Has not been located		Required 25m high flood control dam
<b>Brong-Ahafo Region</b>							
12	Nkoranza	Fia	60kW	525,000kWh	Dried out completely		Not recommended for further consideration
13	Kokuma Falls	Edam	45kW	390,000kWh	75kW	375,000kWh	Interesting site for isolated plant, however for grid connection possible
14	Fuller Falls	Oyoko	90kW	788,000kWh	380kW	1,900,000kWh	Grid connected development possible
15	Randall Falls "Kintampo Falls"	Pumpum	80kW	700,000kWh	160kW	810,000kWh	Interesting site for development
<b>Western Region</b>							
16	Sanwu Falls  Sefwi Boinzah	Sanwu	60kW	525,000kWh	Not suitable for grid		Interesting location for isolated plant, however not suitable for grid connection
17	Nworannae Falls Asampanaye	Nworanna	40kW	350,000kWh	Not suitable for grid connection		Possible site for isolated plant however not suitable for grid connection

**potential medium hydro sites (Source: VRA, 1997)**

river basin	catchment area [km <sup>2</sup> ]	POTENTIAL	ANNUAL ENERGY
		(MW)	(GWH)
<b>Black Volta</b>	146820		
Koulbi		68	392
Ntereso		64	257
Lanka		95	319
Bui		400	1000
Jambito		55	180
		<b>682</b>	<b>2148</b>
<b>White Volta</b>	71940		
Pwalugu		48	184
Kulpawn		36	166
Daboya		43	194
		<b>127</b>	<b>544</b>
<b>Oti River</b>			
Juale		90	405
		<b>90</b>	<b>405</b>
<b>River Tano</b>	14700		
Asuaso		25	129
Sedukrom		17	67
Jomoro		20	85
Tanoso		56	256
		<b>118</b>	<b>537</b>
<b>Pra River</b>	22290		
Awiasam		50	205
Hemang		90	336
Abatumesu		50	233
Kojokrom		30	136
		<b>220</b>	<b>910</b>
<b>Total</b>		<b>1237</b>	<b>4544</b>
<b>of which &lt;= 30 MW</b>		<b>92</b>	<b>417</b>







### ECREEE Secretariat

Achada Santo Antonio  
C.P. 288, Praia, Cape Verde  
Tel: +238 2604630, +238 2624608  
E-mail: [info@ecreee.org](mailto:info@ecreee.org)  
Web: <http://www.ecreee.org>



The workshop was jointly organized by:

