

国際協力事業団

カメルーン共和国

カメルーン電力公社

メンベレ水力発電開発計画調査

最終報告書

要約

平成5年10月

日本工営株式会社

国際協力事業団
カメルーン共和国
カメルーン電力公社

メンベレ水力発電開発計画調査

最終報告書

要約

JICA LIBRARY

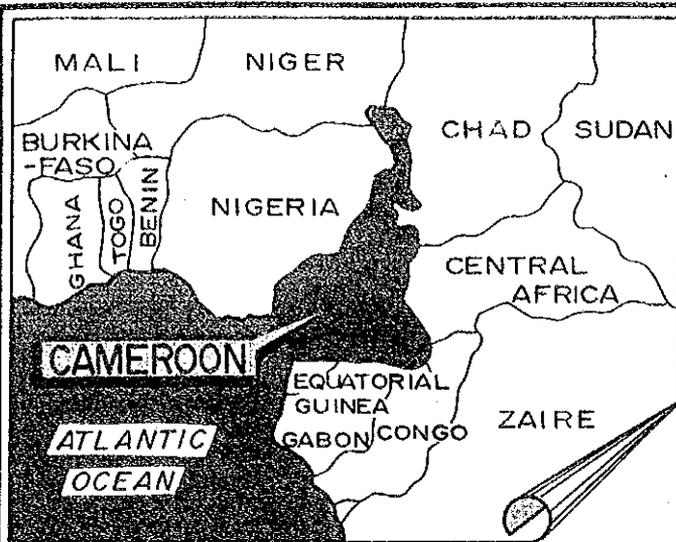


1113068191

平成5年10月

日本工営株式会社

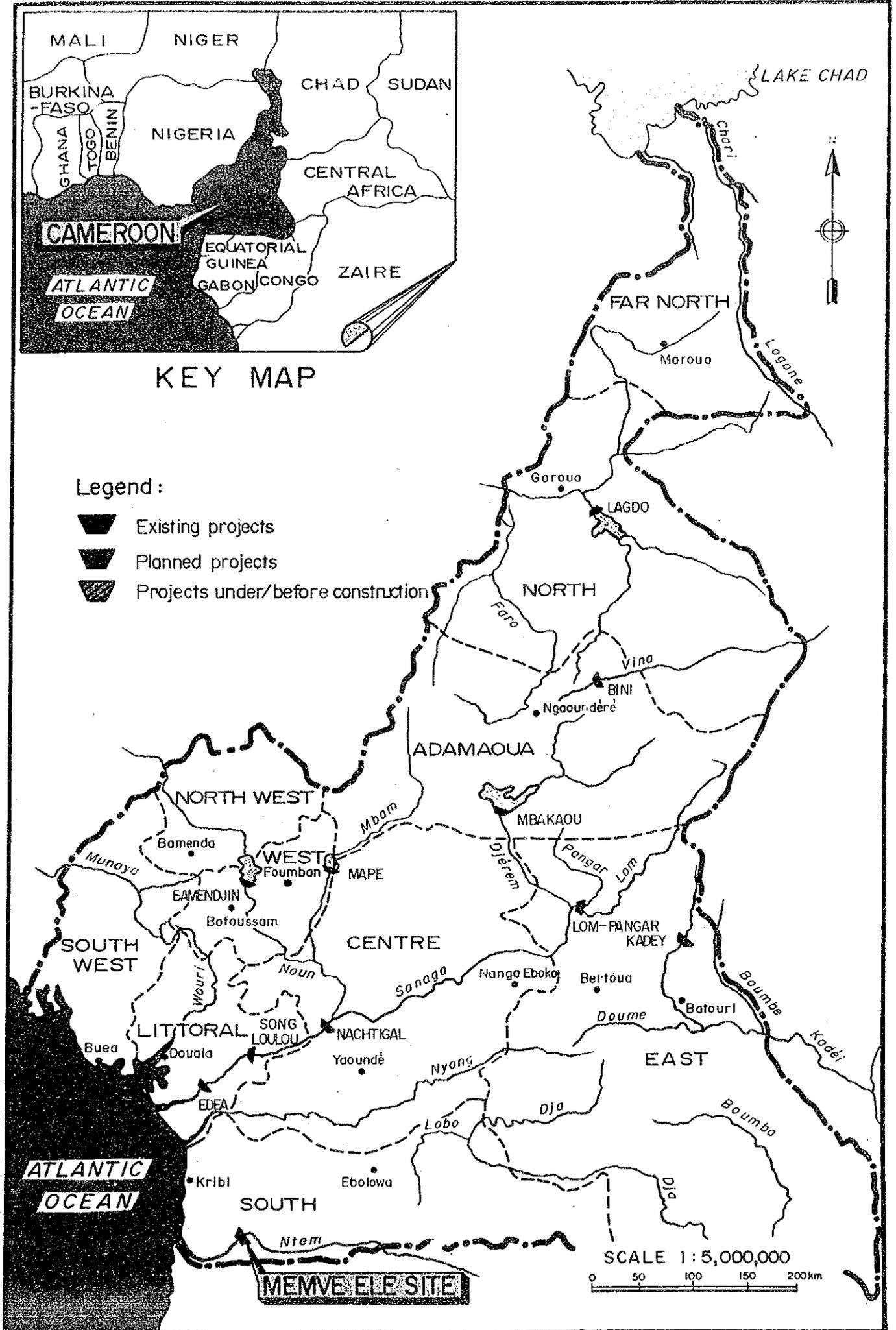




KEY MAP

Legend :

-  Existing projects
-  Planned projects
-  Projects under/before construction



メンベレ水力発電開発計画調査

最終報告書

要約

目次

	ページ
計画の背景及び目的	1
作業進捗	2
計画地域及び位置	2
社会経済	3
環境影響	5
電力市場	7
開発規模	9
投入時期	10
メンベレ水力発電計画	11
建設費	13
工事計画	14
プロジェクトの評価	14
事業の実施計画	15

付表

表1	流域内算定雨量	17
表2	年平均流出量	18
表3	カメルーンの人口	19
表4	国内総生産及び国民収入	20
表5	カメルーンの家計財政	21
表6	環境チェックリスト	22
表7	既設発電所	23
表8	消費者別年間電力消費量	27
表9	年間発生電力量及び消費量	28
表10	修正電力需要予測	29
表11	事業費	30
表12	経済的事業費及び便益の年度別発生額	32
表13	財務キャッシュフロー	33
表14	借款返済	34

付図

図1	位置図	35
図2	ヌテム流域平面図	36
図3	カメルーンの等雨量図	37
図4	ヌテム川流況曲線	38
図5	確率洪水波形	39
図6	地質既図	40
図7	計画地点地質既図	41
図8	発電所位置図	42
図9	送電線位置図	43
図10	南部送電網内負荷曲線	44
図11	電力(MW)需要予測	45
図12	電力量(GWh)需要予測	45
図13	kW時当りの事業費最適評価	46
図14	純便益による最適評価	47

図15	最適投入計画	48
図16	貯水池	49
図17	一般平面図	50
図18	ダム、転流工	51
図19	ダム、平面及び標準断面	52
図20	洪水吐	53
図21	水路、平面図及び縦断図(1)	54
図22	水路、平面図及び縦断図(2)	55
図23	水路、取水口	56
図24	水路、導水路	57
図25	水路、ペンストック取水ダム	58
図26	水路、放水口	59
図27	発電所	60
図28	屋外開閉所	61
図29	単線結線図	62
図30	工事用施設	63
図31	全体事業工程	64
図32	工事工程	65

メンベレ水力発電開発計画調査 最終報告書 要約

計画の背景及び目的

1. カメルーン電力公社 (SONEL) は、カメルーン (the Republic of Cameroon) における電力開発及び供給を担う、唯一の公的機関である。SONELの調査によると、カメルーンの包蔵水力は、出力で約20,000 MWであるとされている。SONELは、主要電力供給源として、これ等多くの水力発電資源の開発を行なって来た。1991年、SONELの持つ総発電設備容量は、804 MWである。この中、水力が723 MW (90%)を占め、ディーゼルを主とする火力は81 MW (10%)である。
2. 1989/90年の水力発電による年間発生電力量は、2,659 GWhであった。1971年より1990年の間の伸び率は4.9%を示している。一方、火力による年間発生電力量は43 GWhであり、同期間における伸び率は3.5%を示した。従って、水力と火力を合わせた総年間発生電力量は2,702 GWh、平均の伸び率は4.9%であった。
3. 現在、カメルーン国には二つの送電系統がある。一つは南部送電網 (Sanaga システム) であり、他は北部送電網 (Lagdo システム) である。これらの送電網の供給域以外にある隔離された電力需要地域に対しては、ディーゼル発電による供給が行なわれている。
4. 南部送電網は、現在その殆どの電力をサナガ (Sanaga) 流域での水力発電に依存しており、設備容量は650MWである。現在の南部送電網は、390MWの尖頭負荷電力と、年間2,570GWhの電力量を供給する能力を有していると思積ることができる。マイクロ法による中成長シナリオに基づく将来電力需要予測によれば、2010年の尖頭負荷は、約630MWである。この需要に対応する為には、水力の乾期における供給可能電力の落ち込み (約145MW) と予備容量 (約70MW)を見込む場合、約850MWの設備容量を要する。従って、将来の電力不足を回避するために、今後とも新規電源開発を実施して行かねばならない。
5. メンベレ水力発電開発地点はカメルーンの南部のヌテム川水系に位置し (図1参照)、発生電力は主に南部送電網に組込まれる予定である。この計画はヌテム川総合開発計画の中で取り上げられたもので、第6次国家5ヶ年計画 (1986年 - 1991年) の中でも実施に向けての調査/設計の必要性が上げられている。
6. 以上の背景で、1988年3月、カメルーン政府は、日本国政府に対して、メンベレ水力発電計画についてのフィージビリティ調査を依頼した。これに答えて、国際協力事業団 (JICA) は、1989年10月、この計画の概要把握及び技術

協力の妥当性確認のための事前調査を行なった。そして、1990年12月、JICA調査団によるフィージビリティ調査が、SONELの協力のもと開始された。

作業進捗

7. 本調査業務は下記の3段階よりなる。

- (1) 予備調査(平成2年12月～平成3年3月)
- (2) 詳細調査(平成3年5月～平成4年9月)
- (3) フィージビリティ設計(平成4年9月～平成5年10月)

予備調査の結果は、プロGRESS・レポートNo.1にまとめ、平成3年3月に提出した。詳細現地調査の期間は二つの年度(平成3年度、4年度)に跨がり、この結果は、平成4年9月にプロGRESS・レポートNo.2にまとめ、提出した。平成4年9月より最終調査段階であるフィージビリティ設計作業が開始された。フィージビリティ設計作業ではメンベレ計画事業の妥当性を明らかにすることが最終目標で、平成5年1月までに初期検討を終了し、「中間報告書(Interim Report)」としてまとめ、平成5年2月に提出した。基本設計の作業を更に継続すると共に、経済財務及び総合評価を加えて「最終報告書(案)(Draft Final Report)」が平成5年7月に作成され、SONELに提出された。

本報告書は「最終報告書(Final Report)」として、全ての調査成果をとりまとめ、ここに提出するものである。

計画地域及び位置

(1) 計画地点

8. メンベレ水力開発計画が予定されているヌテム川(Ntem river)は、カメルーンの中で最大級河川の一つである。この全流域面積は31,000 km²で、流域は南部に位置している。ヌテム川は、上流においてカメルーンとガボン(the Gabonese Republic)の国境に沿い、下流においてはカメルーンと赤道ギニア(the Republic of Equatorial Guinea)の国境に沿って西へ流れ、大西洋に注ぐ(図1)。

メンベレ水力発電計画地点はヌテム川の下流、河口より約100 km上流、ニャベサン(Nyabessan)村付近に位置している。この計画地点における流域面積は26,350 km²である。計画地点には、水力発電開発に適した35 mの落差を持つメンベレの滝が有る。

(2) 気象及び水文

9. 流域平面図を図2に示す。流域は赤道気候ゾーンに位置し、以下の四つの季

節を持つ。

- 小雨期 (3月より6月) : 降雨は比較的多頻度だが中強度、気温は高いが湿度は中庸程度
- 小乾期 (7月より9月中旬) : 比較的気温は低いが湿度は高い
- 大雨期 (9月中旬より12月中旬) : 降雨は多頻度でかつ強度も大きい、気温は中庸的、湿度は高い
- 大乾期 (12月中旬より2月) : 気温は高く、湿度は低い

10. 計画地点上流域の気候は穏やかで、アベム (Abem) (EL. 560 m)や エボロワ (Ebolowa) (EL. 603 m)での月平均気温は、23 °Cより25 °Cの間であって中庸的である。流域での年平均雨量は1,738 mmである (表 1 及び図 3)。降雨の季節変化は、全流域に亘って上記の四季に従う。計画地点の年平均流入量は398 m³/secである (表 2)。ヌテム川の流況は比較的安定している (図 4)。
11. 計画地点での既往最大洪水量は 2,110 m³/sと推定される。100年及び 10,000年確率洪水量は、各々、2,300 m³/s、3,450 m³/s である。洪水波形を図 5 に示す。
12. ニャベサン地点における調整池の推砂量は25 ton/km²/年もしくは19 m³/km²/年と推定され、非常に少ない。既にプロジェクトが実施されているサナガ川流域の計画堆砂量は、ナクティガル計画地点で 28 ton/km²/年、サナガ全流域で 44 ton/km²/年であり、ほぼ同等値もしくはやや小さめの値である。

(3) 地 質

13. 調査地域 (メンベレ) をふくむカメルーン国南部一帯は、先カンブリアン紀の堆積岩類 (砂岩、泥岩、石灰岩) を起源とする変成岩類 (輝石 - 角閃変麻岩、花崗岩質変麻岩) が広く分布している (図 6)。計画地点の地質平面図を図 7 に示す。計画地点の直下流にはメンベレの滝 (Memve Ele Waterfalls) (落差 35m) がある。この滝の下流はヌテム峡谷 (Gorges Du Ntem) と称される NE-SW方向の直線状の峡谷になっている。
14. 直線状の峡谷に沿う断層やそれと平行する断層の発達、断層方向と調和する片理面の発達が、本地域の特徴である。地震資料解析結果によると調査地域一帯は、過去約300年間に3個の微震を記録しているにすぎない。計画地点の地震係数は100年確率で $k = 0.01G$ と算定される。既存地質資料を見ても、これら断層に関する記述はないし、またこれら断層が現在も活動中であるのか否か、明確な物証は現場では検出できない。

社会経済

15. 行政的に見て国は10州に分割されており、それらはいくつかの省からなっている。省は全国で49省あり、その下に郡がある。基本的にはこの郡が最

小行政単位である。1986年のカメルーン全土の人口は1,048万人であった(政府による公表値の最新データ、表3)。全体の人口密度は22.5人/km²で、本調査で計画中のメンベレダムサイトを含むサウス州の人口密度は、同州がいまだ都市化されていないことから7.9人/km²と小さい。1991年における人口推定値は1,224万人である。

16. カメルーンの国内総生産(GDP)は1988年現在、実勢価格で約3兆7,320億カメルーン・フラン(F.CFA)であり1979年から10年間の平均伸び率は表4のごとく14.0%を示している。一方、1980年価格を基準とする1980年から1988年までの8年間の実質平均伸び率は5.2%であった。さらに、1987年以降はGDPがマイナス成長に落ち込んでいる。なお、1988年の国民一人あたりの年収はF.CFA 334,000であり、表4に示すごとく年間伸び率は実勢価格ベースで約10.7%となっている。
17. 1987年度のカメルーンの家計財政は歳出がF.CFA 8,795億(国内総生産の22%)、歳入がF.CFA 7,428億であった。1982年度から1987年度までの歳出の年平均伸び率は14.6%、同じ期間の歳入の年平均伸び率は13.7%となる(表5参照)。予算規模の観点からみると、歳入は年々減少傾向にあることから実収入は減ってきており、従って歳出も削減の傾向をたどらざるを得ない。このことから、1987年以降、歳出が歳入を上回っている。その不足額は外国からのローン及び国内のローンで賄っている。

一方、SONELの歳入及び歳出は表5に示すとおり年々増加しており、収支は健全である。なお、SONELの歳出額は国家歳出額のおよそ9%に達している。

18. カメルーン政府は「1989年/2000年産業開発計画」(以下「産業開発計画」と称する)というものを公にしている。この産業開発計画でカメルーン政府はいくつかの経済的また財務的指標をもって四つの発展動向を予測している。シナリオAは発展の度合いをもっとも悲観的にみたもの、シナリオBはそれよりいくらか楽観的な発展を期待したもの、シナリオCは発展の度合いをシナリオAとシナリオBの中間的なレベルにおいたもの、シナリオDはもっとも楽観的な発展を期待したものとなっている。

この計画の中では、巨視的経済発展の動向をGDPの観点から下表のように予測している。

シナリオ	2000年時点におけるGDP総額(億F.CFA) (1985年固定価格)	成長率 (%)
A	50,430	2.55
B	58,740	3.72
C	57,320	3.64
D	66,800	4.82

(注) 成長率は1989年から2000までの年平均成長率。

ここ数年低迷を続けているカメルーンの国内総生産が今後どのように推移するかを占うことは、国内総生産額が将来の社会基盤整備に大きく関わるため、難しい問題であると判断される。本報告書では、次の仮定を設けるものとする。即ち、2000年までは低成長予測であるところのシナリオAもしくはそれよりもやや小さめの成長率を、2000年以降は2010年まではシナリオCの成長率を、そして2010年以降はシナリオBの成長率を仮定するものとする。

環境影響

19. 1991年/92年度において環境条件当初調査(IEE)を実施した。この結果に基づき、本プロジェクトに関し想定される社会/環境上の問題点を抽出し、下記2つの調査を提言した。

- (a) 公衆衛生及びその影響に係わる調査
- (b) 経済活動、住民及び社会経済基礎施設に関する調査

本プロジェクトにおける主要な問題事項としては、

- (a) 住民移転の問題、及び
- (b) 貯水池ができるために生ずる衛生問題

が中心的であろうことが指摘された。

20. 環境影響評価(EIA)の結果は、表6の環境チェックリスト及び以下に要約される。

(1) 貯水池及び下流の水質への影響(評価:無)

湛水に伴い、貯水池に取り残された木、又は植物の腐敗により、水質の悪化が予想される。しかし、流れ込み式発電の為、貯水池の水の循環が容易に行なわれ(2~3日)、マクロ的に見て貯水池の水質悪化の心配は無い。

(2) 自然環境問題

i) 生態系への影響(評価:小)

カンボ動物保護区が開発地点近くに存在するが、ヌテム川本流を締め切る小規模開発案を採用したことにより保護区への影響は少ない。

ダム建設による水没面積は19km²、水位上昇は約10m。それによって熱帯雨林の一部が水没、又野生動物が貯水池外へ追いやられることになる。

水没地域の多くを占める河岸湿地には野生の椰子が多く自生しており商業取引になるような木は少ない。比較的高い土地に自生している商業取引に値する木に対して、以下の対応が考えられる。

- (a) 森林伐採業者への貯水池内の商業材の開発権を与える。

(b) 木材運搬道路開発は地域の住民に発注して行う。

野生動物が湛水によって溺れたり、小さな島に取り残されることが無いように、湛水開始に当たって、数日前よりドラムを鳴らしたり、鉄砲を打って貯水池外へ追いやる必要がある。

ii) 景観の影響 (評価：小)

ダム直下には高さ最大約35mのメンベレ滝群が有る。貯水池への流入量の一部は発電に使われる為、滝の流量低下が考えられる。幸いにも、ダム直下とメンベレ滝の間に二つの支流、ヌジョオ川 (Ndjo'o river) とピオメ川 (Biwome river) が本流のヌテム川に合流している。この二つの支流 (平均流量 $35\text{m}^3/\text{s}$) は景観を保つための維持流量供給源の一部と見なされる。又、ダム堤体の一部には下流放流設備を設けるものとする。

一方、現場は辺鄙な密林の中に有り、交通の便も悪く、滝の観光を兼ねた旅行者は非常にまれである。但し、開発完了後、観光地としての価値は上昇する。

(3) 社会環境問題

i) 歴史・文化遺産への影響及び既設インフラストラクチャーへの影響 (評価：無)

影響を与える地域には歴史かつ文化的重要な遺産は無い。又、開発によって影響を受けると特定出来る様なインフラストラクチャーも無い。

ii) 住民移転等 (評価：小)

湛水により水没の影響を受ける家屋は9軒。この補償費は約 F.CFA 7.5 百万 (約3百万円) である。一方、耕作地の水没面積は約100 haとなる。耕作地や農業に対する補償費は、移転費より大きく、約8.0 F.CFA百万 (約3,200万円) となる。

iii) 交通への影響 (評価：小)

マーン (Ma'an) とニャベサン (Nyabessan) を結ぶ道路及び橋 (スパン10m以下) が2箇所水没する。対策としては、道路面を嵩上げし、橋の付け替えを行なうことで処理できる。

一方、現況ヌテム川を渡る唯一の交通手段は丸木船であるが、ダム完成後は、ダム堤頂の道路がニャベサンと対岸の村落を結ぶ交通手段として使われる。

iv) 他の下流水利用への影響 (評価：無)

発電に使われた水は、ダムサイトより4km下流の放水口より Ntem 本流に戻される。この間、民家や水の利用者は存在しない。又、放水口下流の流況に関して、流れ込み式発電である為、開発前とあまり変わらない。放水口より下流部にも人家がない。

v) マラリア等の虫及び水を媒体とする病気の発生 (評価：小)

今回の調査において、医療及び動物医学的見地から注視すべき昆虫の存在が確認された。即ちオンコセルカ症の媒体であるブヨの一種(Simulies)、マラリアの媒体であるハマダラ蚊及び眠り病(トリパノソーマ病)の媒体であるツェツェ蠅である。

計画地点での高いマラリア罹患率を考えると、この病気を完全に防ぐことは難しいだろう。オンコセルカ症に罹患している者は、現在開発地点近くにはいないことより、この寄生虫による病気の蔓延の可能性は少ない。トリパノソーマ病は、開発地点より約60km離れたカンボ地域に多く見られる。従って、建設工事開始に伴う人の移動によって、この病気が持ち込まれる危険性は有る。

これ等の病気については、地域的戦略として建設に際し医療施設の設置とともに媒体撲滅キャンペーンをはることが重要となる。これには、住民に対する衛生及び保健教育も含まれる。一方、建設中及び建設後のモニタリングも重要である。

(4) その他建設工事中の環境影響 (評価：小)

建設予定地には民家は無く、騒音や振動等の住民の影響は少ない。但し、機材運搬の際、既存道路沿いの住民に、騒音、振動等の迷惑をかけることが予想される。しかし、既存道路は建設に先立ち、拡幅、整備されるであろうし、民家近くでの車輛制限速度を設けることになろう。

21. 全体として、メンベレ水力開発による環境への負の影響は、他の水力開発計画と比べて、少ないと言える。つまり、流れ込み式発電計画としたことにより、影響を最小化し得た面がある。しかし、貯水池が出来た為に生ずる衛生問題は注視すべきで、そのモニタリングは重要である。

電力市場

22. カメルーンの全発電設備容量は、表7に示す如く、1991年末時点804MWである。構成は、水力90%、火力10%である。南部送電網の設備容量の全設備容量に対する比率は87.2% (701MW)、一方、北部送電網は12.8% (103 MW) である。

図8に既存発電所位置及び図9に既存送電網位置を示す。

23. 電力消費者は、低電圧 (LT) 受電家、中電圧 (MT) 受電家及び高圧 (HT) 受電家の3つに分けられる。消費者別の既往電力量需要実績を表8に示す。併せて現況総需要の59%を占めるHT受電家の内訳を同表に示している。

過去10年間の年間平均伸率は高圧受電家が3.8%、中電圧受電家が2.7%、低電圧受電家が4.7%となっている。最近年(1989/90-90/91)の伸び率は、世界の社会経済不況の影響を受けて、それ以前の伸びと比べて比較的低い。

発生電力量は表9で比較されるように消費電力量と同様な伸率の傾向を有している。近年の電力量ロスが高圧受電家に対して0.6%から2.9%であるのに対し、一般受電家に対しては20%から26%を記録している。

24. 南部送電網内の1988/89年の日負荷変動カーブは夜間ピーク型を示している(図10)。ピークの時間は、午後6時より始まり、午後11時に終わる。日負荷率(公共部門のみ)は、平日では75.6%、土曜日では71.5%、日祭日では69.9%である。年負荷率は約60%である。

負荷の変動は、日負荷変動のみならず、季節的負荷変動もある。季節的負荷変動量は約40MWであり、一般受電家の電力需要の約20%に相当する。年間の最大需要は、1月より3月の間にある。時には5月又は6月にあることもある。しかし、季節的負荷変動は、いずれの年も似たような変動パターンを示している。

25. 1989/90年、SONELが行なった一般需要セクターに対する電力需要予測には、二つの方法が採用された。一つは、1998/99年までの10年間を予測したトレンド法であり、他は2014/15年までの15年間を予測したマイクロ法である。これらの手法を用いて本調査において修正及び追加検討を加えたところの南部送電網の各々の予測結果を年間発生電力量と最大出力別に表すと、以下のように要約される。また、結果を図11及び図12に示す。

(南部送電網需要予測)

年	トレンド法					
	高成長シナリオ		中成長シナリオ		低成長シナリオ	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)
1990/91	2,568	390	2,568	390	2,568	390
1994/95	2,697	418	2,697	418	2,697	418
1999/00	2,879	452	2,879	452	2,879	452
2004/05	3,504	571	3,285	529	3,084	491
2009/10	4,338	739	3,801	628	3,318	536
2014/15	5,641	978	4,456	752	3,585	586
平均伸び率(%)	3.3	3.9	2.3	2.8	1.4	1.7
一般受電家のみ(%)	5.7	5.8	4.2	4.3	2.6	2.8

(南部送電網需要予測)

年	マイクロ法					
	高成長予測		中成長予測		低成長予測	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)
1990/90	2,568	390	2,568	390	2,568	390
1994/95	2,797	434	2,759	427	2,743	470
1999/00	3,154	502	3,055	483	3,019	531
2004/05	3,578	582	3,400	548	3,271	587
2009/10	4,153	690	3,829	629	3,541	647
2014/15	4,890	829	4,376	732	3,849	716
平均伸び率(%)	2.7	3.2	2.2	2.7	1.7	2.6
一般受電家のみ(%)	4.8	4.8	3.9	3.9	3.2	3.9

以上の電力需要予測の総括として提言を下記する。

- (1) 予知できる将来において、北部送電網は比較的小さな電力市場として留まるであろう。南部送電網との接続の利点及び必要性は当面のところ見込めない。
- (2) 従って、メンベレ開発計画は、南部送電網内の電力需要を対象として検討することが適当である。経済発展の動向等より捕えると、マイクロ法による中成長シナリオ(表10)が将来の電力需要及び経済成長を最も良く表わしていると考えられる(経済成長に関しては第18項を参照)。

開発規模

26. 開発規模の検討は次の3つのスクリーニングを経て行なわれた。第一次スクリーニングでは、ダム軸および水路配置代替案の比較を主目的としてkW時当たりの事業費が最小となるような開発案の吟味を行った。第二次スクリーニングでは、第一次スクリーニングで絞ったダム軸及び水路系を対象として、貯水池水位を変化させ、最大の純便益をもたらすような計画案を絞り込む。第三次スクリーニングは「開発規模・投入時期検討」による最適開発案選定である。
27. 第一次スクリーニングの検討結果を図13に示す。最適開発計画の概要は以下のとおりである。

ダム軸案： 第1案A(1)。ヌテム本川のみを利用する小規模開発。
 水路案： 第1案W(1)。2.5km長開水路型導水路、ヘッドpond、1.5km長トンネル放水路2条。放水水位 EL. 336.0m。
 常時満水位： 暫定的に EL. 392m H(1)。
 最大使用水量： 暫定的に450m³/s Q(3)。

28. 第2次スクリーニングにおける検討の結果、下記事項が判明した。

- (i) 最大使用水量 $500\text{m}^3/\text{s}$ 以上では開発の純便益が低下傾向にあるが、 $500\text{m}^3/\text{s}$ 以下では顕著な差異は生じない。
- (ii) 常時満水位 (FSL) についてもEL.390~394m間で大きな純便益の差異はない。
- (iii) 第一次スクリーニングで選定された計画案 ($Q_{\max} = 450\text{m}^3/\text{s}$, FSL = 392m) は純便益を最大とする案となっている。(図14参照)
- (iv) 第三次スクリーニングにおいて下記の5案を吟味する。

常時満水位 (m)	最大使用水量 (m^3/s)		
	Q = 400	Q = 450	Q = 500
FSL 390	-	計画案1	-
FSL 392	計画案2	計画案3	計画案4
FSL 394	-	計画案5	-

29. 第3次スクリーニング(開発規模・投入時期検討)においては、メンベレ計画の競合プロジェクトであるナクティガル(Nachtigal)水力発電計画($4 \times 66.7\text{MW}$)を含めて検討した。ナクティガル計画はサナガ川水系に位置し、約60kmの225kV送電線によって、ヤウンデア市のオヨマバン(Oyomaban)変電所で南部送電網に組みこまれる計画である(1989年F/S完了)。計画給電地域はメンベレと同じくしている。

開発便益を最大化するという観点からの最適投入計画を吟味したところ、ナクティガル第1期-メンベレ第1期-ナクティガル第2期-メンベレ第2期-ナクティガル第3期の投入順序が南部送電網にとって最良であると判明した。

この時採用すべき開発計画案は第2次スクリーニングで選定された5案のうち計画案3 ($Q_{\max} = 450\text{m}^3/\text{s}$, FSL = 392m)であった。計画案3は、設備容量201 MW、年間発生電力量1,140 GWh、事業費F.CFA 112.7×10^9 (US \$ 416.5×10^6)の計画である。

投入時期

30. 南部送電系統における最適投入計画を次に示す。メンベレはナクティガル第1期の後に投入することが最適であると判断された。

	投入年	設備容量 (MW)	発生電力量 (GWh)	事業費 (F.CFAx 10 ⁹)
ナクティガル第1期	2001年	2×66.7	1,090	84.2
メンベレ第1期	2010年	2×50.3	750	86.8
ナクティガル第2期	2015年	1×66.7	400	14.6
メンベレ第2期	2017年	2×50.3	390	25.9
ナクティガル第3期	2021年	1×66.7	110	8.4

電力需要と対比の形で、上記投入計画を図15に示す。

メンベレ水力発電計画

31. ダムサイトにおけるヌテム川流域面積は26,350km²、年平均流入量は398m³/s (流況曲線上の40%期間にあたる)である。有効落差52mは、主にメンベレの滝の35m落差、及び滝下流での落差15mとからなっている。

メンベレ開発計画案は調整池式流れ込み方式の発電計画として位置づけ、低いアースダム及び関連構造物、導水路、発電所、そして高圧送電線等より成る。ダム長は1,850m、ダム高は最大断面で20mである。導水路は2.5kmの長さを持つ。発電所は出力50.3MWの発電機4台を装備している。発生電力は、225kV送電線で約280km離れた首都ヤウンデに送られることになる。

フィージビリティ設計の結果、以下を計画諸元としている。計画図を図16-図30に示す。

- | | | |
|----------|---|-------------------------|
| (1) 位置 | South Province, Ntem Department, Ma'an District, Nyabessan Village 近辺 | |
| (2) 水系 | Ntem river (ヌテム川) | |
| (3) 発電方式 | 調整池式流れ込み方式 | |
| (4) 発電諸元 | | |
| 最大使用水量 | 450 m ³ /s | |
| 有効落差 | 52.3 m | |
| 設備容量 | 合計201 MW | |
| 発電機の台数 | 4 台 | |
| 年間発生電力量 | 1,140 GWh | |
| (5) 水文諸元 | | |
| 流域面積 | 26,350 km ² | |
| 年平均降雨量 | 1,738 mm | |
| 年平均流量 | 398 m ³ /s | |
| 洪水量 | 10,000 年確率 | 3,450 m ³ /s |
| | 1,000 年確率 | 2,880 m ³ /s |
| | 200 年確率 | 2,480 m ³ /s |
| | 100 年確率 | 2,300 m ³ /s |
| | 既往最大 | 2,110 m ³ /s |

- (6) 貯水池 (調整池) 諸元
- | | |
|--------------|-----------------------------|
| 常時満水位 (標準水位) | EL. 392.0 m |
| 低水位 | EL. 391.5 m |
| 総貯水量 | 130,000,000 m ³ |
| 有効貯水量 | 8,000,000 m ³ |
| 貯水池面積 | 19 km ² (常時満水位時) |
- (7) 転流工
- | | |
|-------|---------------------------------|
| 対象流量 | 2,110 m ³ /s |
| 転流方式 | 多段階転流 |
| 仮締切ダム | 傾斜コア型ロックフィルダム
(堤頂 EL. 385 m) |
- (8) ダム
- | | |
|------|------------------------|
| 形式 | 均一型アースフィルダム |
| 堤頂標高 | EL. 395 m |
| ダム高 | 20 m (最大高) |
| ダム長 | 1,850 m |
| 盛土量 | 884,000 m ³ |
- (9) 洪水吐
- | | |
|------|-----------------------------|
| 形式 | 水門付コンクリート堰 |
| 設計流量 | 3,450 m ³ /s |
| 水門 | 5 門 × 11.0m (幅) × 10.5m (高) |
| 土砂吐 | 1 門 × 11.0m (幅) × 13.5m (高) |
- (10) 上流取水工
- | | |
|-------|------------------------------|
| 形式 | 傾斜型自然流下式、取水口シル高 EL. 386 m |
| 設計流量 | 450 m ³ /s |
| スクリーン | 12 組 × 13.5m (幅) × 5.5 m (高) |
| 導入部 | 160m (幅) × 230m (長さ) |
| 土砂吐水門 | 1 門 × 1.0m (幅) × 1.0m (高) |
| 取水口水門 | 4 門 × 11m (幅) × 6.5m (高) |
- (11) 導水路
- | | |
|------|--------------|
| 形式 | コンクリート張り台形断面 |
| 長さ | 2,400 m |
| 底幅 | 15 m |
| 側壁傾斜 | 1 : 2 |
- (12) ヘッドポンド
- | | |
|-------|------------------------|
| 標準水位 | EL. 392 m |
| 最低水位 | EL. 390 m |
| 有効貯水量 | 600,000 m ³ |

- | | | |
|------|---------------|--|
| (13) | 下流取水工 | |
| | 形式 | ベルマウス型自然流下式 |
| | スクリーン | 8組 x 10m (幅) x 18m (高) |
| | 取水門 | 4門 x 6.0m (幅) x 6.0m (高) |
| (14) | 鉄管路 | |
| | 形式 | トンネル埋込型 |
| | 長さ | 4条 x 95m |
| | 内径 | 6.0 - 4.0m |
| (15) | 発電所 | |
| | 形式 | 半地下式 |
| | 設備容量 | 4基 x 50.3 MW |
| | 諸元 | 32 m (幅) x 120 m (長) x 62.5 m (高) |
| (16) | ドラフトトンネル | 4条 x 6.9m (径) |
| (17) | アクセス/サービストンネル | 7m (幅) x 6m (高) x 770m (長)
9m (幅) x 9m (高) x 60m (長) |
| (18) | 放水路 | 2条 x 9.0m (径) x 1,380m - 1450m (長) |
| (19) | 放水口 | 水門付き開渠構造 |
| (20) | 開閉装置 | 屋外式 |
| (21) | 発電機器 | |
| | 水車 | 縦軸フランシス x 4基 (計206.4MW) ;
定格落差52.3m、最大使用水量112.5 m ³ /基、
定格出力51,600 kW、定格速度200 rpm |
| | 発電機 | 3相同期型 x 4基 (計201.2 MW) ;
定格容量55,900 kVA、定格電圧11 kV、
周波数50 Hz、力率0.9、定格出力50,300 kW |
| | 変圧器 | 4基 x 55,900 kVA、11/145 - 132 - 119 kV |
| (22) | 送電線 | 285 km長 x 225 kV、2回線 (南部送電網に接続) |
| (23) | 受電変電所 | ヤウンデ市オヨマバン変電所 (既設) の拡張 |

建設費

32. プロジェクト建設費は下記のとおり算定された。

段階開発案	設備容量	外貨分 (US\$ $\times 10^6$)	内貨分 (F.CFA $\times 10^9$)	計 (F.CFA $\times 10^9$)
第1期開発:	2 x 50.3 MW	261.1	11.80	82.47
第2期開発:	2 x 50.3 MW	95.9	4.33	30.28
合計:	201.2 MW	357.0	16.13	112.75

(注) 1993年央価格、US\$1.00=F.CFA270.6
建設費内訳：表11参照。

33. 建中金利、価格のエスカレーションを見込んだkWh当りエネルギー生産コスト(受電変電所端)は7.8 F.CFA/kWh (2.9US\$/kWh)と算定される。極めて廉価なエネルギー開発計画と言える。

工事計画

34. 工事実施においては多くの事前準備及び仮工事が必要となる。2010の運転開始を仮定すると全体工事計画は図31のようになる。工事契約締結後、工事着工を2004年10月として計画した。全工事は現在得られるデータ及び情報を基に2010年9月には完了するものとし、全体工事期間を5.0年間(60ヵ月)として工事実施計画を作成した。建設工程表を図32に示す。

プロジェクトの評価

(経済評価)

35. 本事業の経済評価は代替火力法を用いて実施した。代替火力としては、kW価値及び1次エネルギー価値についてはガスタービンを、2次エネルギー価値については石油火力を想定した。いずれの火力についても将来はシステムに投入されるであろうという前提に基づいている。表12に示されるように、経済的内部収益率(EIRR)は16.5%である。

(財務評価)

36. 当面、高圧受電家(大工場)の需要の伸びは見込めない。ALUCAM(アルミニウム工場)を主体(95.4%、表9参照)とする既存高圧受電家は今後ともエデア発電所からの受電が行われる。従って、メンベレ水力の給電対象者は中圧及び低圧受電家となる。現行の平均電力料金単価(1990/91実績)は中電圧及び低電圧受電家に対して49.5 F.CFA/kWhである。これに基づく財務的内部収益率(FIRR)は22.9%である(表13)。
37. 後述の第40項に示す事業資金源を想定した借款返済プログラムを検討の結果、メンベレ計画は運転開始年において財務収支はプラスとなる(表14)。

(社会/環境影響)

38. 前述第19-21項において述べた如く、社会/環境面における負の影響は軽微である。

事業の実施計画

39. 前述第30項では、事業費を最小とする観点から、ナクティガル第1期計画がメンベレ計画に先んじて開発する開発順序を述べた。しかしながら、SONELが次のような視点を重視する場合、メンベレを先行開発するオプションを考えてよい。

- (a) サナガ流域以外の電源開発を行うことによって水文的リスクを軽小化すること（サナガ川における異常渇水時における電力不足発生リスクの軽減）
- (b) 現在、社会開発が立ち遅れている南部で電源開発を実施することで同地域の活性化及び経済的/社会的発展を図ること。

SONELは、現在サナガ流域のロンパンガ (Lon-Pangar) 貯水池計画のフィージビリティ・スタディーに着手しており、1994年1月に終了の予定である。この計画はロンパンガ貯水による流量調節をもって、下流部のソルル及びエデア発電所の渇水時発生電力を216MW増大させるものである。ロンパンガ計画では、建設されるべき施設が主にダムに限定されるため、開発規模によって異なるが事業費がメンベレ計画と比べ概ね1/3から1/2程度と小さい点、有望プロジェクトの一つとして注視に値する。

ロンパンガ計画のフィージビリティ・スタディーが終了した時点で、i) メンベレ、ii) ナクティガル、iii) ロンパンガの3計画の相対的有利性を再吟味し、以降の実施段階に進めるべきプロジェクトの選定を行う必要がある。

40. SONELは中央政府あるいはその他の機関から格別の助成金を得ず、独立採算公社として運営されている。メンベレ水力実施に向けても、極力この原則を踏襲することとし、中央政府からのグラント補助は資金計画に見込まない。所要資金規模から判じ協調融資を前提とした事業実施になるだろう。一試案として下記のシナリオを提言する。

資金源	資金量		利子率 (仮定) (%)	返済期間 (仮定) (年)	備考
	F.CFA ($\times 10^9$)	US\$換算 ($\times 10^6$)			
国際金融機関	47.9	177.0	10.0	20	外貨+内貨分
二国間援助等	47.9	177.0	4.0	30	外貨+内貨分
国内資金調達	16.9	62.5	12.0	15	総事業費の15%
計	112.7	416.5			

41. 総事業費F.CFA112.7x10⁹ (US\$416.5x10⁶) は、最近の国家財政収入(表5)の約19%、あるいはSONELの年間財務収入(同表)の約180%に相当し、SONELはもとより国家にとっても極めて大規模プロジェクトとして位置づけられる。従って、実施に向けては国内関係省(大蔵省、鉱山エネルギー省等)及び世銀を主とする国際援助機関との協議を踏まえ、慎重な対応を計って行く必要がある。

表1 流域内算定雨量

Year	Interpolated Annual Rainfall (mm)											Annual Basin Rainfall (mm)				
	Station											Ntem	Ntem Nqozik	Ndjo'o Abem	Blwome Nyabessan	
	Akom II	Ambam	Djom	Ebolowa	Mvangan	Nyabessan	Oveng	Sangmelima	Ovem	Bitam	Minvoul					Melo
1951	1,398	1,704	1,855	1,629	1,874	1,570	1,789	1,931	1,934	2,334	1,715	1,985	1,881	1,791	1,849	1,714
1952	1,797	2,463	1,864	1,973	2,249	2,130	2,016	2,362	1,804	2,273	2,251	2,770	2,208	2,131	2,561	2,334
1953	1,261	1,886	1,327	1,620	1,712	1,611	1,441	1,470	1,433	1,342	1,528	2,173	1,583	1,545	1,989	1,775
1954	1,395	1,840	1,625	1,727	1,862	1,706	1,598	1,532	1,740	1,904	1,579	2,125	1,748	1,687	1,988	1,815
1955	1,221	1,566	1,599	1,627	1,719	1,762	1,480	1,276	1,730	1,689	1,371	1,842	1,585	1,568	1,816	1,656
1956	1,260	1,936	1,234	1,996	1,836	1,911	1,641	1,908	1,980	2,158	1,883	2,224	1,921	1,867	2,122	1,882
1957	1,362	1,698	1,824	1,805	1,921	1,679	1,680	1,501	1,472	1,724	1,553	1,978	1,689	1,657	1,880	1,732
1958	1,071	1,103	1,614	1,527	1,546	1,198	1,518	1,450	1,656	1,471	1,512	1,363	1,444	1,500	1,309	1,240
1959	1,272	1,307	2,077	1,848	1,918	1,270	1,852	1,711	1,902	1,755	1,839	1,574	1,729	1,790	1,409	1,409
1960	862	1,268	1,379	2,132	1,702	1,133	1,742	1,953	1,750	1,890	1,778	1,534	1,684	1,689	1,405	1,409
1961	665	1,141	835	1,788	1,339	1,174	1,280	1,408	2,014	1,174	1,346	1,402	1,356	1,421	1,327	1,144
1962	1,350	1,866	1,473	1,999	1,926	1,109	1,708	1,840	1,034	1,593	1,652	2,152	1,668	1,567	1,811	1,648
1963	987	1,600	1,364	1,788	1,662	1,485	1,592	1,766	2,165	1,902	1,874	1,877	1,775	1,783	1,749	1,532
1964	1,085	1,614	1,465	1,807	1,719	1,635	1,578	1,592	2,071	2,008	704	1,891	1,541	1,419	1,807	1,607
1965	1,075	1,636	1,609	2,238	1,934	1,969	1,813	1,831	2,255	1,694	567	1,914	1,584	1,528	1,932	1,708
1966	1,094	1,660	1,743	2,434	2,056	1,928	1,982	2,052	2,438	2,484	1,999	1,939	2,087	2,088	1,935	1,713
1967	1,254	1,829	1,551	2,037	1,921	1,916	1,675	1,623	1,905	2,340	1,653	2,114	1,890	1,805	2,049	1,832
1968	1,336	1,985	1,478	1,667	1,812	1,576	1,554	1,611	1,466	2,224	1,642	2,275	1,790	1,642	2,046	1,831
1969	1,322	1,710	1,688	1,947	1,923	1,609	1,761	1,798	1,858	2,229	1,794	1,991	1,870	1,815	1,866	1,707
1970	1,256	1,855	1,685	2,338	2,076	1,744	1,869	1,843	2,118	2,370	1,831	2,141	2,011	1,943	2,011	1,796
1971	881	1,453	1,180	1,924	2,010	1,444	1,570	1,539	1,837	1,938	1,585	1,725	1,700	1,702	1,633	1,424
1972	693	1,540	763	2,003	1,633	1,892	1,571	1,646	2,053	2,246	1,671	1,815	1,781	1,756	1,840	1,540
1973	927	1,460	898	1,827	1,606	1,758	1,589	1,746	1,955	2,191	1,752	1,732	1,741	1,744	1,741	1,527
1974	1,353	1,716	1,928	1,985	1,484	1,608	1,604	1,918	1,863	2,170	1,891	1,997	1,827	1,742	1,870	1,718
1975	1,331	1,325	2,049	2,081	1,500	1,641	2,352	1,599	1,947	1,704	1,633	1,593	1,721	1,771	1,609	1,537
1976	1,967	1,515	2,102	1,828	1,501	1,677	2,932	1,947	1,781	2,022	1,915	1,789	1,899	1,932	1,752	1,805
1977	1,865	1,729	2,221	1,826	1,422	1,441	3,113	1,419	1,222	1,525	1,487	2,010	1,712	1,672	1,824	1,812
1978	1,415	1,404	1,466	1,747	1,420	1,441	1,601	1,709	1,797	1,995	1,722	1,674	1,658	1,629	1,598	1,540
1979	1,658	1,753	1,430	2,155	1,763	1,553	1,599	1,438	1,820	2,034	1,502	2,035	1,749	1,650	1,877	1,801
1980	1,303	1,903	1,661	1,622	1,206	1,498	1,556	1,518	1,374	2,109	1,567	1,892	1,652	1,473	1,763	1,626
1981	1,090	1,471	1,538	1,588	1,758	1,524	1,408	1,499	1,590	1,945	1,552	1,950	1,624	1,583	1,811	1,604
1982	1,877	1,707	1,859	1,714	2,090	1,461	1,490	1,674	1,594	2,096	1,693	2,084	1,775	1,707	1,880	1,855
1983	1,361	1,468	1,409	1,331	1,532	1,324	1,436	1,576	1,212	1,683	1,614	1,735	1,506	1,471	1,601	1,521
1984	2,564	1,743	1,674	1,941	2,096	1,698	1,783	1,885	1,625	1,966	1,865	2,025	1,858	1,847	1,918	2,076
1985	1,189	1,684	1,730	2,043	1,980	1,792	1,870	1,837	1,837	2,084	1,970	1,964	1,917	1,922	1,908	1,711
1986	1,565	1,376	1,298	1,852	1,844	1,481	1,475	1,433	1,559	1,553	1,498	1,645	1,555	1,579	1,591	1,578
1987	1,810	1,678	1,395	1,944	2,157	1,520	1,534	1,436	1,371	1,555	1,500	1,958	1,644	1,628	1,815	1,796
1988	2,247	1,907	1,677	1,817	2,168	1,614	1,726	1,801	1,342	1,889	1,796	2,194	1,824	1,772	2,004	2,046
1989	1,909	1,325	1,389	1,609	1,812	1,455	1,509	1,618	1,558	1,722	1,648	1,593	1,589	1,623	1,548	1,638
Mean	1,367	1,637	1,563	1,866	1,787	1,588	1,725	1,689	1,745	1,928	1,639	1,915	1,738	1,703	1,808	1,679

表2 年平均流出量

Station : Nyabessan		River : Ntem (26,350 km ²)		
Year	Mean Annual Runoff			Specific Discharge (m ³ /s/km ²)
	(m ³ /s)	(mm)	(10 ⁶ m ³)	
1957	409	489	12,898	0.0155
1958	218	261	6,883	0.0083
1959	379	454	11,952	0.0144
1960	452	542	14,290	0.0171
1961	353	423	11,139	0.0134
1962	441	528	13,905	0.0167
1963	396	474	12,486	0.0150
1964	447	537	14,141	0.0170
1965	470	562	14,819	0.0178
1966	588	704	18,541	0.0223
1967	468	560	14,767	0.0178
1968	437	524	13,814	0.0166
1969	461	551	14,532	0.0175
1970	460	551	14,509	0.0175
1971	318	380	10,025	0.0121
1972	337	404	10,642	0.0128
1973	341	408	10,750	0.0129
1974	403	483	12,725	0.0153
1975	363	435	11,460	0.0138
1976	420	504	13,274	0.0159
1977	373	446	11,755	0.0141
1978	365	437	11,505	0.0138
1979	363	435	11,451	0.0138
1980	358	430	11,325	0.0136
1981	376	450	11,852	0.0143
1982	416	498	13,134	0.0158
1983	249	298	7,857	0.0095
1984	440	528	13,913	0.0167
1985	490	586	15,440	0.0186
1986	328	393	10,358	0.0125
1987	357	427	11,246	0.0135
1988	465	558	14,703	0.0176
Mean	398	476	12,565	0.0151

* Including interpolated data

表3 カメルーンの人口

Province (capital city)	(1)	(2)		Population density per sq.km		Population growth rate/annum
	Area (sq.km)	Population 1975/76	Population 1986/87	1975/76	1986/87	1976-1987
East (Bertoua)	108,900	366,562	517,198	3.4	4.7	3.18%
Littoral (Douala)	20,220	935,457	1,352,833	46.3	66.9	3.41%
North (Garoua)	67,798	479,306	832,165	7.1	12.3	5.14%
North-West (Bamenda)	17,300	978,030	1,237,348	56.5	71.5	2.16%
West (Bafoussam)	13,890	1,035,920	1,339,791	74.6	96.5	2.37%
South-West (Buea)	24,910	620,709	838,042	24.9	33.6	2.77%
Adamawa (Ngaoundere)	61,992	359,445	485,185	5.8	7.8	2.76%
Central (Yaounde)	68,942	1,177,125	1,651,600	17.1	24.0	3.13%
Extreme-North (Maroua)	34,260	1,395,194	1,855,695	40.7	54.2	2.63%
South (Ebolowa)	47,190	315,297	373,798	6.7	7.9	1.56%
Total	465,402	7,663,045	10,483,655	16.5	22.5	2.89%
Special department (capital city)*						
Wouri(Douala)	886	-	-	-	-	-
Mfoundi(Yaounde)	256	-	-	-	-	-

Sources:

(1) Cameroun Les Entreprises de Production et de Vente, 1985/86-1990/91.

(2) Situation et Perspectives Demographiques du Cameroun(Resume), September 1990.

(*) Population et Supercifie Estimees par Unite Administratif en 1976 et an 1984 Selon le Decoupage Administratif en Vigueur en 1984 et Villes de 5000 Habitants ou Plus par Unite Administratif en 1984.

Note: Total population in both years 1975/76 and 1986/87 is slightly different from that in Table 2.6, which is due to different data sources.

表4 国内総生産及び国民収入

(Current price)

(F.CFA billion)

Industry of origin	(1) 1979	(1) 1980	(1) 1981	(1) 1982	(1) 1983	(1) 1984	(1) 1985	(2) 1986	(2) 1987	(2) 1988	Average annual growth R. (%)
PRIMARY SECTOR											
Agriculture/forestry/ fishery	359	404	488	587	607	702	790	908	976	954	11.5%
Growth (%)	-	12.6%	20.7%	20.2%	3.5%	15.6%	12.6%	14.9%	7.5%	-2.3%	
SECONDARY SECTOR											
Extractive industry	33	106	202	263	401	521	630	505	359	353	30.0%
Growth (%)	-	218.7%	90.5%	30.6%	52.2%	30.0%	21.0%	-19.9%	-28.8%	-1.8%	
Manufacturing	102	124	174	247	291	359	422	515	546	519	19.8%
Growth (%)	-	21.8%	40.0%	42.2%	17.8%	23.2%	17.8%	21.9%	6.0%	-4.9%	
Electricity/ gas and water	14	17	18	22	30	35	38	45	48	53	15.5%
Growth (%)	-	17.5%	4.2%	26.9%	35.6%	16.9%	7.1%	19.6%	6.2%	9.6%	
Construction and public works	68	84	103	125	146	193	228	279	265	175	11.1%
Growth (%)	-	24.1%	22.4%	21.0%	16.6%	32.1%	18.2%	22.4%	-4.7%	-34.1%	
TERTIARY SECTOR											
Trade/restaurants/ hotels	184	202	232	249	311	415	565	658	571	583	13.7%
Growth (%)	-	10.2%	14.8%	7.3%	24.6%	33.5%	36.1%	16.6%	-13.3%	2.2%	
Transportation/ warehouse/ communication	78	90	104	119	129	147	231	249	232	215	12.0%
Growth (%)	-	16.0%	15.1%	15.2%	8.0%	14.4%	56.6%	7.8%	-7.0%	-7.0%	
Bank/insurance/ real estate/ services rendered to undertakings	168	190	248	285	355	397	455	470	491	383	9.6%
Growth (%)	-	13.5%	30.3%	14.9%	24.6%	11.7%	14.7%	3.3%	4.3%	-21.9%	
Furnishing services to community and personal services	11	18	23	28	35	39	46	54	56	59	20.1%
Growth (%)	-	54.9%	30.9%	22.3%	23.2%	13.9%	17.8%	16.6%	4.3%	4.3%	
PUBLIC ADMINISTRATION	129	175	206	247	314	388	434	453	461	438	14.5%
Growth (%)	-	35.0%	17.7%	20.3%	27.1%	23.4%	11.9%	4.2%	1.9%	-5.0%	
Total	1,146	1,410	1,797	2,173	2,618	3,195	3,839	4,135	4,005	3,732	14.0%
Growth (%)	-	23.1%	27.4%	20.9%	20.5%	22.0%	20.2%	7.7%	-3.2%	-6.8%	
Income/Capita (1,000 F.CFA)	134	168	209	246	289	337	386	395	381	334	10.7%
Growth (%)		25.4%	24.4%	17.7%	17.5%	16.6%	14.5%	2.3%	-3.5%	-12.3%	

Sources: (1) Comtes Nationaux du Cameroun (Version SCN), Resultats 1985/86, Projection 1986/87 et 1987/88, January 1989.

(2) Note Annuelle de Statistique, 1987/88.

Note: Note:Income/Cp means income per capita.

表5 カメルーンの家財政

Government Receipts /Expenditure :									
(F.CFA billion)									
Item	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989(*)	1990(*)
Budget scale in receipts	310.0	410.0	520.0	620.0	740.0	800.0	650.0	600.0	600.0
1. Expenditures	445.7	638.0	742.5	855.2	897.8	879.5	-	629.4	606.7
Regular and development	445.6	546.7	700.7	813.8	882.1	908.4	-	625.9	605.1
Lending minus repayment	0.1	91.3	41.8	41.4	15.7	(28.9)	-	3.5	1.6
2. Receipts	390.4	671.9	795.4	885.7	923.9	742.8	-	524.7	454.1
Revenue	390.4	612.3	790.5	885.6	919.1	742.8	-	524.7	454.1
Grants	0.0	59.6	4.9	0.1	4.8	0.0	-	0.0	0.0
3. Surplus (+) or Deficit (-)	(55.3)	33.9	52.9	30.5	26.1	(136.7)	-	(104.7)	(152.6)
4. Source of Financing	-	(33.9)	(53.0)	(30.5)	(26.1)	136.7	-	104.7	152.6
Domestic loan	-	(56.5)	(88.7)	(63.4)	(70.0)	73.1	-	6.5	15.6
Foreign loan	-	22.6	35.7	32.9	43.9	63.6	-	98.2	137.0
5. Cash Balance	-	0.0	(0.1)	0.0	0.0	0.0	-	0.0	0.0

Source: International Financial Statistics, September 1989.

(*): Tableau de Bord des Finances Publique, 1988/89, 1989/90.

Note : - Lack of data.

(*) means temporary estimates.

SONEL Revenue /Expenditure (For reference) :

Item	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Revenue	28.9	-	38.6	43.1	48.6	54.6	55.6	53.9	61.7
Expenditure	29.1	-	40.0	42.7	47.8	54.4	54.5	56.0	55.8
(% to 1. above)	6.5	(-)	5.4	5.0	5.3	6.2	(-)	8.9	9.2
Cash Balance	(0.2)	-	(1.4)	0.4	0.8	0.2	1.1	(-2.1)	5.9

Source : Compte Rendu de Gestion 1975/76 - 1989/90

表6 環境チェックリスト

公 害	チェック項目	大	小	無	不明	問 題 点	講じられる予定の対策及び対応方針	備 考	
自 然 環 境 問 題	1. 貯水池及び下流の水質(水温を含む)の悪化			○				流れ込み式発電の為、貯水池の水の循環が容易に行なわれ、水質悪化の心配は少ない	
	1. 生態系への影響 2. 景観への影響	○	○			水没面積は19km ² 。これにより熱帯雨林の一部が水没。 ダム下流のメンベレ滝の流量低下	ダム建設による水位上昇は約10m。生態系への影響はわずかである。 ダム直下及び滝上流に二つの支流Najojo及びBiwomeがNiem川に合流(平均流量26m ³ /s)、流量低下を抑える。 又、ダムに維持放流設備を備える。	現在、現場は辺りな所に有り交通の便も悪く、滝の観光を兼ねた旅行者は非常に限られている。	
社 会 環 境 問 題	1. 歴史的・文化的遺産への影響			○					
	2. 既設インフラストラクチャへの影響			○					
	3. 住民移転等		○			住民移転は9個。耕作地の水没面積が約100haとなる。	移転及び耕作地の補償を行なう。補償金と代替地を与えるものとする。補償費は約4.5千万円。		
	4. 交通への影響		○			既存の道路及び橋(スパン10m以下)が二箇所水没。 Nyabessan村と対岸との丸木船による交通	水没箇所の道路盤を盛り上げ、橋の付け替えを行なう。 ダムの堤頂の道路を使用。	交通はダム建設により向上する	
	5. 他の下流水利用への影響			○					発電に使われた水は4km下流で本流に戻される。この間、民家や水の利用者は存在しない。
	6. マラリア等の虫及び水を媒体とする病気の発生		○			今回の調査において、医療及び動物医学的見地から注視すべき昆虫の存在が確認された。即ちオゾンコセルガ症の媒体であるハブヨ(Simulies)、マラリアの媒体であるハマダラ蚊及び眠り病(トリパノソーマ)の媒体であるツェツェ蠅である。	これらの病気の病気については、地域的戦略として媒体撲滅キャンペーンをはる事が重要となる。これには、住民に対する衛生及び保健教育も含まれる。		
そ の 他	1. 建設工事中の環境影響		○			建設予定地には民家はなく、住民への影響は少ない。但し、機材運搬の際、既存道路沿いの住民に騒音、振動等の迷惑をかけることが予想される。	建設に先立ち、既存道路の拡大幅、整備が行なわれる。又、民家近くでの車両制限スピードを設け、振動・騒音を抑える。		
	2. 環境モニタリング		○				衛生環境についてのモニタリングは重要		

表7 既設発電所 (1/4)
(As of end of 1991)

(I) South Interconnected Network

Name	Installed Capacity (MW)	Year of Commissioning
(A) Hydro Power Plants		
1. Edea		
a) No. I:	34.160	
- 2 x 11.360 MW		1953
- 1 x 11.440 MW		1958
b) No. II:	124.950	
- 6 x 20.825 MW		1973
c) No. III:	104.125	
- 2 x 20.825 MW		1973
- 2 x 20.825 MW		1975
- 1 x 20.825 MW		1976
Sub-total	263.235	
2. Song Loulou		
- 4 x 48.450 MW	387.600	1981
- 2 x 48.450 MW		1987
- 1 x 48.450 MW		1988
- 1 x 48.450 MW		1989
Total of hydro	650.835	
(B) Thermal Power Plants (Diesel only)		
	(Standby) (MW)	(Autonomous) (MW)
1. Littoral and South regions		
a) Bafoussarn	10.000	-
b) Douala (Bassa I & II)	15.160	-
c) Kribi	0.400	-
d) Nkongsamba	1.162	-
e) Campo	-	0.136
f) Mape	-	0.716
g) Messondo	-	0.112
h) Mouanko	-	0.096
i) Nkondjock	-	0.240
Sub-total	26.722 (12.410)	1.300 (0.594)

表7 既設発電所 (2/4)
(As of end of 1991)

	(Standby) (MW)	(Autonomous) (MW)
2. Central, South and East regions		
a) Ebolowa	1.200	-
b) Mvomeka'a	0.495	-
c) Sangmelima	1.021	-
d) Yaounde (Mefou)	10.280	-
e) Abong-Mbang	-	0.875
f) Ambam	-	0.372
g) Batouri	-	0.729
h) Bertoua	-	2.270
i) Betare-Oya	-	0.126
j) Djoum	-	0.152
k) Edom	-	0.200
l) Yokadouma	-	0.326
Sub-total	12.996 (7.982)	5.050 (3.764)
3. North-west and South-west regions		
a) Bakebe	0.025	-
b) Bamenda	0.340	-
c) Bota	2.478	-
d) Kumba	0.180	-
e) Kumbo	0.400	-
f) Nkambe	0.256	-
g) Mundemba	-	0.197
h) Wum	-	0.192
Sub-total	3.679 (2.294)	0.389 (0.368)
Total of thermal	43.397 (22.686)	6.739 (4.726)

Note:

- 1) Standby units in thermal (diesel) power plants mean the ones connected to the interconnected network but the autonomous units are yet to be connected to it like isolated system.
- 2) Figures shown in parentheses mean the present guarantee of their output.
- 3) In the East region, Kadey HEPP is expected to be commissioned in 1995/96.

表7 既設発電所 (3/4)

(II) North Interconnected Network

Name	Installed Capacity (MW)	Year of Commissioning
(A) Hydro Power Plants		
1. Lagdo	72.000	
- 4 x 18.000 MW		1983
Total of hydro	72.000	
(B) Thermal Power Plants (Diesel only)		
	(Standby) (MW)	(Autonomous) (MW)
1. Garoua region		
a) Garoua	19.942	-
b) Guider	0.200	-
c) Yagoua	1.200	-
d) Maroua	1.900	-
e) Kousseri	-	1.424
f) Poli	-	0.236
Sub-total	23.242 (16.842)	1.670 (1.152)
2. Ngaoundere region		
a) Ngaoundere	-	4.400
b) Meiganga	-	0.600
c) Touboro	-	0.184
d) Tignere	-	0.152
e) Banyo	-	0.512
f) Tibati	-	0.392
Sub-total	- (-)	6.240 (4.664)
Total of thermal	23.242 (16.842)	7.910 (5.816)

Note:

- 1) North network is expected to be interconnected with the South interconnected network in future, but its timing is yet unknown.
- 2) Stand-by units in thermal (diesel) power plants mean the ones connected to the interconnected network and the autonomous units are yet to be connected to it.
- 3) Figures shown in parentheses mean guarantees of their output.

表7 既設発電所 (4/4)

(III) Summary

Particulars	Installed Capacity (MW)
(A) Hydro Power Plants	
1) South network	650.835
2) North network	72.000
Total	722.835
(B) Thermal Power Plants	
1) South network	
a) Standby in the network	42.934 (22.686)
b) Autonomous	6.727 (4.726)
Sub-total	49.661 (27.412)
26.722 (12.410)	
2) North network	
a) Standby in the network	23.242 (16.842)
b) Autonomous	7.910 (5.816)
Sub-total	31.152 (21.994)
Total	80.813 (49.406)
Grand-total	803.648

Note:

- 1) Figures shown in parentheses mean guarantees of their output.

表8 消費者別年間電力消費量

(I) By Consumer Category

						(Unit:GWh)
Year	HT Consumers	MT Consumers	LT Consumers	Totals	Increase Rate (%)	
1975/76	985.4	164.4	148.7	1,298.5	-	
76/77	909.5	188.6	166.9	1,265.0	-2.6	
77/78	807.4	212.4	189.7	1,209.5	-4.4	
78/79	835.8	261.2	220.8	1,317.8	9.0	
79/80	759.8	279.9	255.5	1,295.2	-1.7	
80/81	952.4	302.7	282.2	1,537.3	18.7	
81/82	1,352.8	314.3	350.6	2,017.7	31.2	
82/83	1,265.1	368.3	393.8	2,027.2	0.5	
83/84	1,186.2	380.3	395.1	1,961.6	-3.2	
84/85	1,285.6	435.9	439.6	2,161.1	10.2	
85/86	1,296.5	472.1	478.6	2,247.2	4.0	
86/87	1,174.7	488.5	533.7	2,196.9	-2.2	
87/88	1,240.1	482.0	550.8	2,272.9	3.5	
88/89	1,368.9	482.3	545.0	2,396.2	5.4	
89/90	1,385.1	475.4	547.9	2,408.4	0.5	
90/91	1,381.6	396.5	573.5	2,351.6	-2.4	
(Share 90/91)	(58.8%)	(16.8%)	(24.4%)	(100%)		
Average growth: rate (last 10 years)	3.8%	2.7%	7.3%	4.3%	(80/81-90/91)	

(II) By HT Consumers

Year	Alucam	Socatral	Cellu-cam	Cimen-cam	*Sonara **Cicam	Total
1979/80	736.2	14.8	8.9	-	-	759.9
80/81	861.6	14.7	72.9	-	*3.2	952.4
81/82	1,264.6	12.0	67.7	-	*8.6	1,352.8
82/83	1,174.9	12.5	53.9	17.8	*6.0	1,265.1
83/84	1,125.2	13.6	11.8	29.1	*6.4	1,186.2
84/85	1,221.9	13.2	9.9	32.5	*8.1	1,285.6
85/86	1,228.9	14.5	8.9	36.4	*7.7	1,296.5
86/87	1,113.4	14.0	4.6	35.1	*7.5	1,174.7
87/88	1,188.0	10.5	3.8	30.7	*7.1	1,240.1
88/89	1,315.5	11.4	3.4	28.1	*10.6	1,368.9
89/90	1,316.3	11.8	2.9	27.8	**26.2	1,385.1
90/91	1,317.8	12.5	2.7	26.1	**22.4	1,381.6
Share(90/91)	95.4%	0.9%	0.2%	1.9%	1.6%	100%
Average growth rate: (82/83 - 90/91)	1.4%	0.0%	-31.2%	4.9%	** -14.5%	1.1%

* South interconnected system
 ** North interconnected system

(Source : SONEL)

表9 年間発生電力量及び消費量

1. All Consumers (LT + MT + HT Consumers)

Year	Total Production (GWh)	Total Consumption (GWh)	Loss of Energy	
			(GWh)	(%)
1975/76	1,341.1	1,298.4	42.7	3.3
76/77	1,310.6	1,265.0	45.6	3.6
77/78	1,276.1	1,209.5	66.6	5.5
78/79	1,384.8	1,317.8	67.0	5.1
79/80	1,387.9	1,295.2	91.7	7.1
80/81	1,655.1	1,537.3	117.8	7.7
81/82	2,147.6	2,017.7	129.9	6.4
82/83	2,160.5	2,027.2	133.3	6.6
83/84	2,156.6	1,961.6	195.0	9.9
84/85	2,383.3	2,161.1	222.2	10.3
85/86	2,496.9	2,247.2	249.7	11.1
86/87	2,461.0	2,196.9	264.1	12.0
87/88	2,553.9	2,272.9	281.0	12.4
88/89	2,690.2	2,396.2	294.0	12.3
89/90	2,702.3	2,408.5	293.8	12.2
90/91	2,707.7	2,351.6	356.1	13.2

(Source : SONEL)

2. Breakdown by Public Sectors / HT Consumers

Year	Public Sector (LT + MT Consumers)			HT Consumers		
	Energy Production (GWh)	Energy Consumption (GWh)	Loss of Energy (%)	Energy Production (GWh)	Energy Consumption (GWh)	Loss of Energy (%)
1979/80	594.9	535.4	10.0	793.0	759.9	4.2
80/81	666.2	585.0	12.2	988.9	952.4	3.7
81/82	749.8	664.9	11.3	1,397.8	1,352.8	3.2
82/83	852.8	762.1	10.6	1,307.7	1,265.1	3.3
83/84	949.9	775.4	18.4	1,206.7	1,186.2	1.7
84/85	1,076.2	875.4	18.6	1,307.1	1,285.6	1.6
85/86	1,176.6	946.1	19.6	1,320.3	1,296.5	1.8
86/87	1,251.8	1,022.2	18.3	1,209.1	1,174.7	2.9
87/88	1,292.5	1,032.8	20.1	1,261.4	1,240.1	1.7
88/89	1,299.1	1,027.3	20.9	1,391.1	1,368.9	1.6
89/90	1,309.4	1,023.3	21.8	1,392.9	1,385.1	0.6
90/91	1,310.2	970.0	26.0	1,397.5	1,381.6	0.9

Note: Estimated by subtracting the public sector production from total production

表10 修正電力需要予測
(Medium Forecast Scenario by Micro Method)

South Interconnection Network

Year	Public Sector				Industrial Sector		Total		
	Energy Production (GWh)	Average Power (MW)	Load Factor (%)	Peak Power (MW)	Energy Production (GWh)	Peak Power (MW)	Energy Production (GWh)	Peak Power (MW)	Load Factor (%)
1988/89	1174.0	134.0	59.9	223.8	1391.1	166.0	2565.1	389.8	75.1
1989/90	1190.4	135.9	60.9	223.2	1366.7	168.0	2557.1	391.2	74.6
1990/91	1193.3	136.2	60.8	224.0	1375.1	166.0	2568.4	390.0	75.2
1991/92	1237.2	141.2	60.5	233.4	1375.1	166.0	2612.3	399.4	74.7
1992/93	1283.9	146.6	60.5	242.3	1375.1	166.0	2659.0	408.3	74.4
1993/94	1332.8	152.2	60.5	251.5	1375.1	166.0	2707.9	417.5	74.0
1994/95	1384.1	158.0	60.5	251.2	1375.1	166.0	2759.2	427.2	73.7
1995/96	1437.8	164.1	60.5	271.3	1375.1	166.0	2812.9	437.3	73.4
1996/97	1494.1	170.6	60.5	281.9	1375.1	166.0	2869.2	447.9	73.1
1997/98	1553.0	177.3	60.5	293.0	1375.1	166.0	2928.1	459.0	72.8
1998/99	1614.9	184.3	60.5	304.7	1375.1	166.0	2990.0	470.7	72.5
1999/00	1679.7	191.7	60.5	316.9	1375.1	166.0	3054.8	482.9	72.2
2000/01	1745.9	199.3	60.5	329.4	1375.1	166.0	3121.0	495.4	71.9
2001/02	1810.9	206.7	60.5	341.7	1375.1	166.0	3186.0	507.7	71.6
2002/03	1878.9	214.5	60.5	354.5	1375.1	166.0	3254.0	520.5	71.4
2003/04	1950.1	222.6	60.5	368.0	1375.1	166.0	3325.2	534.0	71.1
2004/05	2024.6	231.1	60.5	382.0	1375.1	166.0	3399.7	548.0	70.8
2005/06	2102.6	240.0	60.5	396.7	1375.1	166.0	3477.7	562.7	70.5
2006/07	2184.4	249.4	60.5	412.2	1375.1	166.0	3559.5	578.2	70.3
2007/08	2270.1	259.1	60.5	428.3	1375.1	166.0	3645.2	594.3	70.0
2008/09	2359.9	269.4	60.5	445.3	1375.1	166.0	3735.0	611.3	69.8
2009/10	2454.2	280.2	60.5	463.1	1375.1	166.0	3829.3	629.1	69.5
2010/11	2553.0	291.4	60.5	481.7	1375.1	166.0	3926.1	647.7	69.2
2011/12	2656.8	303.3	60.5	501.3	1375.1	166.0	4031.9	667.3	69.0
2012/13	2765.8	315.7	60.5	521.9	1375.1	166.0	4140.9	687.9	68.7
2013/14	2880.2	328.8	60.5	543.4	1375.1	166.0	4255.3	709.4	68.5
2014/15	3000.4	342.5	60.5	566.1	1375.1	166.0	4375.5	732.1	68.2

Note: 1) In this table, a revised load factor (60%) is used for Public Sector as constant in consideration of past tendency.
2) Guaranteed power supply for Industrial Sector: see table 4.5.3:

表11 事業費 (1/2)

Work Descriptions	Qty Unit	Unit Price (FCFA)	Quantity	Foreign Currency		Local Currency		Total Amount (Mill. FCFA)	Total Amount (Mill. US\$)
				Unit Price (FCFA)	Amount (Mill. FCFA)	Unit Price (FCFA)	Amount (Mill. FCFA)		
I Preparatory Works (20% of II)					5,057.6		2,167.6	7,225.1	26.700
II Civil Works					30,646.1		6,579.2	36,125.2	133.500
1. River Diversion					182.0		40.0	222.0	0.620
Coffering & coffer removal	m3	3,100	71,800	2,542	182.0	558	40.0	222.0	0.620
2. Main Dam					2,161.2		442.6	2,604.0	9.623
Common excavation	m3	1,100	262,400	935	245.3	185	43.3	288.6	1.067
Riprap	m3	2,500	75,900	2,050	155.6	450	34.2	189.8	0.701
Transition	m3	4,200	49,300	3,444	169.8	756	37.3	207.1	0.765
Filter	m3	4,200	84,800	3,444	292.1	756	64.1	356.2	1.316
Impervious	m3	2,000	673,200	1,640	1,104.0	360	242.4	1,346.4	4.976
Foundation treatment	m	40,000	5,400	36,000	184.4	4,000	21.6	216.0	0.798
3. Spillway					5,449.3		1,036.4	6,485.7	23.666
Common Excavation	m3	1,100	5,600	935	5.4	185	1.0	6.4	0.024
Rock Excavation	m3	3,500	17,400	3,010	52.4	490	6.5	60.9	0.225
Concrete	m3	71,000	90,400	59,640	5,391.5	11,360	1,026.9	6,418.4	23.719
4. Intake					3,183.6		569.0	3,772.6	13.642
Common Excavation	m3	1,100	515,000	935	481.5	165	65.0	546.5	2.093
Rock Excavation	m3	3,500	129,000	3,010	388.3	490	63.2	451.5	1.669
Concrete	m3	71,000	38,800	59,640	2,314.0	11,360	440.8	2,754.8	10.160
5. Headrace Channel					4,224.1		779.0	5,003.1	18.469
Common excavation	m3	1,100	767,000	935	717.1	185	126.6	843.7	3.116
Rock excavation	m3	3,500	426,000	3,010	1,282.3	490	208.7	1,491.0	5.510
Riprap	m3	2,500	28,000	2,050	57.4	450	12.6	70.0	0.259
Transition	m3	4,200	53,000	3,444	182.5	756	40.1	222.6	0.823
Soil embankment	m3	2,000	272,000	1,640	446.1	360	97.9	544.0	2.010
Concrete	m3	71,000	25,600	59,640	1,536.7	11,360	293.1	1,631.8	6.769
6. Headpond Dam					470.9		93.2	564.1	2.065
Common excavation	m3	1,100	97,000	935	90.7	185	16.0	106.7	0.394
Riprap	m3	2,500	15,810	2,050	32.4	450	7.1	39.5	0.146
Transition	m3	4,200	6,200	3,444	21.4	756	4.7	26.0	0.096
Filter	m3	4,200	21,400	3,444	73.7	756	18.2	89.9	0.332
Impervious	m3	2,000	119,000	1,640	195.2	360	42.8	238.0	0.860
Foundation treatment	m	40,000	1,600	36,000	57.6	4,000	6.4	64.0	0.237
7. Penstock Intake					2,589.7		489.8	3,079.5	11.360
Common excavation	m3	1,100	45,000	935	42.1	185	7.4	49.5	0.183
Rock excavation	m3	3,500	34,000	3,010	102.3	490	16.7	119.0	0.440
Concrete	m3	71,000	41,000	59,640	2,445.2	11,360	465.8	2,911.0	10.758
8. Penstocks					319.1		52.7	371.9	1.374
Common excavation	m3	1,100	6,500	935	6.1	185	1.1	7.2	0.026
Tunnel excavation	m3	7,000	14,600	6,160	89.9	840	12.3	102.2	0.378
Tunnel concrete	m3	75,000	3,500	63,750	223.1	11,250	39.4	262.5	0.970
9. Power Station					4,280.2		759.8	5,040.1	18.625
Common excavation	m3	1,100	36,000	935	33.7	185	5.9	39.6	0.146
Rock excavation	m3	3,500	6,700	3,010	20.2	490	3.3	23.5	0.087
Shaft excavation	m3	6,000	190,500	5,280	1,005.8	720	137.2	1,143.0	4.224
Concrete	m3	71,000	54,000	59,640	3,220.6	11,360	613.4	3,834.0	14.169
10. Surge Tunnel / Chamber					687.1		173.4	1,160.5	4.289
Common excavation	m3	1,100	3,000	935	2.8	185	0.5	3.3	0.012
Shaft excavation	m3	7,000	43,600	6,160	268.6	840	36.6	305.2	1.128
Concrete	m3	71,000	12,000	59,640	715.7	11,360	136.3	852.0	3.149
11. Tailrace Tunnels					5,073.6		830.2	5,904.0	21.816
Tunnel excavation	m3	7,000	264,000	6,160	1,626.2	840	221.8	1,848.0	6.829
Tunnel concrete	m3	78,000	52,000	66,300	3,447.6	11,700	608.4	4,056.0	14.989
12. Tailrace Outlet					1,624.7		292.7	1,917.4	7.086
Common excavation	m3	1,100	80,400	935	75.2	185	13.3	88.4	0.327
Rock excavation	m3	3,500	187,600	3,010	564.7	490	91.9	656.6	2.426
Soil embankment	m3	2,000	4,000	1,700	6.8	300	1.2	8.0	0.030
Concrete	m3	71,000	16,400	59,640	978.1	11,360	186.3	1,164.4	4.303

表11 事業費 (2/2)

Work Descriptions	Qty Unit	Unit Price (FCFA)	Quantity	Foreign Currency		Local Currency		Total Amount (Mill. FCFA)	Total Amount (Mill. US\$)
				Unit Price (FCFA)	Amount (Mill. FCFA)	Unit Price (FCFA)	Amount (Mill. FCFA)		
II Hydro-mechanical Equipment					7,132.0		535.8	7,668.8	28,340
1. Spillway					1,724.2		129.8	1,854.0	6,651
Spillway Gates	ton	2,400,000	471	2,232,000	1,051.3	168,000	79.1	1,130.4	4,177
Sand Sluice Gate	ton	2,400,000	148	2,232,000	325.9	168,000	24.5	350.4	1,295
Stoplogs	ton	2,400,000	154	2,232,000	343.7	168,000	25.9	369.6	1,366
Monorail Crane	kg	2,510	1,355	2,335	3.2	175	0.2	3.4	0.013
2. Intake					1,558.4		117.3	1,675.8	6,193
Trash Racks	ton	1,800,000	116	1,674,000	194.2	126,000	14.6	208.8	0.772
Intake Gates	ton	3,000,000	334	2,780,000	831.9	210,000	70.1	1,002.0	3,703
Rakes		L.S.			116.2		8.8	125.0	0.462
Stoplogs	ton	2,400,000	0	2,232,000	0.0	168,000	0.0	0.0	0.000
Desilting System	ton	5,000,000	68	4,650,000	316.2	350,000	23.8	340.0	1,256
3. Penstock Intake					1,558.4		117.3	1,675.8	6,193
Trash Racks	ton	1,800,000	116	1,674,000	194.2	126,000	14.6	208.8	0.772
Intake Gates	ton	3,000,000	334	2,780,000	831.9	210,000	70.1	1,002.0	3,703
Rakes		L.S.			116.2		8.8	125.0	0.462
Stoplogs	ton	2,400,000	0	2,232,000	0.0	168,000	0.0	0.0	0.000
Desilting System	ton	5,000,000	68	4,650,000	316.2	350,000	23.8	340.0	1,256
4. Penstock					1,424.4		107.2	1,531.6	5,660
Penstock	ton	1,400,000	1,094	1,302,000	1,424.4	98,000	107.2	1,531.6	5,660
5. Powerhouse					273.4		20.6	294.0	1,066
Draft Gates	ton	3,000,000	98	2,780,000	273.4	210,000	20.6	294.0	1,066
6. Tailrace					593.2		44.6	637.8	2,357
Outlet Gates	ton	3,000,000	139	2,780,000	387.8	210,000	29.2	417.0	1,541
Stoplogs	ton	2,400,000	92	2,232,000	205.3	168,000	15.5	220.8	0.816
IV Electro-mechanical Equipment					26,615.0		7,010.0	33,625.0	124,261
1. Generating equipment	unit	L.S.			19,150.0		1,350.0	20,500.0	75,758
2. Transmission line system	m	42,400	285,000		7,465.0		5,660.0	13,125.0	48,503
V Engineering Services (10% of I + II + III + IV)					8,464.4		0.0	8,464.4	31,290
VI General Expenses (1% of I + II + III + IV)					0.0		846.4	846.4	3,128
VII Contingencies (20% of I + II + III + IV + V + VI)					15,563.0		3,228.0	18,791.0	69,442
Grand Total					93,378.0		19,368.0	112,746.0	418,632
Installed Capacity (MW)								4 x 50.3	
Annual Energy Production (GWh/yr)								1,140.0	
Annual Plant Factor								0.65	
Cost per kWh (FCFA/kWh)								97.7	
Cost per kW (1,000 FCFA/kW)								563.7	

Exchange Rate: US\$1 = FCFA270.6

表12 経済的事業費及び便益の年度別発生額

Unit: Mill. US\$

Year in order	Const- ruction Cost	Replace, O&M Cost	Total Cost	Benefit	Net Benefit (B - C)	Present Value		Notes
						Cost	Benefit	
1	9.137	0.000	9.137	0.000	-9.137	8.307	0.000	MVL-1 construction begins.
2	45.686	0.000	45.686	0.000	-45.686	37.757	0.000	
3	91.372	0.000	91.372	0.000	-91.372	68.649	0.000	
4	121.829	0.000	121.829	45.511	-76.318	83.211	31.085	
5	36.549	0.000	36.549	68.267	31.718	22.694	42.389	MVL-1 complete (Thermal-1 put)
6	0.000	3.273	3.273	39.934	36.661	1.847	22.541	
7	0.000	3.273	3.273	39.934	36.661	1.680	20.492	
8	0.000	3.273	3.273	39.934	36.661	1.527	18.629	
9	0.000	3.273	3.273	39.934	36.661	1.388	16.936	
10	56.040	3.273	59.313	85.445	26.133	22.868	32.943	MVL-2 construction begins.
11	56.040	3.273	59.313	108.201	48.888	20.789	37.924	MVL-2 complete (Thermal-2 put)
12	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	1.393	17.072	
13	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	1.266	15.520	
14	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	1.151	14.109	
15	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	1.047	12.827	
16	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.952	11.661	
17	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.865	10.601	
18	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.786	9.637	
19	0.000	4.372	4.372	99.092	94.720	0.715	16.202	
20	0.000	4.372	4.372	121.848	117.475	0.650	18.112	(Thermal-1 replaced)
21	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.591	7.240	
22	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.537	6.582	
23	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.488	5.984	
24	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.444	5.440	
25	0.000	4.372	4.372	99.092	94.720	0.404	9.146	
26	0.000	4.372	4.372	121.848	117.475	0.367	10.224	(Thermal-2 replaced)
27	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.334	4.087	
28	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.303	3.715	
29	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.276	3.378	
30	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.251	3.071	
31	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.228	2.791	
32	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.207	2.538	
33	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.188	2.307	
34	0.000	4.372	4.372	99.092	94.720	0.171	3.879	
35	0.000	4.372	4.372	121.848	117.475	0.156	4.336	(Thermal-1 replaced)
36	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.141	1.733	
37	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.129	1.576	
38	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.117	1.432	
39	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.106	1.302	
40	0.000	121.002	121.002	99.092	-21.910	2.674	2.189	G/E & Metal [MVL-1] replaced
41	0.000	4.372	4.372	121.848	117.475	0.088	2.447	(Thermal-2 replaced)
42	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.080	0.978	
43	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.073	0.889	
44	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.066	0.809	
45	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.060	0.735	
46	0.000	40.343	40.343	53.581	13.237	0.503	0.668	G/E & Metal [MVL-2] replaced
47	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.050	0.608	
48	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.045	0.552	
49	0.000	4.372	4.372	99.092	94.720	0.041	0.929	
50	0.000	4.372	4.372	121.848	117.475	0.037	1.038	(Thermal-1 replaced)
51	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.034	0.415	
52	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.031	0.377	
53	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.028	0.343	
54	0.000	4.372	4.372	53.581	49.208	0.025	0.312	
55	0.000	97.823	97.823	53.581	-44.242	0.517	0.283	Civil [MVL-1] replaced
Total						289.328	443.014	EIRR = 16.52%

Note: Total economic cost = Mill. US \$416.652

Installed capacity = 201.2 MW in total

Capital recovery factor = 0.1005

Annual cost = Mill. US \$29.087

B / C = 1.53 (Benefit-cost ratio)

B - C = Mill. US \$153.686

Unit energy cost = 2.9 US\$/kWh

Exchange rate: US \$1 = F.CFA270.6

Discount rate: 10.0%

MVL-1: Memvé Elé 1, MVL-2: Memvé Elé 2

Hydro's 95% dependable power = 201.2 MW (4.3 hours/day basis)

Alternative thermal capacity = 201.2 MW for MVL-1 and MVL-2

Alternative thermal cost = Mill. US \$113.779

Alternative thermal O&M cost = US \$22.60 /kWh/year

Primary energy value = US \$0.0769/kWh for Gas-turbine

Secondary energy value = US \$0.0340/kWh for Oil-fired

表13 財務キャッシュフロー

Unit: Mill. US\$

Year in order	Const- ruction Cost	Replace- ment Cost	O&M Cost	Total Cost	Benefit	B - C	Present Value	
							Cost	Benefit
1	9.137	0.000	0.000	9.137	0.000	-9.137	8.307	0.000
2	45.686	0.000	0.000	45.686	0.000	-45.686	37.757	0.000
3	91.372	0.000	0.000	91.372	0.000	-91.372	68.649	0.000
4	121.829	0.000	0.000	121.829	0.000	-121.829	83.211	0.000
5	36.549	0.000	0.000	36.549	0.000	-36.549	22.694	0.000
6	0.000	0.000	42.035	42.035	129.206	87.171	23.727	72.933
7	0.000	0.000	42.035	42.035	129.206	87.171	21.570	66.303
8	0.000	0.000	42.035	42.035	129.206	87.171	19.609	60.275
9	0.000	0.000	42.035	42.035	129.206	87.171	17.827	54.796
10	56.040	0.000	42.035	98.074	129.206	31.131	37.812	49.814
11	56.040	0.000	42.035	98.074	129.206	31.131	34.374	45.286
12	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	13.744	63.212
13	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	12.494	57.466
14	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	11.359	52.242
15	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	10.326	47.492
16	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	9.387	43.175
17	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	8.534	39.250
18	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	7.758	35.682
19	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	7.053	32.438
20	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	6.412	29.489
21	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	5.829	26.808
22	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	5.299	24.371
23	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	4.817	22.156
24	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	4.379	20.141
25	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	3.981	18.310
26	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	3.619	16.646
27	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	3.290	15.133
28	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	2.991	13.757
29	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	2.719	12.506
30	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	2.472	11.369
31	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	2.247	10.336
32	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	2.043	9.396
33	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	1.857	8.542
34	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	1.688	7.765
35	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	1.535	7.059
36	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	1.395	6.418
37	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	1.269	5.834
38	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	1.153	5.304
39	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	1.048	4.822
40	0.000	116.630	43.134	159.764	198.388	38.624	3.530	4.383
41	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.866	3.985
42	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.788	3.623
43	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.716	3.293
44	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.651	2.994
45	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.592	2.722
46	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.538	2.474
47	0.000	35.971	43.134	79.105	198.388	119.283	0.897	2.249
48	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.445	2.045
49	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.404	1.859
50	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.367	1.690
51	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.334	1.536
52	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.304	1.397
53	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.276	1.270
54	0.000	0.000	43.134	43.134	198.388	155.254	0.251	1.154
55	0.000	93.450	43.134	136.584	198.388	61.803	0.722	1.049
Total							527.917	1,034.252

Note: Total financial cost = Mill. US \$416.652

Electricity tariff = 49.5 F.CFA/kWh

US 1\$ = F. CFA270.6

Discount rate = 10.0%

O&M Cost consists of operation, maintenance and sub-transmission cost.

Sub-transmission cost is assumed 30% of annual revenue.

FIRR = 22.92%

表14 借款返济

Unit: Mill. US\$

Year in order	Repay- ment Cost	OMR Cost	Sub-trans- mission Cost	Total Expendi- ture	Annual Revenue	Balance	Cummulative Surplus
1							
2							
3							
4							
5							
6	51.20	3.27	37.04	91.51	123.48	31.96	31.96
7	49.53	3.27	37.04	89.85	123.48	33.63	65.59
8	47.87	3.27	37.04	88.18	123.48	35.29	100.88
9	46.21	3.27	37.04	86.52	123.48	36.95	137.84
10	44.54	3.27	37.04	84.86	123.48	38.62	176.45
11	42.88	3.27	37.04	83.19	123.48	40.28	216.74
12	41.22	4.37	56.30	101.89	187.68	85.79	302.53
13	39.55	4.37	56.30	100.23	187.68	87.45	389.98
14	37.89	4.37	56.30	98.57	187.68	89.12	479.10
15	58.50	4.37	56.30	119.18	187.68	68.50	547.60
16	56.11	4.37	56.30	116.79	187.68	70.90	618.50
17	53.71	4.37	56.30	114.39	187.68	73.29	691.79
18	51.32	4.37	56.30	111.99	187.68	75.69	767.48
19	48.92	4.37	56.30	109.60	187.68	78.09	845.56
20	46.52	4.37	56.30	107.20	187.68	80.48	926.05
21	39.53	4.37	56.30	100.21	187.68	87.47	1,013.52
22	37.69	4.37	56.30	98.37	187.68	89.32	1,102.84
23	35.84	4.37	56.30	96.52	187.68	91.16	1,194.00
24	34.00	4.37	56.30	94.68	187.68	93.01	1,287.00
25	32.15	4.37	56.30	92.83	187.68	94.85	1,381.86
26	21.17	4.37	56.30	81.85	187.68	105.83	1,487.69
27	20.24	4.37	56.30	80.92	187.68	106.76	1,594.45
28	19.31	4.37	56.30	79.99	187.68	107.70	1,702.15
29	18.38	4.37	56.30	79.06	187.68	108.63	1,810.78
30	15.35	4.37	56.30	76.03	187.68	111.65	1,922.43
31	14.67	4.37	56.30	75.35	187.68	112.33	2,034.76
32	13.99	4.37	56.30	74.67	187.68	113.01	2,147.78
33	13.31	4.37	56.30	73.99	187.68	113.69	2,261.47
34	12.63	4.37	56.30	73.31	187.68	114.37	2,375.84
35	7.92	4.37	56.30	68.60	187.68	119.08	2,494.93
36	2.68	4.37	56.30	63.36	187.68	124.33	2,619.25
37	2.60	4.37	56.30	63.28	187.68	124.40	2,743.66
38	2.52	4.37	56.30	63.20	187.68	124.48	2,868.14
39	2.44	4.37	56.30	63.12	187.68	124.56	2,992.70
40	2.36	121.00	56.30	179.67	187.68	8.01	3,000.71
41	2.29	4.37	56.30	62.96	187.68	124.72	3,125.43
42	2.21	4.37	56.30	62.88	187.68	124.80	3,250.23
43	2.13	4.37	56.30	62.81	187.68	124.88	3,375.11
44	2.05	4.37	56.30	62.73	187.68	124.96	3,500.07
45		4.37	56.30	60.68	187.68	127.01	3,627.07
46		4.37	56.30	60.68	187.68	127.01	3,754.08
47		40.34	56.30	96.65	187.68	91.03	3,845.11
48		4.37	56.30	60.68	187.68	127.01	3,972.12
49		4.37	56.30	60.68	187.68	127.01	4,099.13
50		4.37	56.30	60.68	187.68	127.01	4,226.13
51		4.37	56.30	60.68	187.68	127.01	4,353.14
52		4.37	56.30	60.68	187.68	127.01	4,480.14
53		4.37	56.30	60.68	187.68	127.01	4,607.15
54		4.37	56.30	60.68	187.68	127.01	4,734.15
55		97.82	56.30	154.13	187.68	33.56	4,767.71
56		4.37	56.30	60.67	187.68	127.01	4,894.72
57		4.37	56.30	60.67	187.68	127.01	5,021.73
58		4.37	56.30	60.67	187.68	127.01	5,148.73
59		4.37	56.30	60.67	187.68	127.01	5,275.74
60		4.37	56.30	60.67	187.68	127.01	5,402.75

Note: Exchange Rate: US \$1.00 = F. CFA270.6
 OMR: Operation, maintenance and replacement
 Sub-transmission cost is assumed 30% of annual revenue.

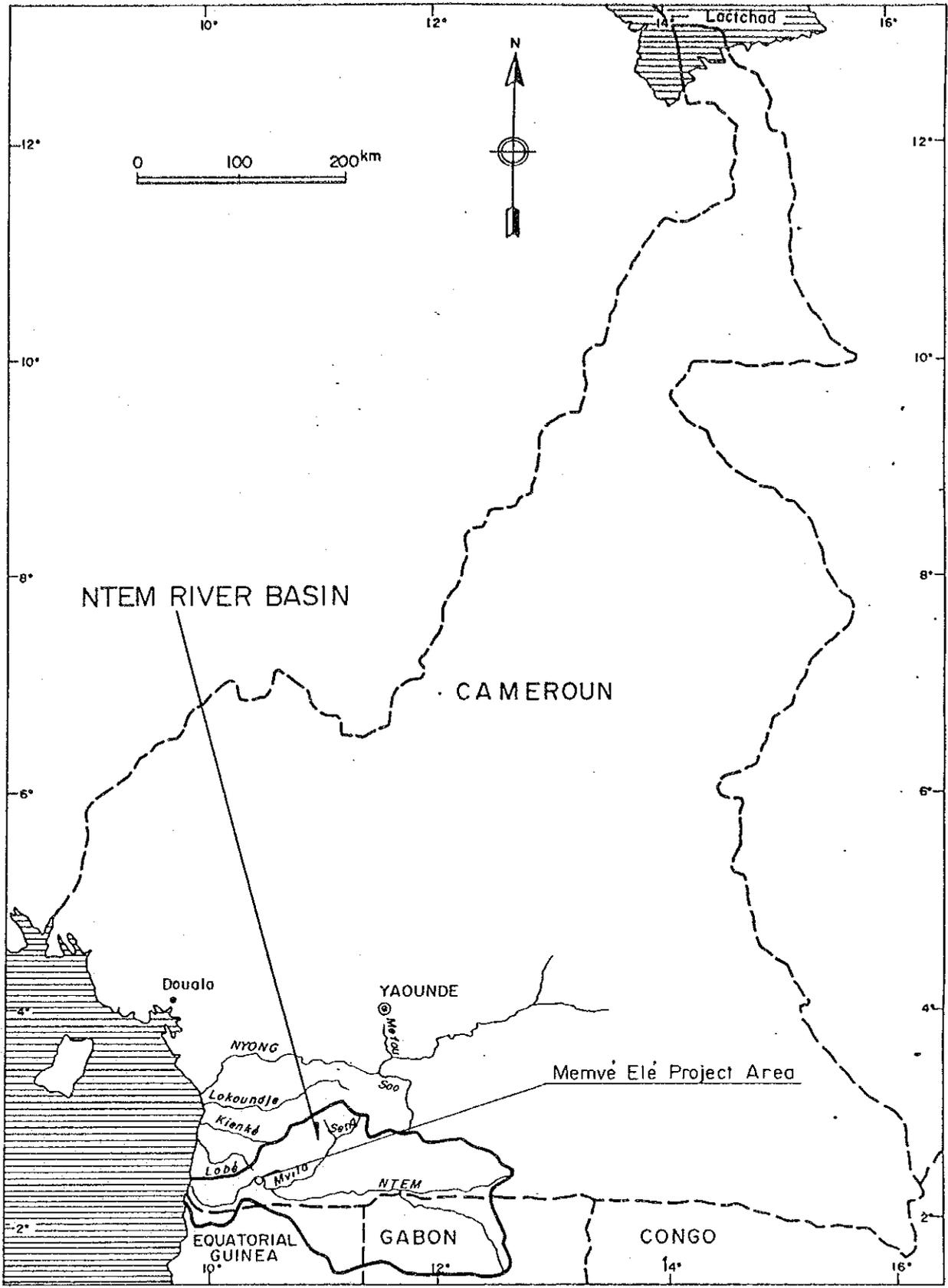
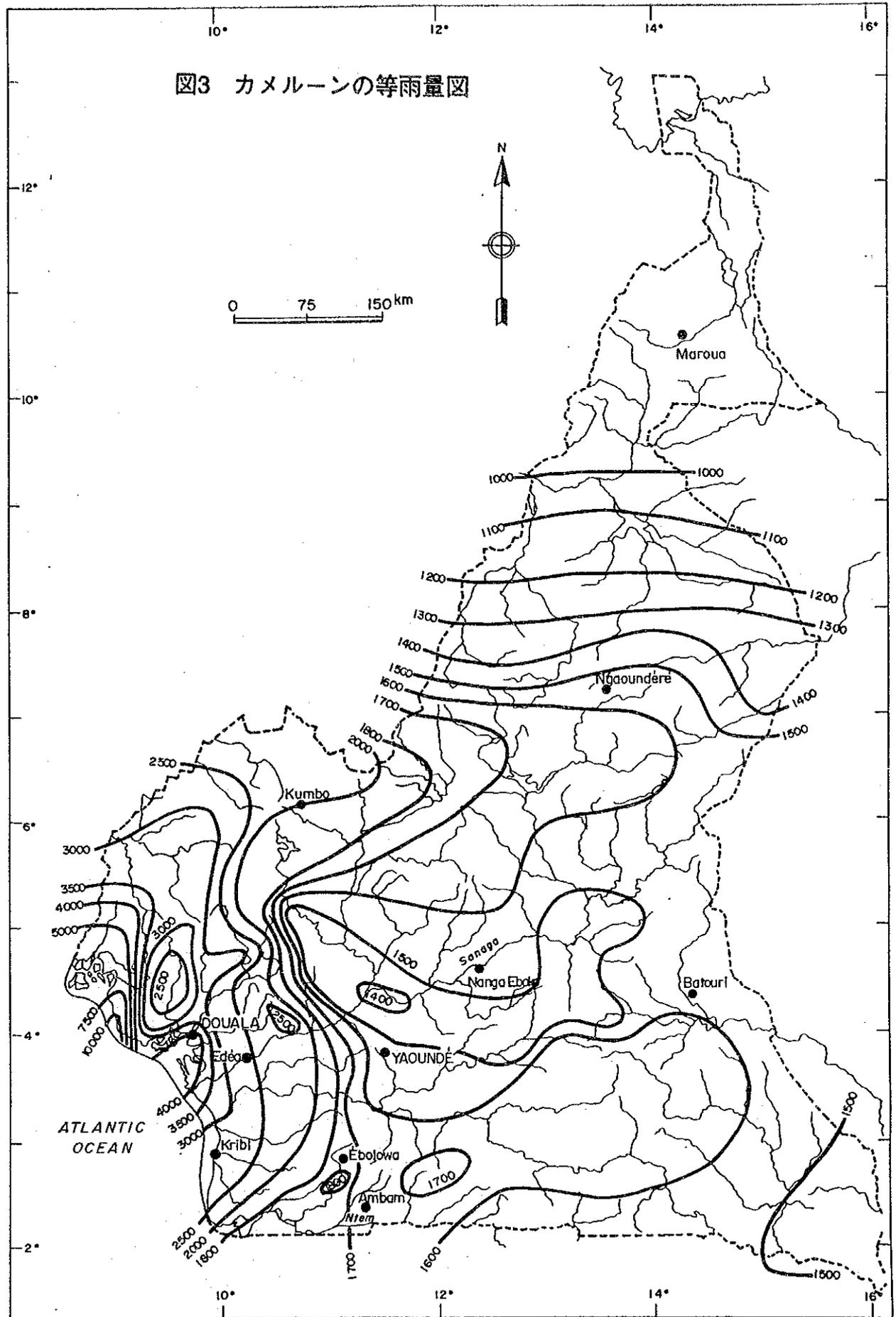


图1 位置图

図3 カメルーンの等雨量図



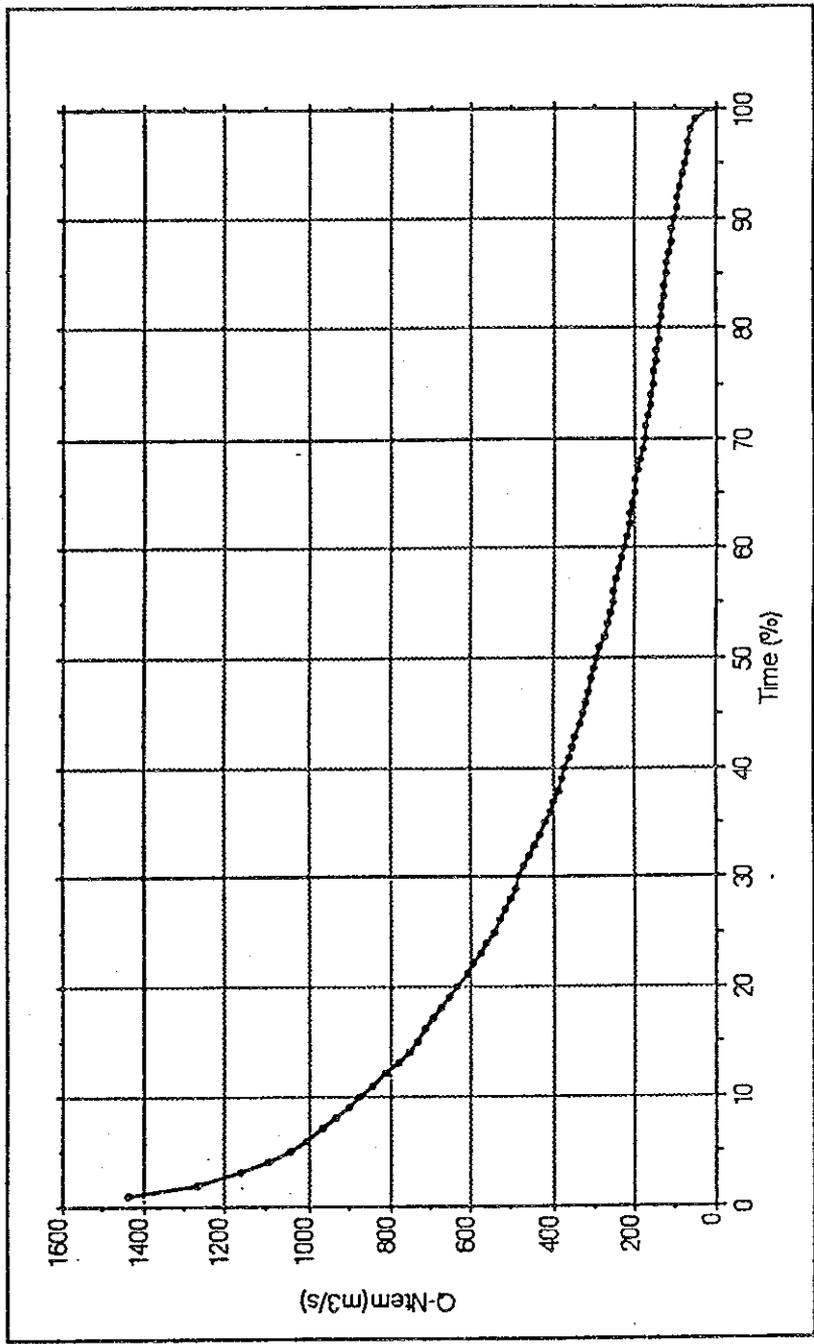


図4 ヌテム川流況況曲線

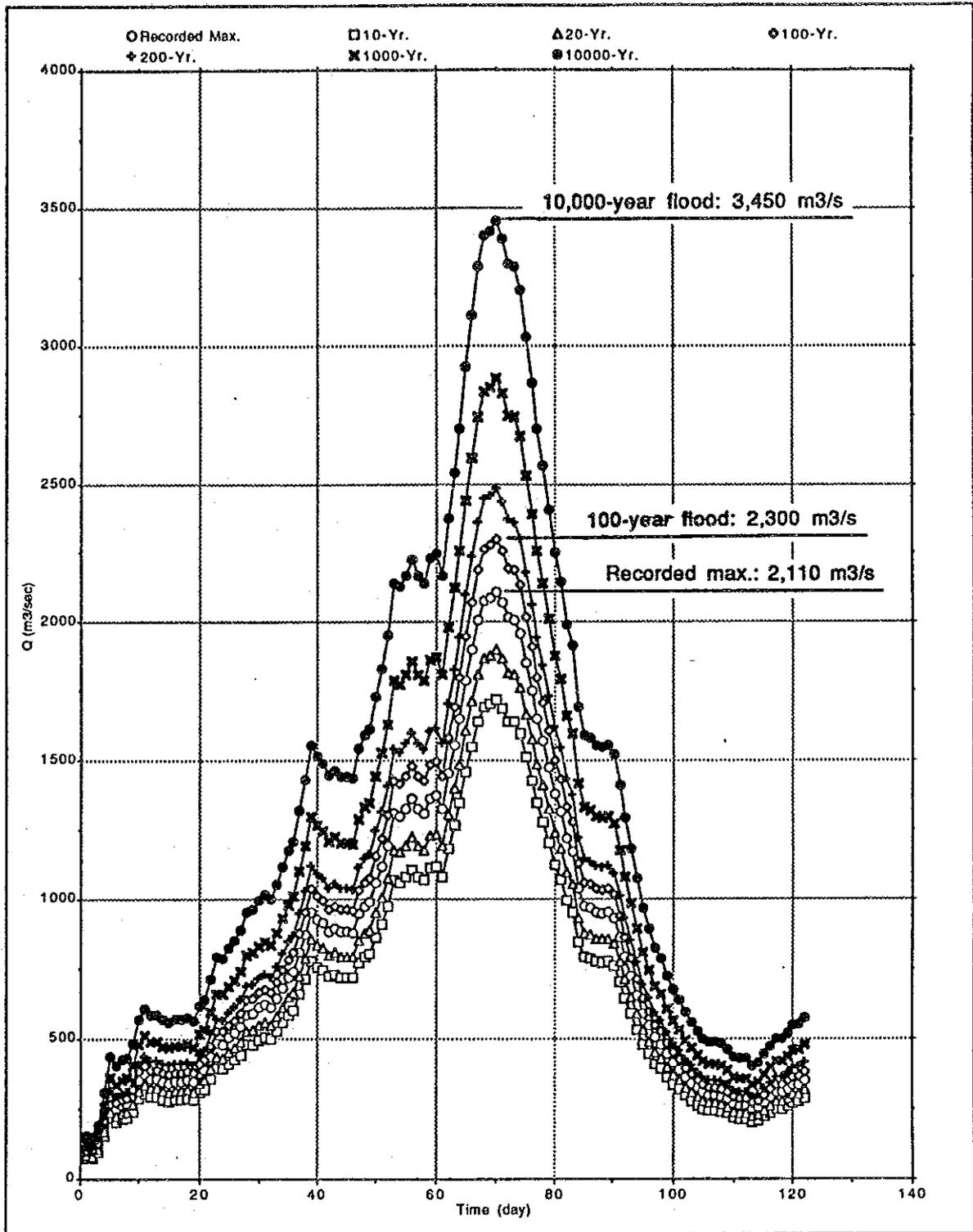
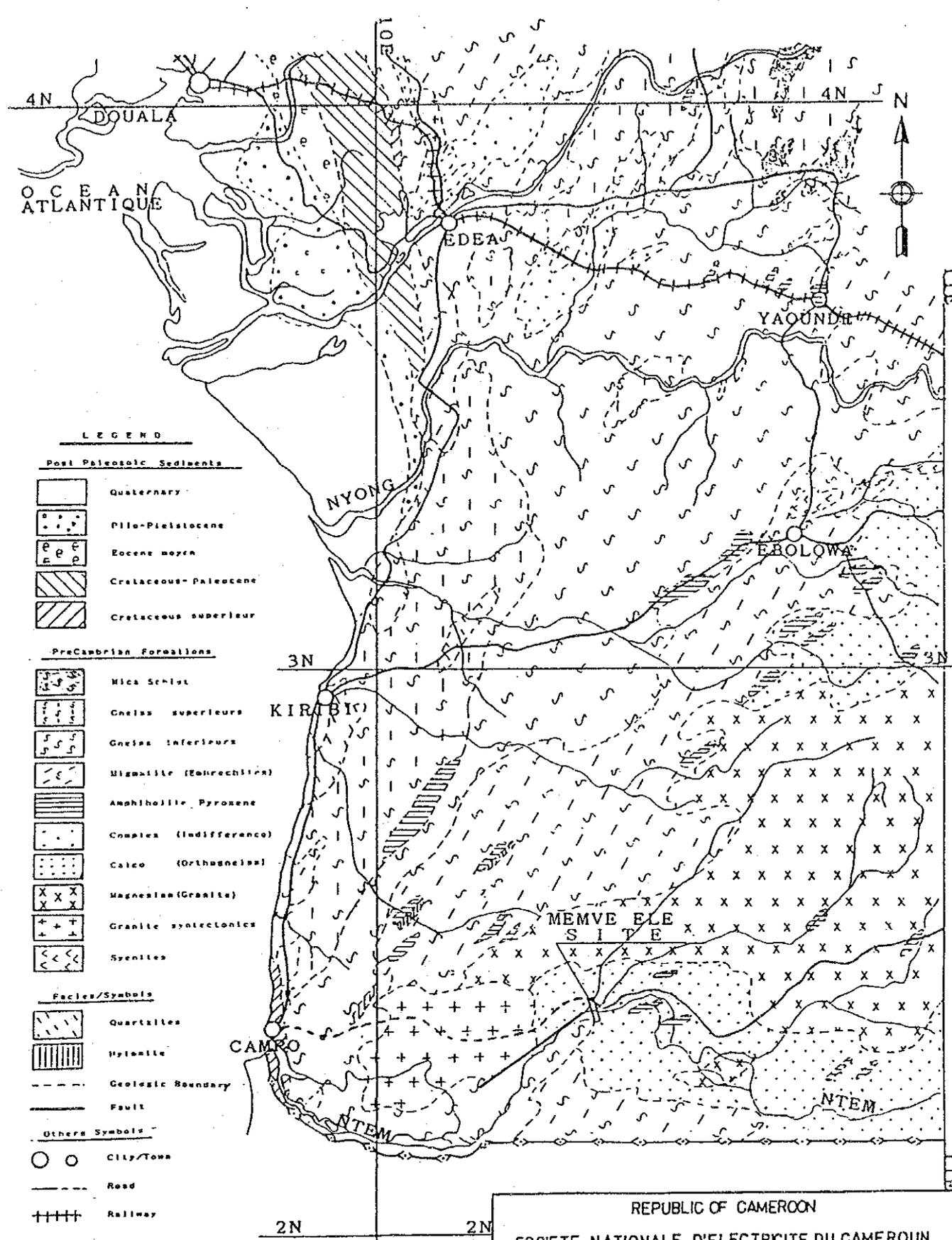
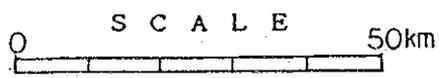


図5 確率洪水波形



- LEGEND**
- Post Paleozoic Sediments**
- Quaternary
 - Plio-Pleistocene
 - Eocene moyen
 - Crataceous-Paleocene
 - Crataceous superieur
- PreCambrian Formations**
- Mica Schist
 - Gneiss superieurs
 - Gneiss inferieurs
 - Migmatite (Ebnrechlina)
 - Amphibolite Pyroxene
 - Complex (Indifferance)
 - Calcic (Orthogneiss)
 - Magnealian (Granite)
 - Granite syntectonics
 - Syenites
- Facies/Symbols**
- Quartzites
 - Mylonite
 - Geologic Boundary
 - Fault
- Others Symbols**
- City/Town
 - Road
 - Railway



REPUBLIC OF CAMEROON			
SOCIETE NATIONALE D'ELECTRICITE DU CAMEROUN			
MEMVE ELE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY			
TITLE OF DRAWING		SCHEME: MEMVE ELE	
図6 地質既図		LOCATION:	
		REGENCY: NTEM	
		PROVINCE: SUD	
CHECKED BY		SCALE	SHEET NUMBER
APPROVED BY		1/ 000	DATE
		TOTAL SHEET	

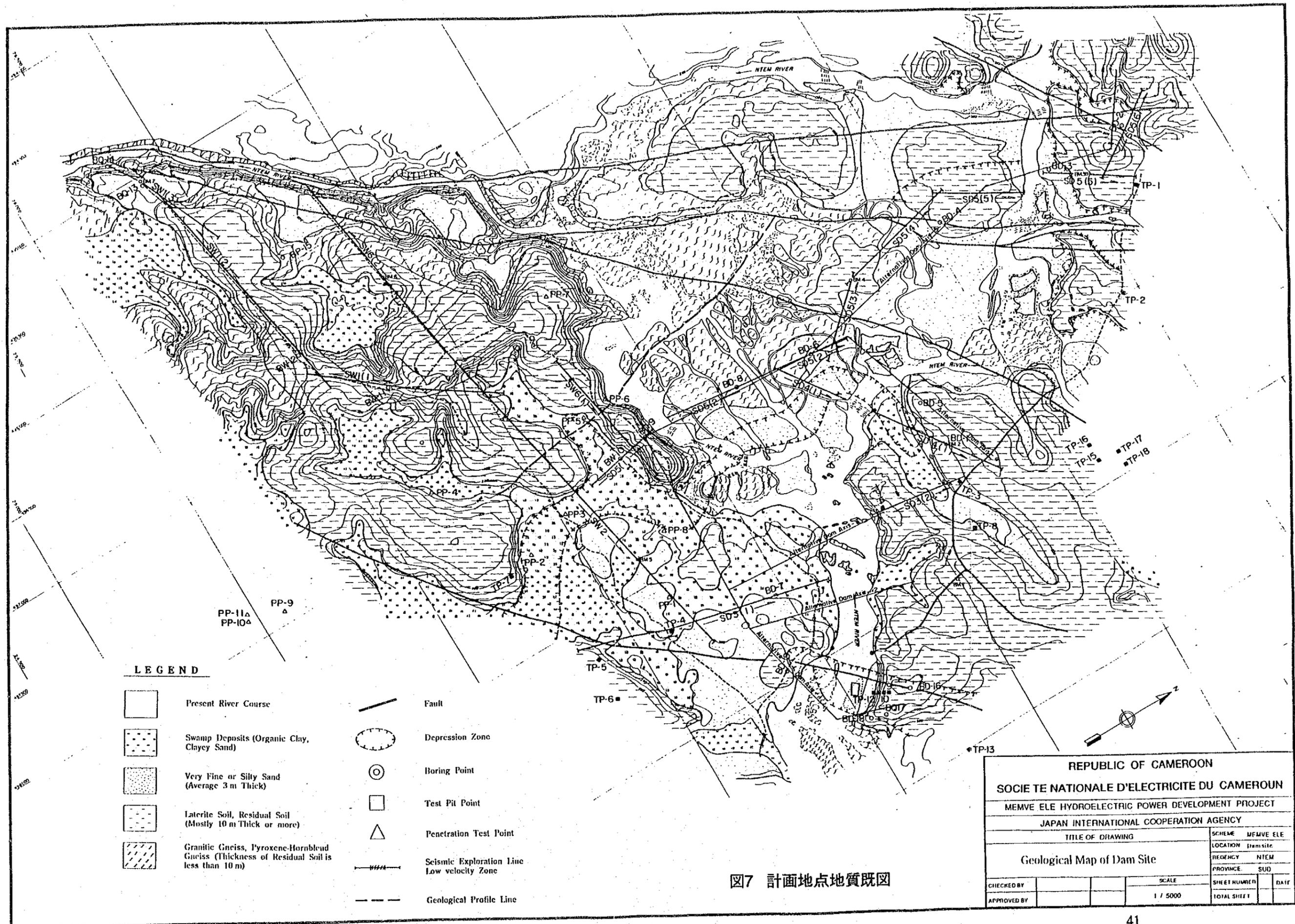
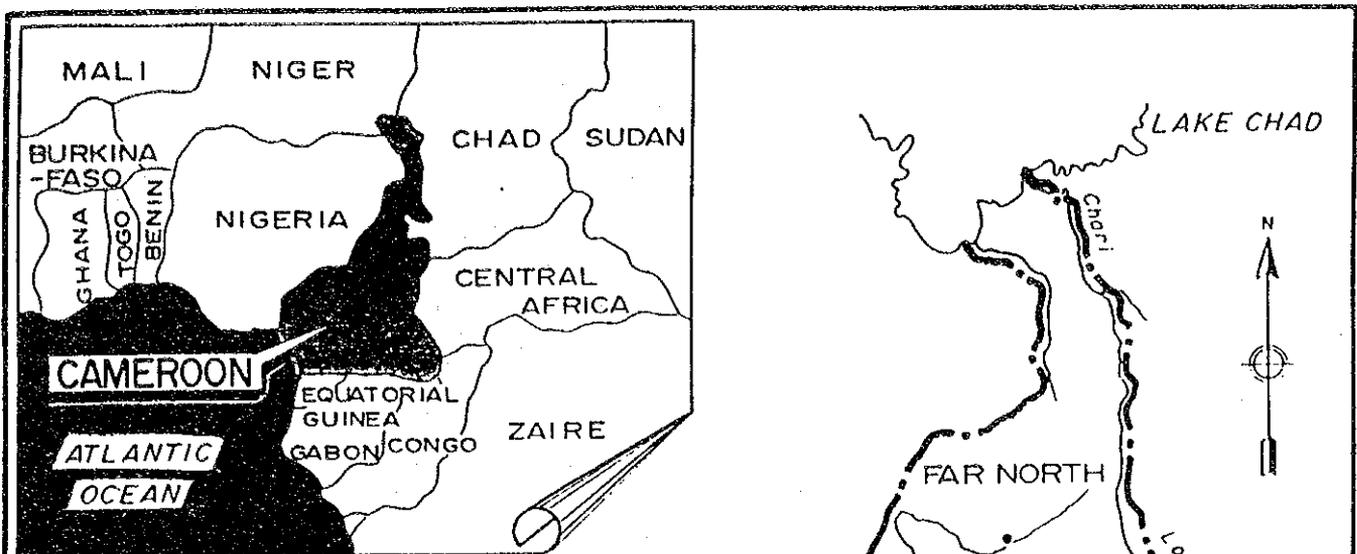


図7 計画地点地質既図

REPUBLIC OF CAMEROON			
SOCIÉTÉ NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ DU CAMEROUN			
MEMVE ELE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY			
TITLE OF DRAWING		SCHEME MEMVE ELE	
Geological Map of Dam Site		LOCATION Dam Site	
		REGENCY NTEM	
		PROVINCE SUD	
CHECKED BY		SCALE	SHEET NUMBER
APPROVED BY		1 / 5000	TOTAL SHEET
			DATE



KEY MAP

図8 発電所位置図

Legend :

-  Existing projects
-  Planned projects
-  Projects under/before construction

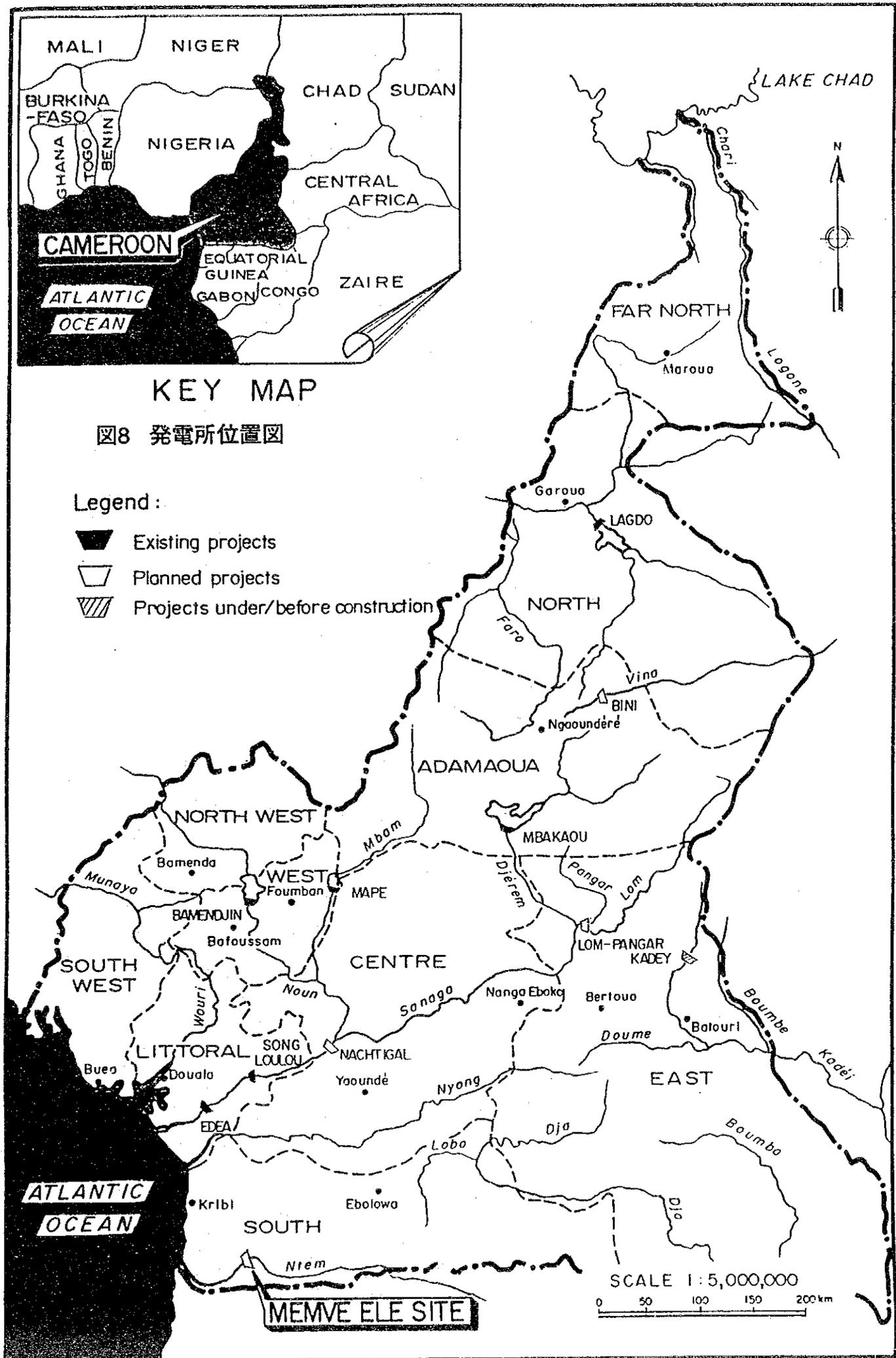


图9 送電線位置图

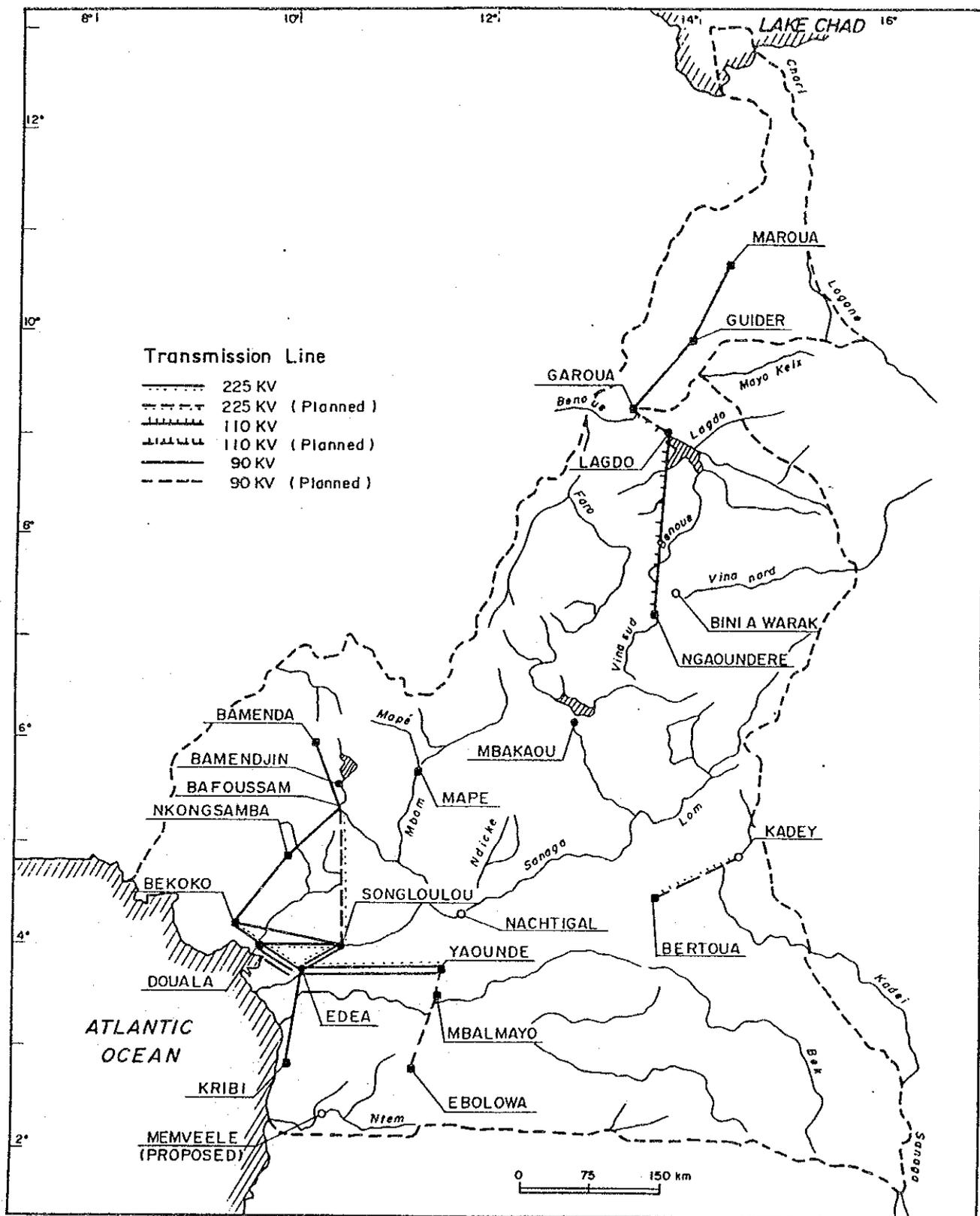
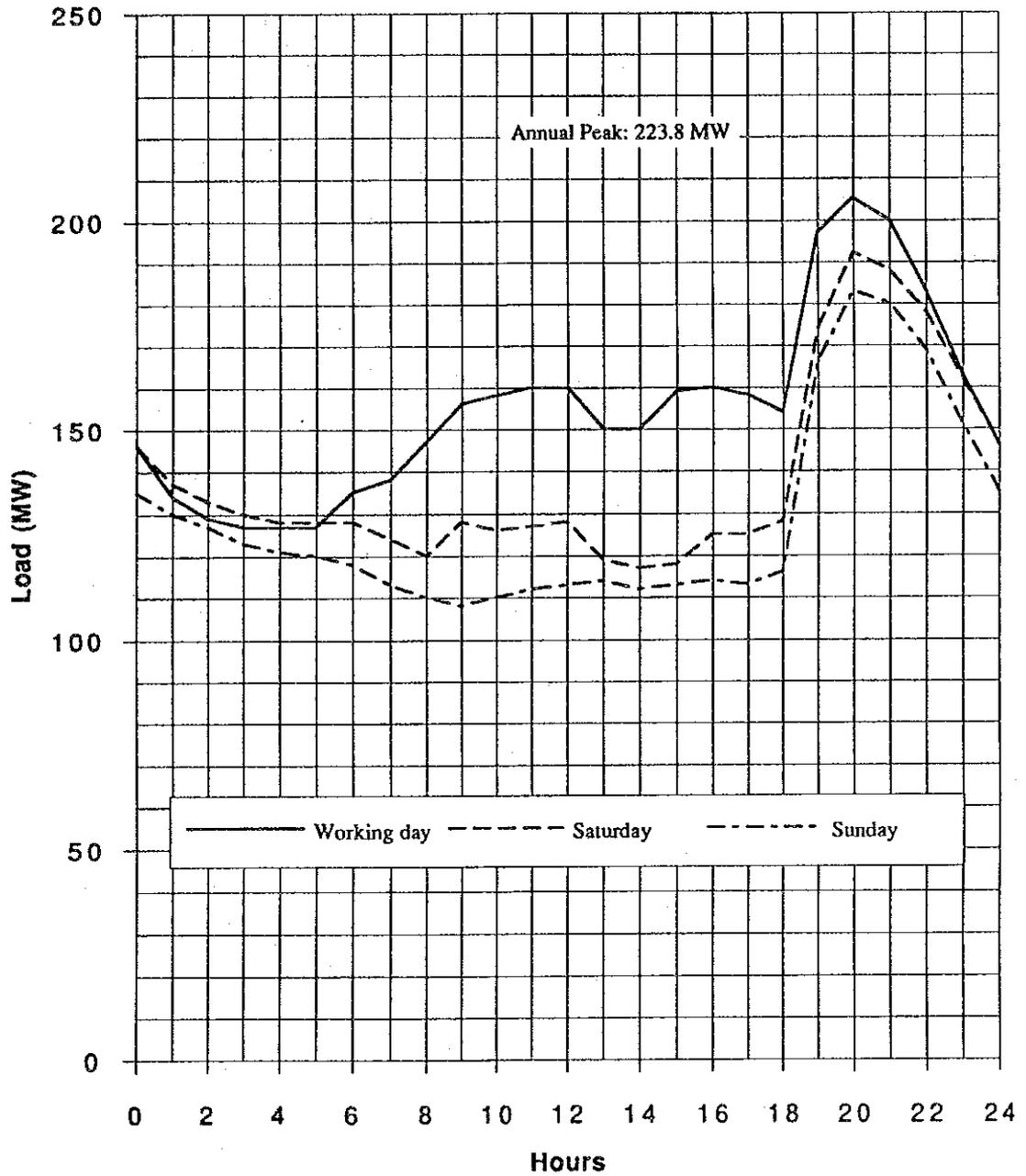


圖10 南部送電網內負荷曲線

(Fiscal Year 1988/89)



Note: 1. Working day (Load factor: 75.5%, Peak time: 4.43 hrs, 205.3 MW max., 155.7 MW average)
 2. Saturday (Load factor: 71.5%, Peak time: 4.89 hrs, 192.3 MW max., 137.6 MW average)
 3. Sunday & Holiday (Load factor: 69.9%, Peak time: 5.05 hrs, 183.0 MW max., 128.0 MW average)

図11 電力(MW)需要予測

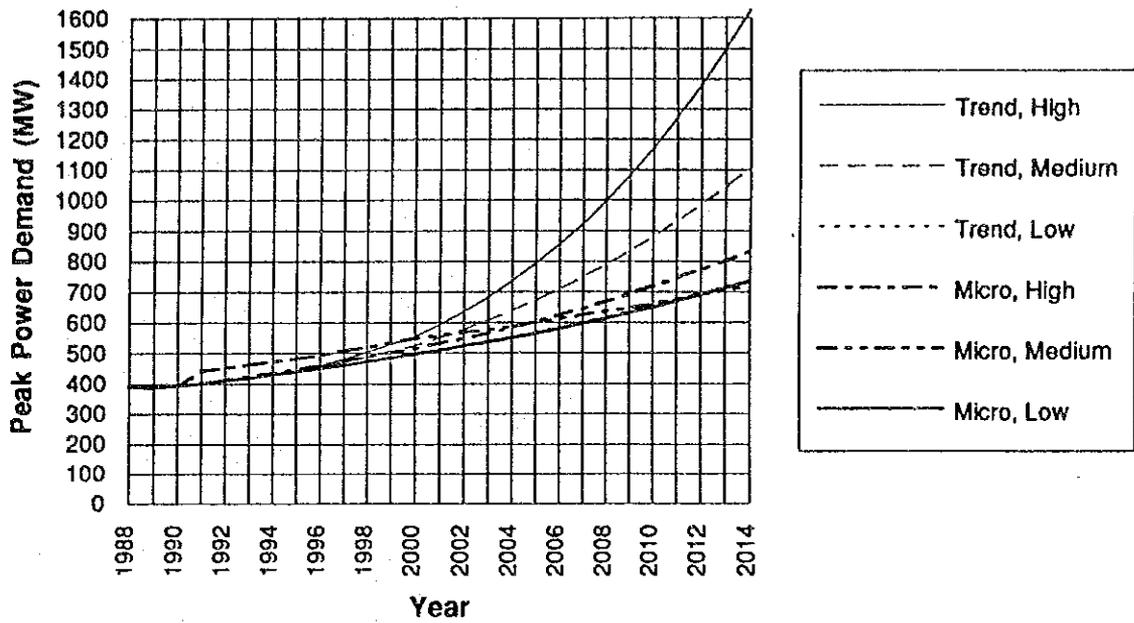
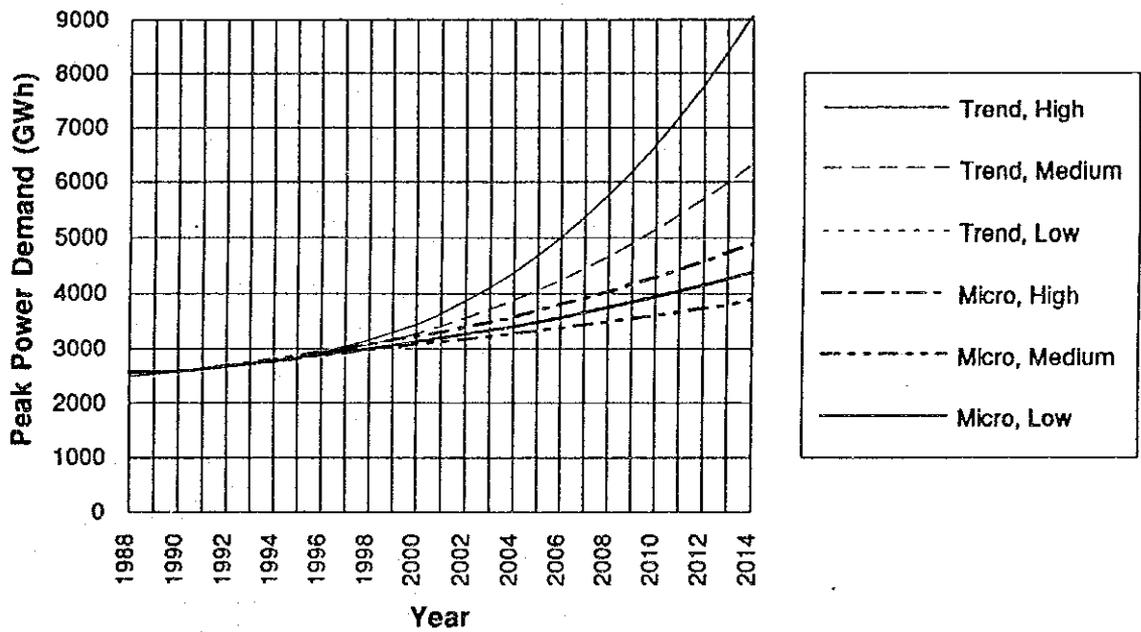


図12 電力量(GWh)需要予測



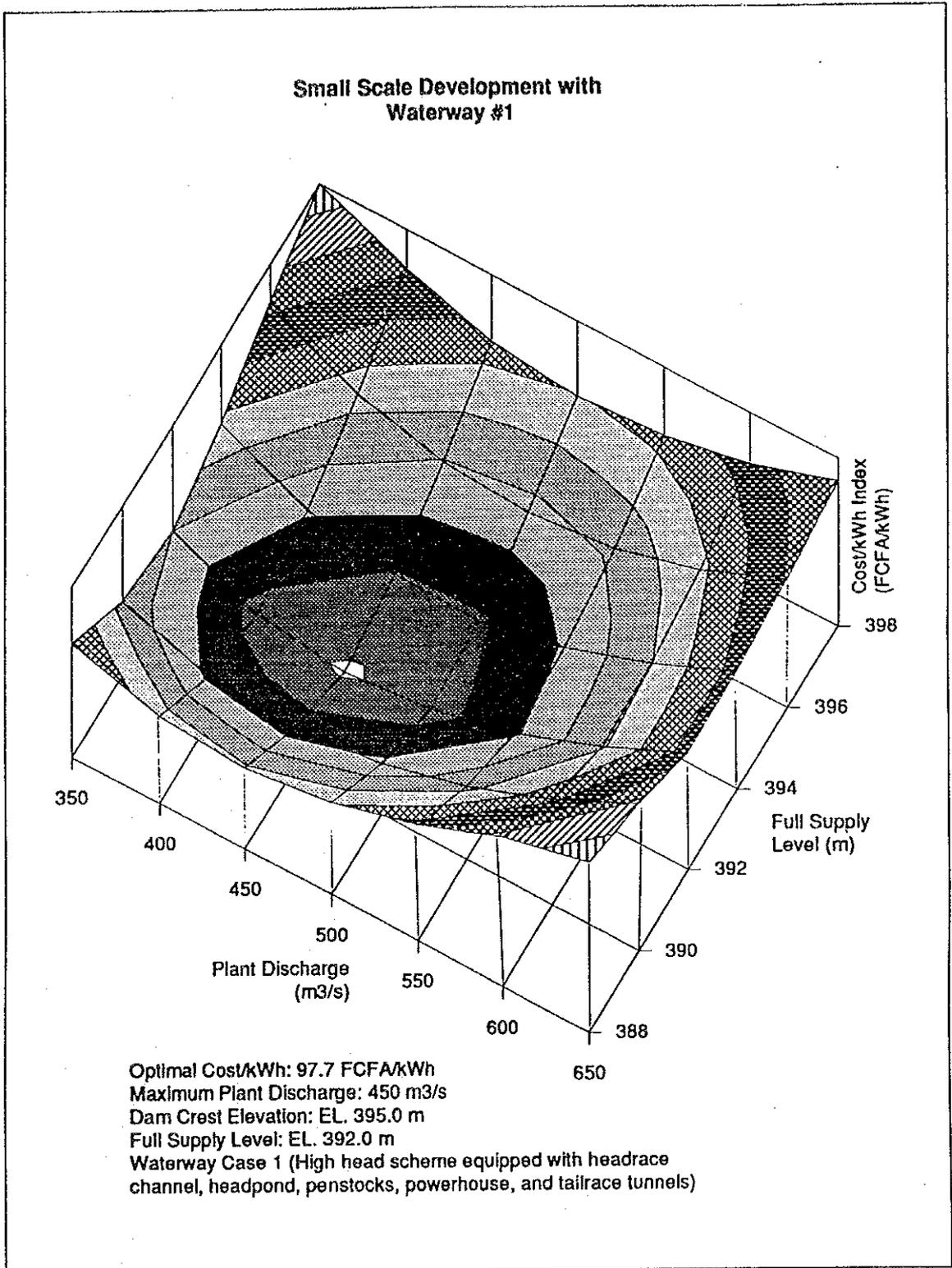


図13 kW時当りの事業費最適評価

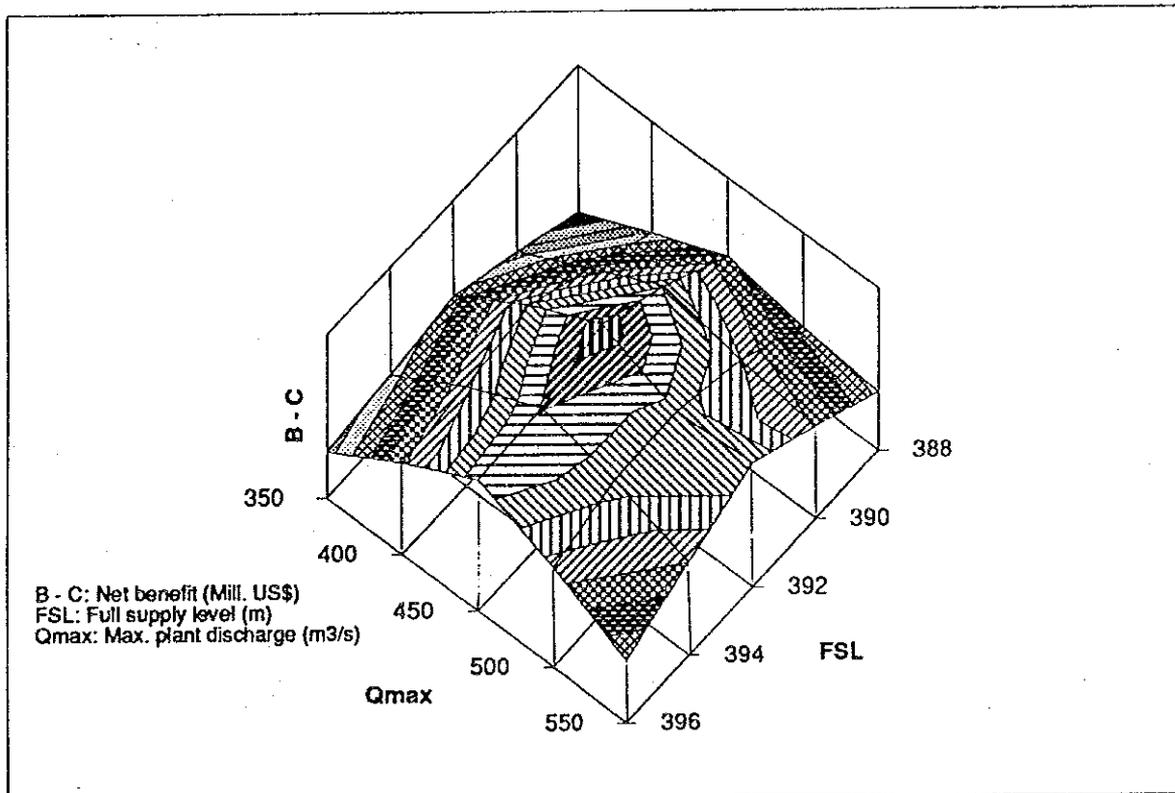
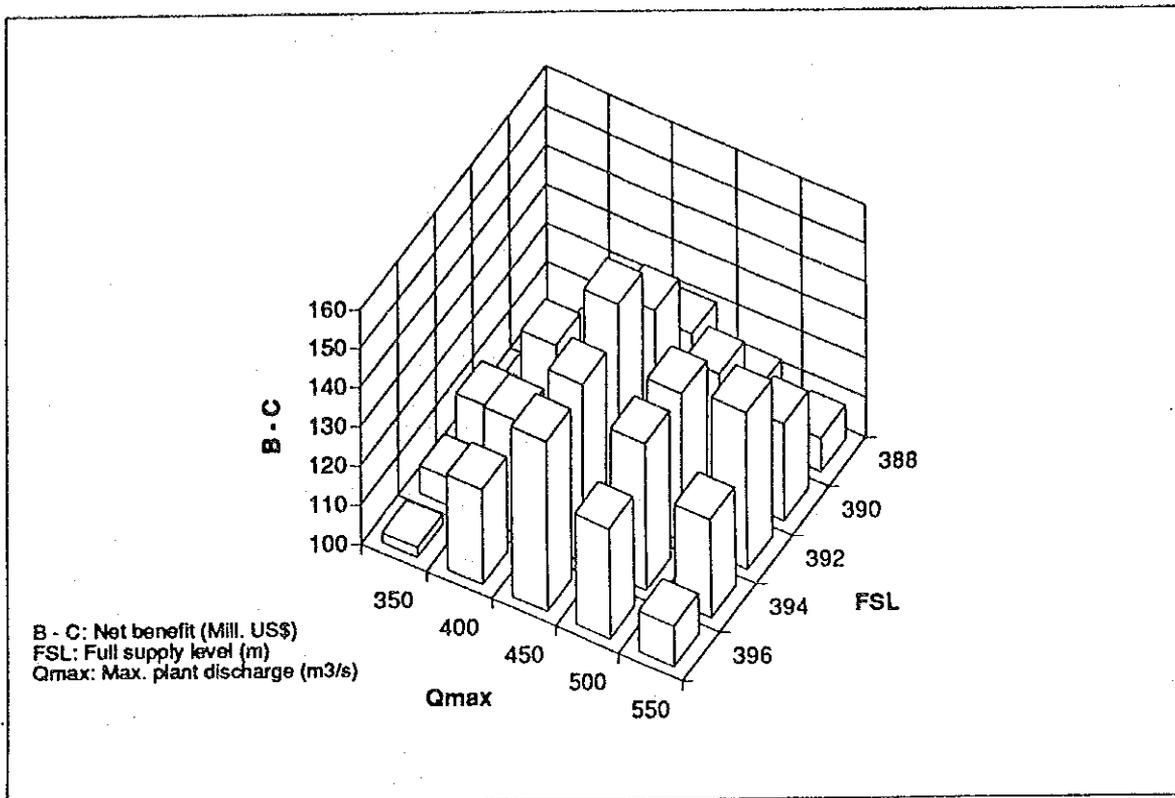


図14 純便益による最適評価

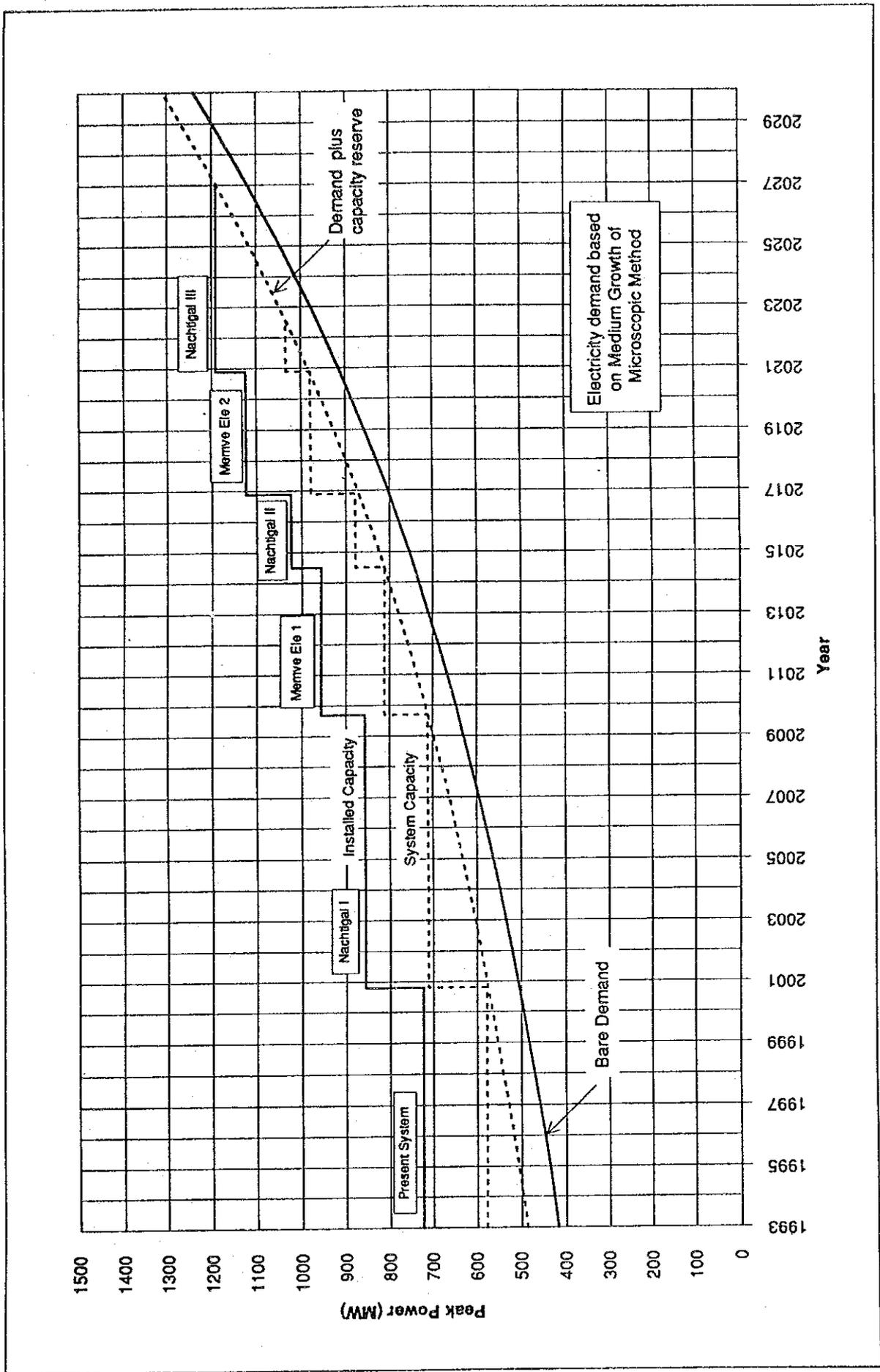
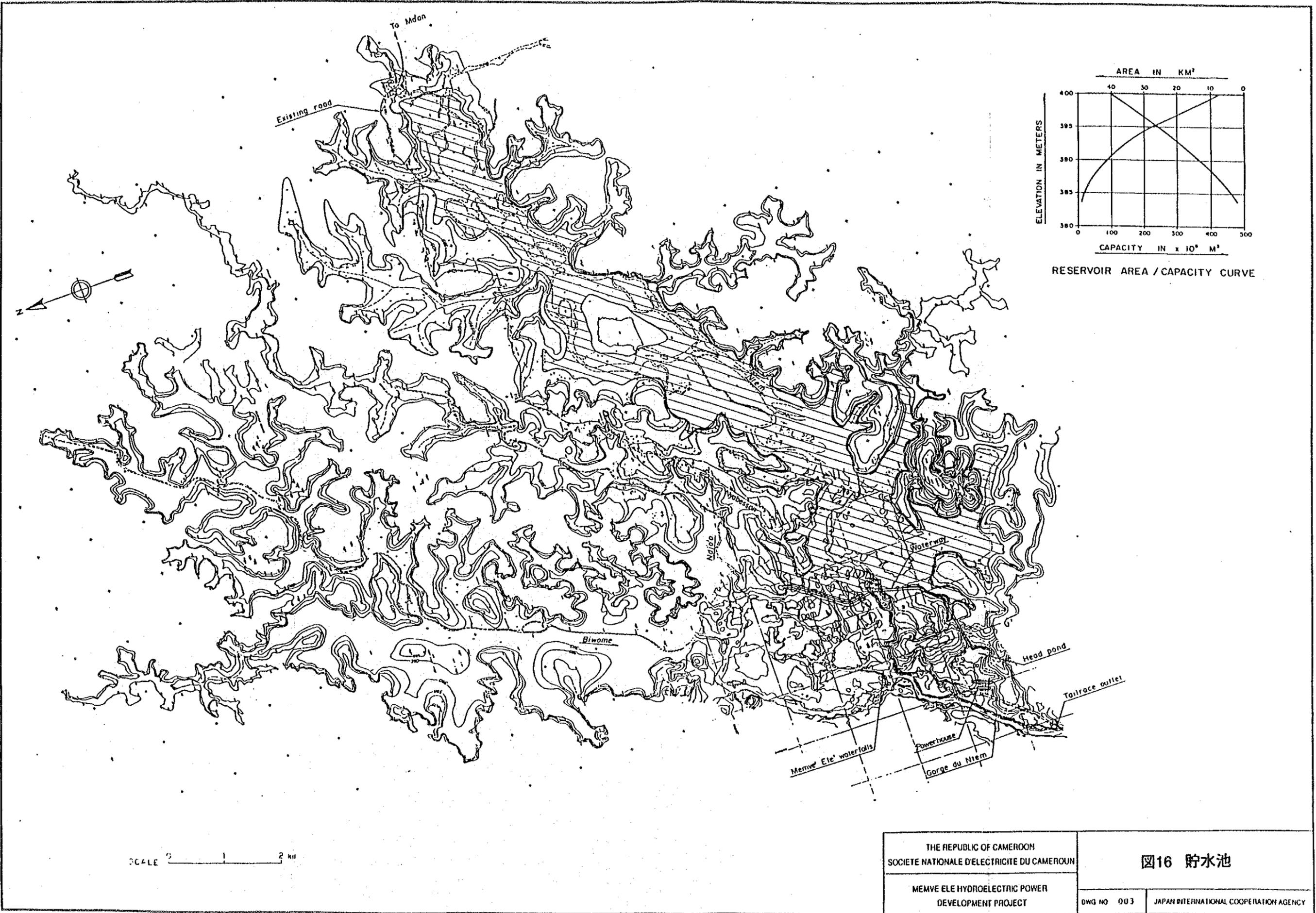


図15 最適投入計画

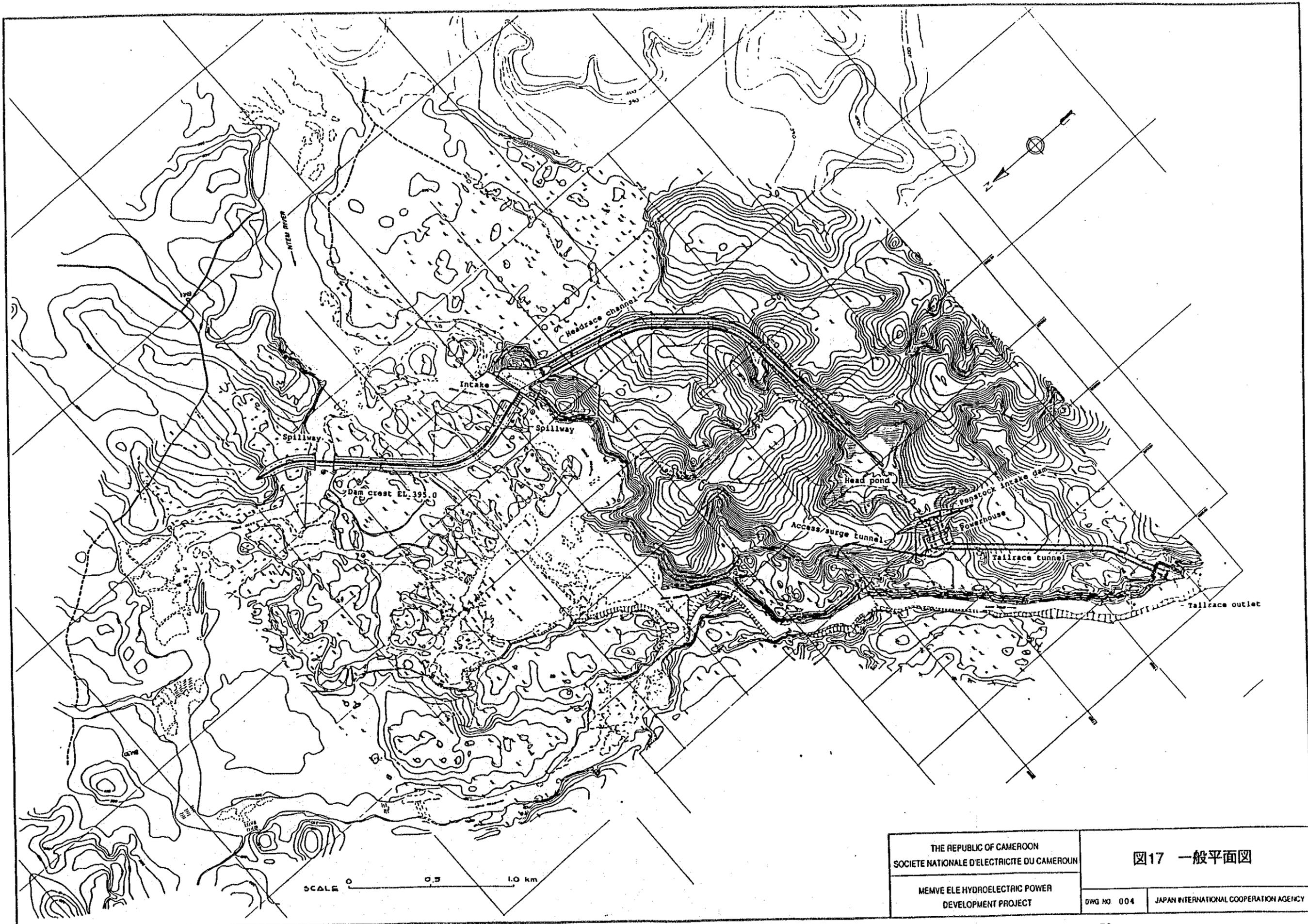


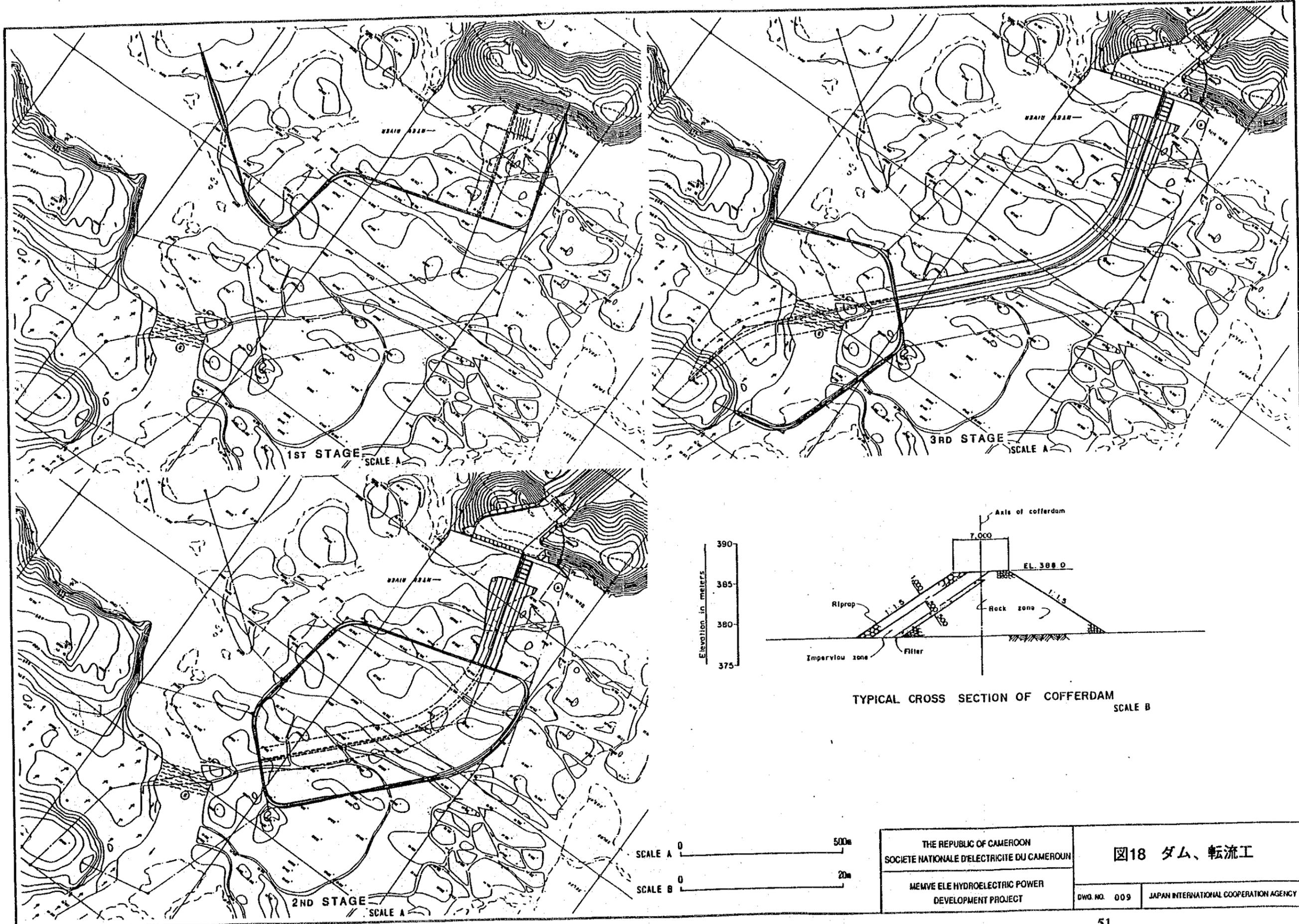
THE REPUBLIC OF CAMEROON
 SOCIÉTÉ NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ DU CAMEROUN

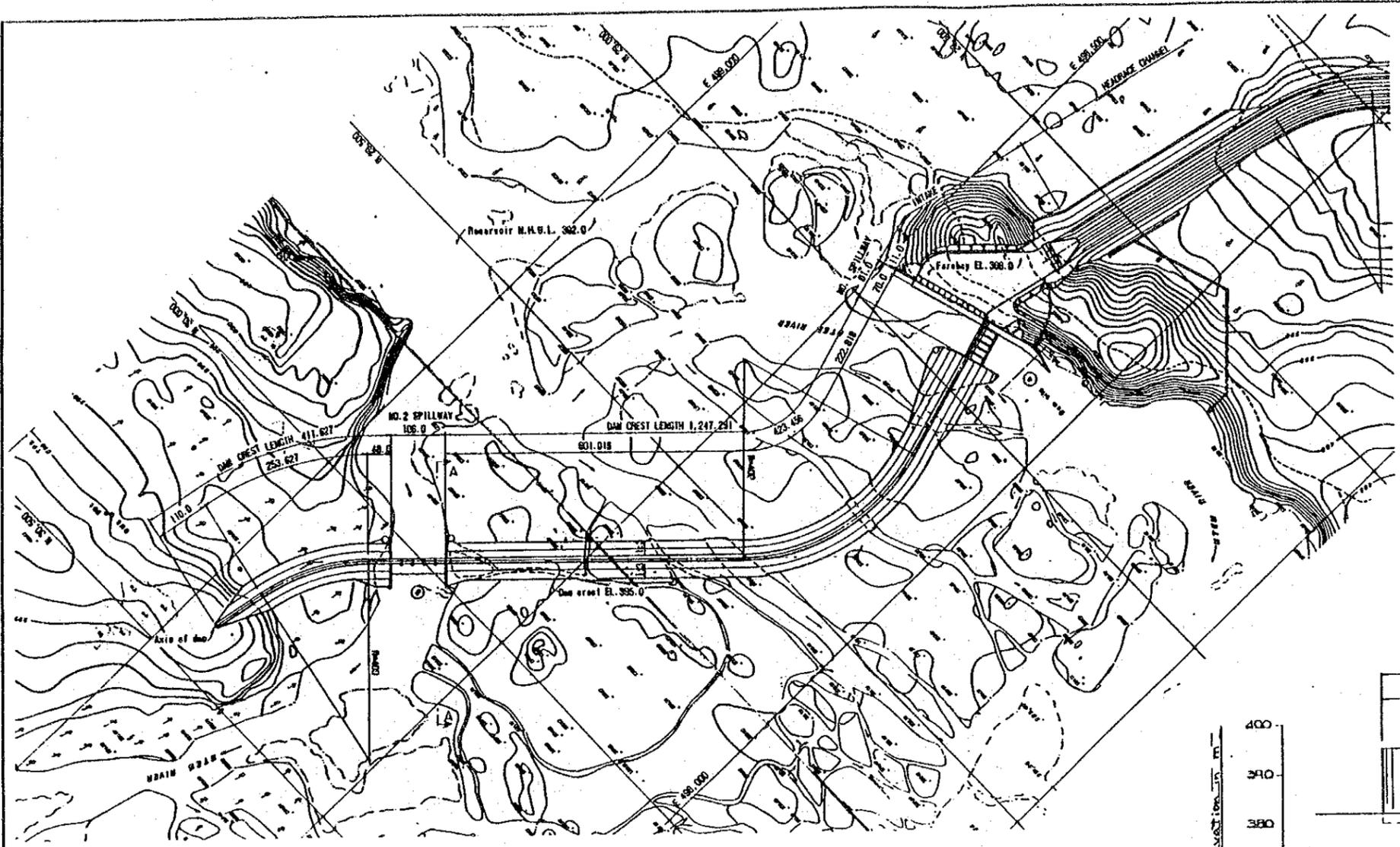
MEMVE ELE HYDROELECTRIC POWER
 DEVELOPMENT PROJECT

図16 貯水池

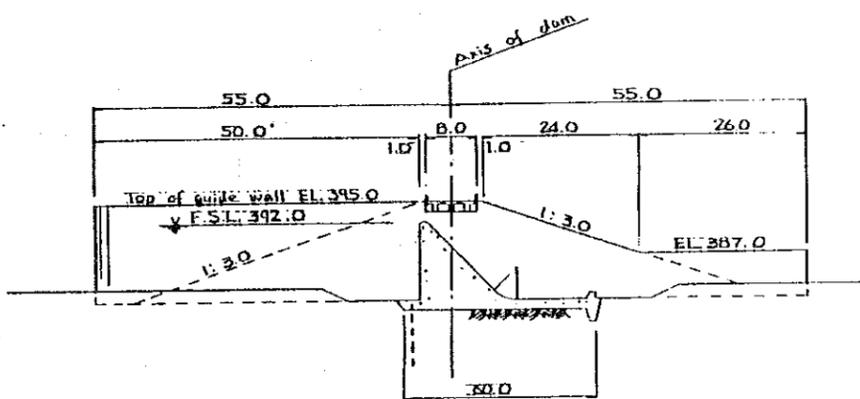
DWG NO 003 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



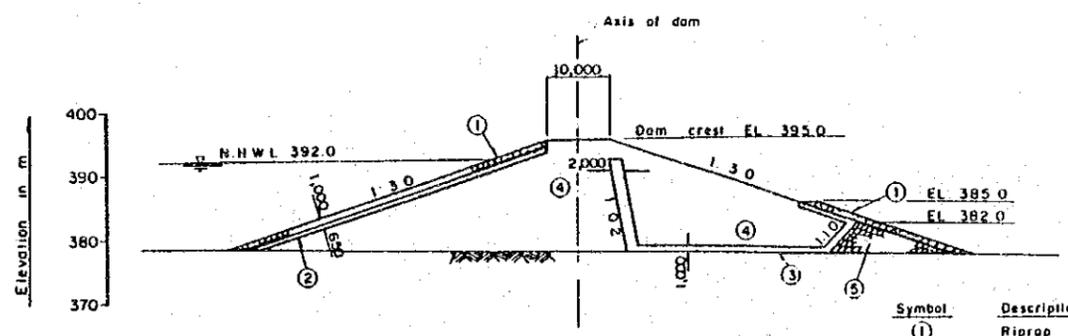




PLAN SCALE A

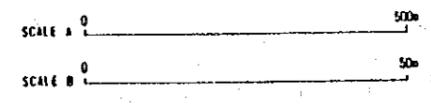


SECTION A-A SCALE B

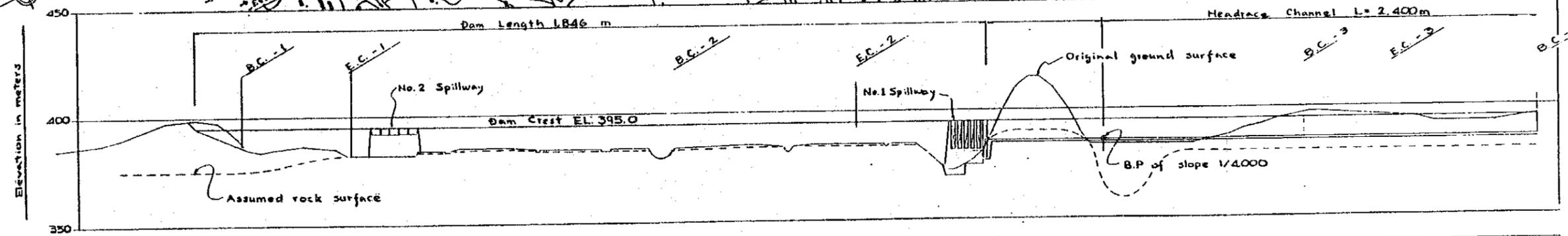
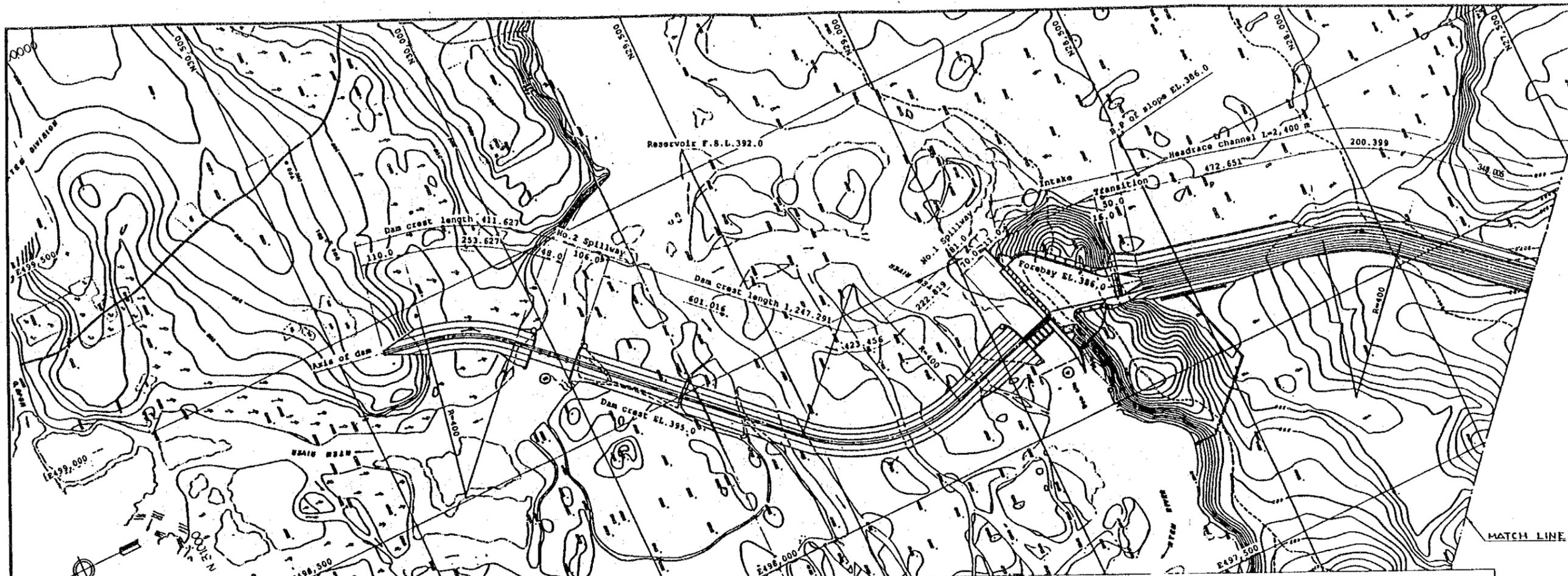


TYPICAL CROSS SECTION

Symbol	Description
(1)	Riprap
(2)	Transition
(3)	Filler
(4)	Impervious material
(5)	Rockfill



THE REPUBLIC OF CAMEROON SOCIETE NATIONALE D'ELECTRICITE DU CAMEROUN	図19 ダム、平面及び標準断面
MEMVE ELE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	DWG NO 010 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



ORIGINAL GROUND HEIGHT (M)		399	398	386	382	385	384	384	385	385	385	385	386.0	384	395	397	395	395
FORMATION HEIGHT (M)		395.0	395.0	395.0	395.0	395.0	395.0	395.0	395.0	395.0	395.0	395.0	396.0	386.0	395.0	385.9	385.8	385.8
ACCUMULATED DISTANCE (M)		-1,850	-1,800	-1,600	-1,400	-1,200	-1,000	-800	-600	-400	-200	0	200	400	600	800	1,000	1,200
DISTANCE (M)		50	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
STATION NO.		-18-50	-18	-16	-14	-12	-10	-8	-6	-4	-2	0	2	4	6	8	10	11

SCALE A 0 500 m

THE REPUBLIC OF CAMEROON
SOCIETE NATIONALE D'ELECTRICITE DU CAMEROUN
MEMVE ELE HYDROELECTRIC POWER
DEVELOPMENT PROJECT

図21
水路、平面図及び縦断面図 (1)

DWG NO. 012 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY