

53/03

DISTR. : LIMITEE  
CEA/MULPOC/NIA/90/XII/14  
DECEMBRE 1990  
FRANCAIS  
ORIGINAL : FRANCAIS

NATIONS UNIES  
COMMISSION ECONOMIQUE POUR L'AFRIQUE  
  
CENTRE MULTINATIONAL DE PROGRAMMATION  
ET D'EXECUTION DES PROJETS (MULPOC)  
POUR L'AFRIQUE DE L'OUEST  
  
DOUZIEME REUNION DU COMITE D'EXPERTS  
3 - 6 AVRIL 1991  
NIAMEY, NIGER

UN PROGRAMME D'ACTION RELATIF A L'INTERCONNEXION  
DES LIGNES A HAUTE TENSION A PARTIR DES  
CENTRALES ELECTRIQUES EXISTANTES

## TABLE DES MATIERES

	PAGE
I. INTRODUCTION	1
II. BREF APERCU SUR LES ETUDES REALISEES SUR L'INTERCONNEXION	2
III. DESCRIPTION DES RESEAUX EXISTANTS DANS LA SOUS-REGION	3
1. REGION A	3
2. REGION B	5
3. REGION C	8
IV. POINTS PRINCIPAUX DES ETUDES REALISEES	8
4.1. Investissements	9
4.2. Brèves analyses sur les différentes interconnexions	11
4.3. Avantages de l'interconnexion	13
V. CONCLUSIONS DES ETUDES DE FAISABILITE DES REGIONS A ET B	13
a) REGION A	13
b) REGION B	16

## 1. INTRODUCTION

1. Le plan d'Action de Lagos a reconnu le rôle stratégique de l'énergie dans le développement économique. Compte tenu de l'importance de ce secteur, les Etats africains continuent à développer une volonté politique pour promouvoir une véritable coopération et une solidarité agissante particulièrement dans l'intensification de l'interconnexion de réseaux électriques entre les pays.

2. En 1970, une coopération entre la CEA, le PNUD et la Banque Mondiale avait initié des études relatives au système africain de l'énergie. Ces études ont été interrompues en 1972 pour des raisons multiples.

3. La Banque Africaine de Développement a entrepris en 1988 des activités pour l'élaboration d'une étude sur le programme énergétique africain. Dans le cadre du programme de coopération entre la BAD et le PNUD, ce dernier a financé une phase d'assistance préparatoire qui consistait entre autre, à compiler les études déjà réalisées dans le continent, à vérifier les données disponibles en vue d'informer et de les rendre disponibles aux institutions africaines et internationales particulièrement concernées par le développement énergétique.

4. Pour la mise en oeuvre de ce programme énergétique africain, la BAD a par ailleurs préparé un document de projet qui a été soumis en février 1989 au PNUD pour financement.

5. Pour exécuter le programme d'interconnexion des réseaux électriques, la Banque Africaine de Développement et l'Union des producteurs et distributeurs d'électricité en Afrique ont réalisé deux études de faisabilités sur trois, prévues, concernant les régions qui couvrent les Etats de l'Afrique de l'Ouest, en vue de promouvoir une coopération multinationale en matière d'échange électrique, dans le domaine de l'exploitation et de l'utilisation rationnelle des ressources énergétiques des pays concernés.

6. Dans le cadre de son programme de travail, un expert de la CEA/MULPOC s'est rendu en mission à Abidjan, Cote d'Ivoire pour s'entretenir avec les autorités de la BAD et de l'UPDEA qui ont effectué de nombreux travaux sur le développement de l'énergie en Afrique, en vue de consulter les études réalisées et dégager pour l'information de cette réunion, les possibilités d'interconnexion de lignes de haute tension à partir des centrales électriques existantes.

## 11. BREF APERÇU SUR LES ETUDES REALISEES SUR L'INTERCONNEXION

7. L'Union des Producteurs et Distributeurs d'Electricité en Afrique (UPDEA) a, à la suite d'une réunion tenue à Abidjan en mai 1977, bénéficié d'un financement de la Banque Mondiale et de la Banque Africaine de Développement, pour préparer une étude préliminaire portant sur les préalables à l'interconnexion des réseaux d'électricité des pays de l'Afrique de l'Ouest.

8. Au cours d'un séminaire organisé à Abidjan en mai 1980, l'étude préliminaire a été considérée et les termes de référence préparés à Dakar par ORGATEC relatifs aux études de préfaisabilité et de faisabilité sur l'interconnexion des réseaux d'électricité ont été adoptés.

9. La BAD qui avait pour mandat la recherche de financement pour la réalisation des études envisagées, a obtenu en mai 1981, des gouvernements danois et Suédois, une subvention non remboursable de 391 million de francs CFA destinée au financement des études de préfaisabilité et de faisabilité des régions A et B.

10. La région A couvre le Bénin, le Nigéria, le Ghana, et le Togo et la région B regroupe le Burkina Faso, la Côte d'Ivoire, la Guinée, le Liberia, le Niger et la Sierra-Léone.

11. En Novembre 1982, la réalisation de l'étude de préfaisabilité et de faisabilité sur l'interconnexion des réseaux électriques de la région A a été confiée à un consortium d'ingénieurs-conseils constitué par Danish POWER consult et Swed POWER. En 1983, le consortium Dano-Suédois a livré les études de préfaisabilité et de faisabilité relative à cette région. En avril 1983, une réunion tenue à la BAD a considéré particulièrement les modèles différents de coopération proposés par le Consultant.

12. Après l'amendement des termes de référence concernant les études envisagées pour les pays regroupés dans la région B et la signature du protocole d'accord entre la BAD et les gouvernements des six pays de la région B, le consortium Dano-Suédois a été de nouveau sollicité pour élaborer les études.

13. Comme le reliquat des fonds Dano-Suédois disponible après les dépenses engagées pour réaliser les études de la région A ne pouvaient plus suffire pour financer les études de la région B, la BAD et l'UPDEA ont approché avec succès des donateurs intéressés par le projet d'interconnexion. C'est dans ce cadre que la Belgique a mis à la disposition de la BAD une somme de 650.000 dollars des Etats Unis pour financer les études de la région B.

14. La preparation des études a été confiée en septembre 1987 à deux firmes regroupées en association coppee Courtoy/System Europe. Le rapport sur la collecte des données a été présenté en mars 1988, le rapport provisoire de l'étude de préfaissabilité est livré en aout 1988 et, en 1989, l'étude de faisabilité a été finalisée.

15. La région C regroupe les pays et les organisations intergouvernementales suivants :

-Gambie, Guinée, Guinée Bissau, Mali, Mauritanie, Senegal, OMVG et OMVS.

16. Après que l'EDF ait manifesté de l'intérêt pour la réalisation des études relatives à la région C , une réunion de concertation a été organisée à Dakar en janvier 1989 par l'UPDEA. A cette réunion les entreprises d'électricité et les organisations intergouvernementales des pays concernés par la région C ont suggéré que la BAD et l'UPDEA lancent plutôt un appel d'offres international pour la préparation des études relatives à la région C.

17. Au cours de cette réunion , les termes de référence des études de cette région ont été amendés et il a été également convenu d'attendre la finalisation des études en cours initiées par l'OMVS avant de considérer les pays de la région C qui ne sont pas membres de l'OMVS. En attendant la finalisation de ces études la BAD et l'UPDEA devaient rechercher le financement nécessaire pour l'élaboration des études complémentaires.

18. Par ailleurs, la CEDEAO s'est adressée à l'UPDEA pour lui exprimer son souhait d'être associée au financement des études sur l'interconnexion de lignes de haute tension de la région C.

### III. DESCRIPTION DES RESEAUX EXISTANTS DANS LA SOUS REGION

#### 1. REGION A

19. L'étude de faisabilité de l'interconnexion des réseaux électriques de la région A concerne les pays suivants : Bénin, Ghana, Nigéria, et Togo.

##### 1.1 BENIN ET TOGO

20. Les deux pays ont constitués une compagnie d'énergie électrique dénomée la Communauté Electrique de Bénin (CEB) qui fournit l'électricité aux deux Etats. En 1988, la centrale hydro-électrique de Nangbeto est entrée en opération.

21. Au niveau national, chacun des deux pays dispose de petites centrales thermiques de secours et des projets de construction de centrales thermiques en diesel attendent le financement.

### 1.2 GHANA

22. Au Ghana, la distribution de l'électricité est effectuée par la "Volta River Authority" (VRA) qui dispose d'une puissante centrale hydro-électrique à Akosombo d'une capacité installée de 906 MW. L'usine d'aluminium VALCO construite vers les années 1960 consomme une partie très importante d'électricité produite par la centrale.

23. Depuis les années 70 la "Volta River Authority" dispose d'une ligne d'interconnexion 161 KV pour satisfaire une part très importante de la demande en électricité de la Communauté Electrique du Bénin. Cette compagnie a établie en 1984 entre elle et l'énergie Electrique de la Côte d'Ivoire (EECI), une autre interconnexion de 225 KV.

24. Le Ghana dispose d'importants atouts dans la construction de nouvelles centrales hydro-électrique. Pourtant le projet Bui-hydro d'une capacité de 450 MW risque de ne pas voir le jour car la mise en place de nouveaux projets de construction de centrales thermiques est envisagée.

### 1.3 NIGERIA

25. Au Nigéria, " la Nigerian Electric Power Authority" (NEPA) fournit de l'électricité aux consommateurs Nigériens grâce à l'exploitation de centrales hydro-électriques et de centrales thermiques, installées dans le pays.

26. La centrale hydro-électrique de Kainji qui est entrée en opération vers les années 70 a une capacité installée de 750 MW et la centrale de Jajaba fait une capacité de 540 MW.

27. La centrale hydro-électrique de Shiroro qui est en construction aura une capacité installée estimée à 600 MW. Plusieurs autres projets hydro-électriques de grandes dimensions existent au Nigéria.

## 2. REGION B

28. L'étude de faisabilité entreprise par l'association système Europe et Coppee courttoy, tous deux de Bruxelles, sur l'interconnexion des réseaux électriques en Afrique de l'Ouest a considéré les sept pays de la région B qui est constitué par le Burkina Faso, la Côte d'Ivoire, la Guinée, le Liberia, le Mali, le Niger et la Sierra Léone.

### 2.1 BURKINA FASO

29. SONABEL du Burkina Faso dispose d'une ligne de 132 KV qui relie Compienga à Ouagadougou, (280 KM) sur laquelle il est prévu de raccorder le site de bagré en projet situé à environ 34 Km de Ouagadougou.

30. Le plan directeur du secteur énergétique du Burkina Faso envisage l'intégration du réseau national en 225 KV par une artère reliant Bono-Dioulasso à Ouagadougou en vue de faciliter une future interconnexion du Burkina Faso avec la Côte d'Ivoire et le Ghana. Le site hydraulique de Noubiel à Diébougou sera greffé à cette artère.

### 2.2 COTE D'IVOIRE

31. L'énergie électrique de la Côte d'Ivoire (EECI) dispose de six centrales hydro-électriques (Ayamé 1 et 2, Kossou, Taabo, Buyo, Gran) et une centrale thermique (Vridi) équipée de turbines à vapeur et de turbines à gaz pour produire de l'électricité.

32. Le réseau électrique de l'EECI, alimente le pays à l'aide de quatre niveaux de tension (225 KV, 90 KV, 30 KV, et 15 KV). Le réseau 225 KV peut atteindre en l'an 2000 une longueur de 2000 KM et comptera une douzaine de postes 225 KV/90KV. Le réseau 90 KV est destiné aux lignes de répartitions et les réseaux 30 KV et 15 KV sont engagés dans la distribution.

33. Une liaison d'interconnexion 225 KV relie le Ghana à la Côte d'Ivoire.

### 2.3 GUINEE

34. L'ENELGUI de la Guinée dispose d'un unique réseau (Conakry-windia) intégré qui assure la liaison entre le site hydraulique de Samou et la centrale thermique de Conakry. Ce réseau comprend une ligne de 68 KM et une ligne parallèle de 60 KV qui distribue l'électricité à différentes localités.

35. Le plan directeur du secteur de l'énergie 1986-2000 de la Guinée élaboré par hydro- Quebec International envisage la construction de centrales hydro-électriques à Fomi (87 MW), à Morisanaka ( 100 MW) et N'Zébéla (48 Mw).

36. La Guinée envisage l'intégration préalable de son réseau national pour faciliter l'interconnexion entre la Guinée et les pays voisins.

37. Dans ce cadre, il est prévu dès 1993, l'intégration de la centrale de Fomi à la Guinée maritime, à l'aide de deux circuits (225 KV ), l'alimentation de Kankan par une ligne 225 KV et le réseau de la Guinée forestière par une ligne 110 KV. La centrale de N'Zébéla sera intégrée à la ligne 110 KV Fomi-N'Zérékore et la centrale du Morisanako sera raccordée à la ville de Kankan par deux circuits 225 KV.

#### 2.4 LIBERIA

38. Le Libéria est le seul pays en Afrique de l'Ouest dont le réseau électrique fonctionne à la fréquence de 60 HZ avec une distribution de 240/120 V monophasée. Tous les autres pays de la sous-région possèdent un réseau à 50 HZ avec une distribution base tension de 380/220 V.

39. Le Libéria dispose de trois réseaux non intégrés fonctionnant tous à 60 HZ. Ces réseaux sont les suivants :

- (i) Le réseau interconnecté de 69 KV de Libéria Electricity Corporation de Monrovia ;
- (ii) Le réseau rural qui comprend 9 centres isolés ;
- (iii) Le réseau privé de l'industrie minière et du caoutchouc. Un projet de mise en valeur du fleuve Saint-Paul du Libéria envisage la construction d'une centrale hydro-électrique d'une puissance estimée de 610 MW.

40. Pour sortir le Libéria de son isolement énergétique, les termes de référence de l'étude de faisabilité sur l'interconnexion des réseaux électriques des sept pays de l'Afrique de l'Ouest publiés par la BAD demandent entre autre à l'association systems Europe et Coppee-Courtoy, que l'étude de l'ingénierie de l'interconnexion propose une solution au problème spécifique posé par le réseau électrique du Libéria.

41. La solution concernant le changement total de fréquence des réseaux du Libéria de 60 HZ à 50 HZ avait été examinée par une étude préliminaire réalisée en mai <sup>1987</sup> par l'association des consultants Coureau,Boyle,et Dale pour l'UPDEA.

42. Deux autres solutions sont encore envisagées. La première consiste à un changement partiel et progressif de fréquence des réseaux de 60 HZ à 50 HZ à l'aide de convertisseurs de fréquence et la deuxième propose le maintien de la fréquence à 60 HZ des réseaux et à l'installation de convertisseurs de fréquence aux points de contact avec les réseaux à 50 HZ.

43. L'étude de faisabilité entreprise par l'association systems Europe et Coppee-Courtoy élimine la première solution et estime que les deux dernières solutions sont sensiblement identiques en ce qui concerne les investissements pour une liaison d'interconnexion.

44. L'étude a adopté dans le processus d'interconnexion entre pays, la solution qui consisterait à installer de convertisseurs de fréquence aux points de contacts des réseaux du Libéria avec les réseaux des pays voisins, sans modifier le réseau Libérien existant.

## 2.5 MALI

45. La centrale de Sélingué est reliée au poste de Balingué non loin de Bamako par une ligne de 130 Km à un terme de 150 KV. La liaison Bamako-Ségou en cours d'exécution qui sera prolongée vers Koutiala-Sikasso-Bougouni s'effectuera en 150 KV. Il est prévu que la centrale de Manantali soit raccordée à Bamako par une liaison en 225 KV.

## 2.6 NIGER

46. Au Niger, seul le réseau intégré de la NIGELEC de Niamey possède des lignes haute tension ( 123 KV et 66 KV). Le plan directeur du Niger envisage un réseau 225 KV pour distribuer l'énergie qui sera produite par la centrale hydro-électrique de Ganbou sur le fleuve Niger.

47. Une ligne 132 KV relie le Nigéria avec Niamey, Dosso, Birmé Kebbi. Plusieurs sous-réseaux assurent la production et la distribution d'électricité au Niger. Leurs interconnexions par une ligne trans-nigérienne sont envisagées vers les années 2015.

## 2.7 SIERRA LEONE

48. La Sierra-Léone est présentement desservie par quatre réseaux électrique isolés :

- des réseaux 33 KV et 11 KV fournissent l'électricité à Freetown;
- les provinces du sud-est sont alimentées par deux lignes 33 KV ;
- port Loko- lunsar est deservi par une ligne 11 KV;
- une ligne 33 KV évacue l'énergie sur Kambia-Rakpur;

49. Avec l'installation du site hydro-électrique de Bumbuna, Freetown et Kindia, Guinée pourront être reliés.

50. La Sierra-Léone dispose d'un projet de boucle à 132 KV qui prévoit la liaison de Freetown - Lunsar - Makeni - Bumbuna - Koindu - Pendembou - Kénéma - Bo - Nyamba - Lunsar.

## 3. REGION C

51. Les études relatives à cette région ne sont pas encore entreprises. Dans ce document les informations disponibles sur cette région apparaissent aux paragraphes 15,16,17,et 18.

## IV POINTS PRINCIPAUX DES ETUDES REALISEES \*

52. L'objectif des études est de réaliser une coopération sous-régionale dans le domaine d'échanges d'énergie électrique sur la base d'une exploitation et d'une utilisation rationnelle des ressources énergétiques dans les pays de la CEDEAO.

53. L'étude a par ailleurs cherché à mettre en relief l'intérêt qu'offre l'interconnexion. Elle a analysé les moyens de la mise en oeuvre et a quantifié le coût des opérations tout en dégagant les avantages d'une coopération liée à cette interconnexion.

\* source : Interconnexion des réseaux électriques de Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Guinée, Mali, Libéria, Niger, Sierra-Léone  
Etude de Factibilité Volume 1 : Rapport Association  
Systems Europe Coppee-Courtoy (Bruxelles) Septembre 1989.

#### 4.1 INVESTISSEMENTS

54. Les investissements liés aux différentes interconnexions entre les pays concernent les lignes H T , les postes et les transformateurs. Les prix unitaires ont été définis par les consultants sur la base de travaux similaires en Afrique et des prix d'offres budgétaires datant de 1987 pour des travaux semblables. Les estimations excluent toutes les taxes et les frais de douanes.

##### a) Lignes 225 KV

55. Le coût d'une ligne simple d'une section de 570 mm<sup>2</sup> Almelec est estimé à 39 million de francs CFA/km en zone forestière et de 37 million de francs CFA/km en zone de savane.

##### b) Postes H T

56. Les coûts de travées de poste de 225 KV des postes existants et des postes nouveaux totalisent les valeurs suivantes:

- postes existants : 820 MFCFA
- postes nouveaux : 1220 MFCFA

57. Le coût inclut la télétransmission qui comprend : circuit-bouclions, diviseurs capacitifs et armoires HT.

##### c) Transformateurs

58. Le coût ci-dessous englobe toutes sortes de transformateurs, autres matériaux rendus et montés sur le site et les pièces de rechanges indispensables.

L'étude estime ce coût à 1530 MFCFA.

##### d) Réactances et compensation

59. Le coût de ces équipements est estimé à 1160 MFCFA

##### (c) L'investissement dans les liaisons

60. La répartition des investissements est exprimée en francs CFA. Elle apparaît dans cet tableau par liaison et par ensembles interconnectés.

N°	Liaisons 225 K	Total M€CFA
1	<u>Labao-Odienné</u> ( à la charge de l'EECI)	5488
2	<u>Odienné-Kankan</u>	3887
	- Côte d'Ivoire	5839
	- Guinée	19725
3	<u>Odienné-Kankan et Odienné-Sélingué</u> : L'étude a retenu la solution qui consiste à construire un nouveau poste 225 KV à Maninian	
4	(i) <u>Man-Mont Nimba-N'Zébéla</u> ( 2 variantes)	
	- Côte d'Ivoire	4856
	- Guinée	6737 11593
	(ii) <u>Danané-Mont Nimba</u>	
	- Côte d'Ivoire	2206
	- Guinée	1623 3829
5	<u>Ferkessedougou, Bobo-Dioulossa</u>	
	- Côte d'Ivoire	3098
	- Burkina Faso	6535 9633
6	<u>Odienné-Sélingué</u> La liaison Odienné-Kankan est indépendante de la liaison Odienné-Sélingué. Les investissements de la réactance de compensation du poste 225 KV de Odienné est répartie par tiers	
	1/3 pour la liaison Odienné-Kankan	
	1/3 pour la liaison Odienné-Sélingué	
	1/3 pour la liaison Odienné-Ferkessedougou	
	à la charge du réseau de l'EECI uniquement	
	- Côte d'Ivoire	3887
	- Mali	8192 12113
7	<u>Sélingué-Bamako(Sirakoro)</u>	
	- Mali	4822
8	<u>Mont Nimba-Yéképa-Monrovia</u>	
	- Guinée	310
	- Libéria	21158 22008
9	<u>Ouagadougou-Ganbou</u>	
	- Burkina Faso	16083
	- Niger	2273 18360

10	<u>Kankan-Sélingué</u> -Guinée -Mali	6654 3756 9410
11	<u>Kindia-Lunsar</u> -Guinée - Sierra-Léone	3656 4036 7686
12	<u>Nigéria-Bénin-Togo-Ghana</u> -Nigéria -Ghana -Bénin/Togo	111 millions de dollars E.C. 15,54 M US \$ 38,85 M US \$ 56,61 M US \$

#### 4.2 BREVE ANALYSE SUR LES DIFFERENTES INTERCONNEXIONS

61. Les études entreprises se sont appuyées sur les productions énergétiques hydro-électriques en années moyennes et sèches, les productions complémentaires thermiques et leurs coûts de production et la demande d'énergie et de puissance des pays membres, pour procéder à l'analyse économique et dégager les avantages et la rentabilité résultants des différentes interconnexions.

##### 4.2.1 La Côte d'Ivoire et le Burkina Faso

62. La réalisation du projet de construction de postes et de la ligne reliant Ferkessedougou à Bobo-Dioulassa permettra une interconnexion entre ces deux pays vers les années 1994.

63. Il est prévu, qu'en 2005, avec la construction de la ligne qui relie Bobo-Dioulasso et Ouagadougou que l'interconnexion du réseau national Burkinabé soit réalisée et son interconnexion avec la Côte d'Ivoire deviendra alors effective.

64. L'interconnexion entre ces deux pays profitera énormément au Burkina-Faso qui, avec la disponibilité en Côte d'Ivoire d'une importante production hydro-électrique et thermique à bon marché ne sera plus obligé à faire marcher ses centrales thermiques et surtout d'en construire de nouvelles pour satisfaire son marché en énergie.

#### 4.2.2 La Guinée et le Mali

65. L'interconnexion entre ces deux pays suppose que la Guinée réalisera le barrage de Fomi situé en haute Guinée et qu'une ligne reliera Conakry à Kankan.

66. La Guinée prévoit entre 1993 et 1996 la mise en service des lignes Kankon-Maninian-Sélingué et le renforcement de la liaison Sélingué-Bamako est aussi envisagé pendant cette même période. La réalisation en Guinée des centrales hydro-électriques (Garafiri-Kaléta) et la mise en service au Mali de Manantali renforceront l'interconnexion entre ces deux pays.

#### 4.2.3 Cote d'Ivoire -Burkina-Faso et Guinée-Mali

67. Préalablement à cette interconnexion très bénéfique prévue vers les années 1996, un investissement assez élevé est nécessaire pour la réalisation des lignes Man-N'Zébéia et Laboa-Odienné-Maninian.

#### 4.2.4 Burkina-Faso - Niger - Nigéria

68. Le Nigéria dispose d'importantes ressources pétrolières pour la production d'énergie thermique qu'il fait déjà bénéficier au Niger à des coûts réduits.

69. Niamey sera relié à Ouagadougou probablement vers les années 2005 après l'achèvement de l'interconnexion du réseau national du Burkina-Faso.

#### 4.2.5 Nouveau réseau avec le Libéria

70. L'étude affirme la non existence d'un plan directeur de l'électrification au Libéria pour pouvoir procéder à une analyse.

71. En effet ce pays, pour pouvoir faire des échanges d'énergie avec ses voisins doit investir beaucoup dans les convertisseurs de fréquence. Etant un pays maritime son cout de production d'énergie thermique demeure raisonnable par rapport aux pays enclavés.

72. La réalisation du barrage Saint-Paul pourrait réduire considérablement la dépendance thermique du Libéria.

#### 4.2.6 Nouveau réseau avec la Sierra Léone

73. La mise en valeur des sites hydro-électriques des pays de l'union du Fleuve Mano constitue la solution la plus économique dans la réalisation des interconnexions entre particulièrement le Libéria et la Sierra-Léone.

#### 4.2.7 Ghana - Nigéria et Bénin - Togo

74. L'étude de cette nouvelle ligne d'interconnexion s'ajoutant à la ligne d'une longueur de 400 km existante vient d'être achevée. ( La Volta River) Authority du Ghana qui s'engage dans la réalisation de ce super-réseau de 330 KV ( Bison à double conducteur) envisage sa mise en exploitation en 1991.

#### 4.3 AVANTAGES DE L'INTERCONNEXION

75. La sous-région de l'Afrique de l'Ouest regroupe des pays côtiers bien arrosés et des pays sahéliens.

Un déficit d'énergie hydro-électrique exige l'utilisation de centrales thermiques très coûteuses.

76. L'interconnexion des réseaux électriques entre des pays voisins est réalisée généralement pour les avantages qu'elle présente.

77. Parmi ces avantages on peut citer les possibilités d'accroissement de puissance et d'énergie à mettre à la disposition des sociétés nationales d'électricité pour éviter les possibles déficits de production à cause d'une défaillance de générateurs, d'un programme d'entretien, d'une année sèche provoquée par la médiocrité des pluies et d'un décalage possible pour plusieurs raisons, dans la réalisation des centrales planifiées.

78. L'interconnexion permet aux sociétés nationales d'électricité de certains pays de réduire leur investissements et leurs charges d'exploitation tout en disposant d'une puissance énergétique suffisante pour satisfaire le marché local qui croît sans cesse.

79. Hélas, dans la plupart des cas, les sociétés nationales d'exploitation d'énergie électrique cherchent tout simplement à acquérir les avantages aisément accessibles qu'offre l'interconnexion en vue de conserver une certaine indépendance et de s'assurer du contrôle dans le domaine de la planification et de l'exploitation de leurs réseaux et aussi contourner les difficultés administratives relatives à l'interconnexion.

#### V CONCLUSIONS DES ETUDES DE FAISABILITE DES REGIONS A ET B

##### a) REGION A

##### L'interconnexion proposée de 330 KV \*

80. Après avoir considéré un certain nombre de solutions possibles, " Danish Power Consult/Swedpower" souhaitent insister sur le fait que le choix de Volta plutôt qu'Akosombo entraîne quelques dépenses et contraintes supplémentaires, même si l'interconnexion est prolongée jusqu'à Prestea.

81. Une ligne unique Bison à double conducteurs de 400 Km relie Prestea-Volta-Momé-hagou et Ikeja west (composante principale du projet).

82. A la station de NEPA Ikeja West, une nouvelle barre est ajoutée et le branchement à la sous-station de Momé-Hagou nécessite deux barres, un auto-transformateur de 330/161 KV et une barre supplémentaire de 161 KV. ( Un branchement intérieur à la station de Sakété au Bénin s'obtient facilement). A la sous-station Volta de VRA, deux auto-transformateurs de 400 MVA sont installés, avec des barres de 300 KV et 161 KV.

83. La conception de la ligne proposée se base sur les conditions locales le long de la route (données du sol, pollution, problèmes de transport, etc...).

84. Le choix du type de pylone, d'isolateur, conducteurs, blindage, etc... est conforme aux pratiques déjà utilisées en Afrique Occidentale, par exemple au Nigéria.

85. Une étude spéciale de l'usage d'un système à double circuit ne s'est pas avérée justifiée. On suppose que le droit de passage est disponible pour une ligne de deuxième circuit quand une augmentation de la capacité de transfert s'avérera nécessaire.

86. Les coûts totaux de l'interconnexion ( en prix 1983) s'élèvent au total à 110,9 million de U.S.S (non compris les intérêts pendant la période de construction). Une répartition de ces coûts totaux entre les compagnies donne le tableau suivant, en million de U.S.S :

\* Source : Projet d'interconnexion VRA-CEB-NEPA  
Rapport de synthèse (Septembre 1984)  
DANISH POWER CONSULT en groupement avec SWEDPOWER

TABLE : Répartition des coûts de construction

	VRA	CEB	NEPA	Total
Ligne aérienne	28.5	45.9	11.6	86.0
Sous-stations *	5.9	3.5	0.7	10.1
Batteries de capacités	1.4	2.8	1.4	5.6
Contrôle du système et acquisition de données	0.6	1.3	0.6	2.5
Total	36.4	53.5	14.3	104.2
Supervision, formation				6.7
Coût total , millions U.S.\$				110.9
Ces chiffres comprennent tous les frais de consultants				

87. Les coûts locaux d'investissement se montreront environ à un tiers du coût total précisé en million U.S.\$.

TABLE : Coûts d'investissements locaux

	VRA	CEB	NEPA	TOTAL
Ligne aérienne	13.4	19.4	5.4	38.2
Sous-stations etc	0.6	1.2	0.2	2.0
Coûts totaux d'investissements locaux	14.0	20.6	5.6	40.2

\* Les calculs de courant de charge ont révélé la nécessité d'installer un certain nombre de capacité afin d'assurer une tension correcte en période de transmission maximum d'énergie. Le coût de ces capacités a été inclut dans le coût du projet, en dépit du fait que la nécessité en est surtout causée par les limitations du système actuel, particulièrement à l'ouest (Ghana et zone d'Abidjan).

88. Une période totale de 4 ans pour la construction de l'interconnexion est estimée, en presumant que la construction se fait simultanément dans les 3 zones.

89. Une série de calculs de courant de charge et de stabilité transitoire et dynamique ont été effectués dans différentes conditions hydrologiques et pour différents pourcentages de charge aux compagnies d'électricité.

90. En raison de la durée prévue de la construction, l'accent sera mis sur la situation en 1991. En effet une supposition importante pour les capacités mensuelles moyennes (MW) des apports suivant la direction du courant d'énergie de l'interconnexion est que le système VRA aura été renforcé en 1991.

Une possibilité apparemment très intéressante de réaliser cela est de prolonger la ligne de 330 KV proposée de Volta à Prestea. Le coût d'une telle extension est estimé à environ 45 millions U.S.S. Une étude des bénéfices supplémentaires que l'on obtient par l'extension montre que ceux-ci sont de l'ordre de 14 millions U.S.S en raison des économies d'énergie. La sécurité du système sera grandement améliorée et la capacité de l'interconnexion entre EECI et VRA augmentera.

#### DE REGION B

92. L'étude de faisabilité sur la région B confirme les conclusions de l'étude de faisabilité en y apportant les précisions suivantes :

93. L'étude de faisabilité a prouvé l'exploitabilité et la rentabilité dès l'an 2000 de l'interconnexion des quatre pays : Côte d'Ivoire, Burkina Faso, Mali, Guinée avec des lignes 225 KV.

94. L'extension de l'interconnexion au Niger est réalisable et rentable vers l'an 2005 lorsque l'intégration du réseau national transburkinabé aura été réalisée à l'aide de la liaison Bobo-Dioulasso-Ouagadougou avec dérivation vers la centrale hydro-électrique de Nombiel.

95. L'étude de faisabilité a vérifié que les conditions techniques d'ordre électrique permettent les échanges d'énergie projetés sur une artère est-ouest continentale reliant le Niger au Burkina Faso et à la Côte d'Ivoire et justifie économiquement la liaison 225 KV Ouagadougou-Ganbou (BUR/NIG).

96. Ces interconnexions peuvent être réalisées sans dépenses supplémentaires sur les réseaux nationaux à l'exception des points suivants si l'on désire tout le bénéfice de l'intégration:

- renforcement de la liaison Kindia-Tombo en Guinée pour l'alimentation de Tomba;
- renforcement de l'alimentation de Bamako au Mali.

97. Par rapport à l'étude de pré-faisabilité, l'étude de faisabilité a montré que la liaison 225 KV Kankan-Sélingué pouvait être supprimée. L'étude de simulation sur ordinateur démontre que les échanges sur cette ligne sont faibles et qu'elle fait double emploi avec l'ensemble des deux liaisons Odienné-kankan et Odienné-Sélingué desquelles elle s'éloigne relativement peu compte tenu des contingences géographiques.

98. D'autre part, du fait du tracé commun de 67 km des lignes Odienné-kankan et Odienné-Sélingué, il y a intérêt de construire une seule ligne à un seul terrain pour le tronçon commun et de créer un nouveau poste 225 KV de bifurcation de la ligne à Maninian en Côte d'Ivoire.

99. La liaison 225 KV Sélingué-Bamako pourrait être différée en premier stade si l'on considère uniquement l'écoulement des charges. Cette liaison se justifie toutefois dans le cadre de l'interconnexion des deux réseaux importants de la Côte d'Ivoire et du Mali avec le complexe de Manantali afin d'assurer une stabilité suffisante des ensembles interconnectés et d'assurer les échanges en cas d'à-coup dans les réseaux (perte d'une centrale par exemple).

100. Le raccordement du Libéria sur le réseau interconnecté s'établit à Yéképa sur la liaison Man-Mont Nimba-N'Zébéla qui sera réalisée lorsque la centrale de N'Zébéla (GUL) et l'exploitation des mines du Mont Nimba en Guinée seront opérationnelles. Elle est réalisée à l'aide d'une station de conversion de fréquence 60/50 Hz de 75 MW et le prolongement de la ligne 225 KV - 60 Hz jusqu'à Monrovia.

101. Le raccordement de la Sierra Leone sur le réseau interconnecté de Guinée est réalisé à l'aide de la liaison Kindia-Lunsar.

102. Le réseau interconnecté de la ligne B de l'Afrique de l'Ouest tel qu'il peut être projeté en l'an 2010 est repris aux plans 167 et 170 annexés au Volume 3.