

複合案Cは、各複合案中で純便益が最も高いばかりでなく、ソンドゥ／ミリウ転流地点がすでに調査されていて、その転流発電計画自身の内部経済収益率が10.95パーセントと実現性のあることから推薦される。また、短期間における財務負担を軽減するため複合案Cを2期に分けて開発ということも考えられる。複合案Cの段階開発の実行可能性については後にKP&L電力網の設備増強に関する節で検討する。一方、単位電力量当りの発電原価は5.49 US¢/KWhとなるが、これは後に9章で検討しているように電力料金を決める際の指針となる長期限界原価5.73 US¢/KWh(0.86KShs/KWh)と比べても十分採算性がある。

更に複合案Cの利点として付記しておかなければならないことは、マグワグワ貯水池開発によりカノ一平野全域の灌漑計画が可能になるばかりでなく、常時500GWh/yr以上の電力量を供給できるということである。

一方常時ソンドゥ川から $24.1\text{m}^3/\text{sec}$  (これは平均流量 $41.6\text{m}^3/\text{sec}$ の約60パーセントに相当する)を取水しても下流域の保全には影響ない。ニャクウェレ村の下流域で取水している住民に対しては灌漑用水路からの分水により保証する。第4巻付録4(最適案選定)でより詳細な検討を行なっている。

## 6. 4 計画投入時期

### 6. 4. 1 基本概念

第3段階として、第5章で検討した将来の電力及び電力量の各需要を満たすため、KP&Lの電力系統の長期電力設備増設計画に対してソンドゥ水力開発計画の最適投入時期を検討する。この長期増設計画の中で最小費用順序に現われるソンドゥ水力計画の時期を探がすことから最適投入時期を求める。更に過度の財務負担を軽減する意味でソンドゥ水力計画を段階的に第1期ソンドゥ／ミリウ流れ込み式水力と第2期マグワグワダム水力とに分けた検討も加えた。

ソンドゥ／ミリウ水力発電計画以外にも、5.6節で述べた電力系統に新規に増設すべき発電計画を何種類か検討した。表-6.2には地熱以外の火力発電施設を載せ、また表-6.3にはサイト調査に基づいて規模を概算した地熱と水力発電施設を載せている。そして建設中もしくは実施決定済の開発計画を夫々の予定時期にKP&L電力系統へ加える。即ち1985年にオルカリアIV(15MW)、1988年にキアンベレ(144MW)そして1993年初頭にタークウェル(100MW)を加える。

#### 6. 4. 2 最小費用順序

ソンドゥ水力発電計画の最適投入時期を探すための最小費用順序を表-6.4に示すオペレーションリサーチの一技法であるダイナミックプログラミングにより求める。一方最小費用順序における電力と電力量収支を図-6.9に表わす。

ソンドゥ水力計画の最適投入時期は第1期のソンドゥ/ミリウ流れ込み式計画(48.6KW)が1992までに(1993年初から営業運転)又第2期のマグワグワ水力(94.6MW)が1996年と求められた。オルカリア地熱4号機(30MW)と新石炭火力(60MW)が1993年にソンドゥ水力第1期に続いて系統に投入される必要がある。

一方1996年以降にはソンドゥ水力第2期に引き続いて、エブル地熱(15MW)が1998年までに石炭火力(120MW)、(60MW)が1998年、2001年、2003年、2004年までに必要となる。

流れ込み式発電所が上流の貯水池式発電所に先立って開発され、さらに流れ込み式発電所から発生する常時発生電力が貯水池発電所の投入により極端に増加する場合、常時発生電力のみを考慮する発電施設増強計画における最小費用の見地からすれば両発電所を同時に系統に投入することが最も望ましい開発順序であると言える。本ソンドゥ水力計画におけるソンドゥ/ミリウ流れ込み式発電所及びマグワグワ貯水池発電所についても同様の事が言える。すなわち、マグワグワの系統へ投入される1996年にソンドゥ/ミリウを投入することを最適としよう。

しかし、第一段階開発としてのソンドゥ/ミリウ流れ込み式発電は常時発生電力量32GWh/年に比して155.8GWh/年と多大な二次電力量を持つ。この二次電力により相当な火力燃料節約が可能となり、可能な限り早い時期に開発すべきであるとされた。

そして、完成までの最短期間である1992年までに開発すべきとの結論を得た。

図-6.10に示すように発電施設増設検討で仮定している費用調達、詳細設計、及び建設期間に必要な先行期間を考慮して計画実施の工程表を作成する。このうち第1期開発の詳細な実施計画については後に8章で検討する。第一期計画を1993年営業開始に間に合わせるためには、このフィジビリティ調査に引き続き直ちに開発資金の調達を開始する必要がある。

更に、発電施設増設検討では有望な国内エネルギー源である地熱が優先的に開発される必要があるとしている(1998年までに45MW)。しかしながら増加する電力及び電力量の需要と比較して開発規模が小さいためなのか、2000年代におけるボゴリア湖の地熱発電計画

は順序の中に現われなかった。オリカリア、エブル及びボゴリア湖における地熱開発は鋭意その開発規模を大型化できるように継続される必要がある。

電力及び電力量需給バランスを維持するためには、ソンドゥ／ミリウ水力及び地熱発電計画を除き、2005年までに480MWの石炭火力の開発が必要となる。石油火力は石炭火力に十分対抗できるが石油価格が現状のままであると仮定すると石炭火力の方が有利になる。

ソンドゥ／ミリウ以外の水力発電案は、発電施設増設検討の中に出てこなかった。これは、プロジェクトの経費積算に含まれる不確定要素によるのかもしれない。

### 6. 4. 3 感 度 分 析

発電施設増設検討に用いた将来費用と仮定条件に含まれる不確定要素の影響を検討するために感度分析を行なった。以下の項目を現実的なケースとして選択した。

- (1) 通常の10パーセントの割引率以外に割引率を5、8、12、及び15パーセントと変化させる。
- (2) 低い電力需要予測及び高い電力需要予測
- (3) 1988年以降、UEB から輸入されるエネルギーを常時電力と考えない。
- (4) ソンドゥ／ミリウ計画へのコストアロケーションの適用
- (5) 発電施設増設検討のみに関する地熱及び水力施設以外の石炭火力、石油火力、ディーゼル及びガスタービンといった火力施設候補
- (6) ソンドゥ／ミリウ計画の10パーセントの初期投資額増加
- (7) 石炭火力施設に関する10パーセントの燃料費の増加もしくは減少
- (8) 地熱以外の火力発電施設に関する10パーセントの初期投資額減少

最小費用順序に現われたソンドゥ／ミリウ計画の最適投入時期は上記テストケースに対し変化しない。このようにソンドゥ／ミリウ計画は、たとえ将来費用やその仮定条件に不確定要素を含んでいるとしても開発されるべきプロジェクトであるといえる。第4巻の付録5（電力開発計画）において更に詳しい検討を行なう。



## 第7章 基本設計

### 7.1 概説

本章ではソンドゥ川開発に最適な案として選択された複合案Cの第一段階であるソンドゥ／ミリウ流れ込み式水力発電計画における主構造物の予備設計について述べる。将来第2期開発としてマグワグワ貯水池計画が実現されるという前提にたち、建設費の積算に必要な範囲までフィージビリティレベルで設計を行なった。

前章における最適化検討を通して、本プロジェクトに関する以下の基本的諸元を決定した。

調整池満水位	:	標高 1,368.0m
調整池最低水位	:	標高 1,355.0m
調整池容量	:	1.1百万 $m^3$
最大使用水量	:	39.9 $m^3$ /sec
最大使用水量時放水位	:	標高 1,250.4m
発電時総落差	:	162.6m
設備容量(2台)	:	48.6MW (24.3MW×2台)

基本計画は、ソンドゥ川に20mの高さのゲート付取水堰、水路へ39.9 $m^3$ /secの流量を導く取水口、沈砂池、4,314mの導水路、サージタンク、1,092mの水圧鉄管路、及び48.6MWの設備容量をもつ発電所から成る。発電機台数はシステムの安定性や保守を考慮しながら経済比較により2台と選定された。また発電所からムホロニ変電所に接続する延長40kmの、132KV 1回線の送電線の建設も含んでいる。プロジェクトの概要を図-7.1に示す。

### 7.2 主構造物の設計

#### 7.2.1 取水堰

取水堰はソンドゥ川の水をカノー平野側へ転流し、また日調整に必要な貯水量を確保する。建設地点はソンドゥ村から約18km下流地点にあり、河床高は標高 1,349.0m、その付近の平均河川勾配は1/105 となっている。図-7.2に取水堰及びその関連構造物の概要図を示す。

設計概念：取水堰及びその関連構造物を以下の概念に基づいて設計した。

- (a) 構造物の基礎は全て表土を除去した後、固い花こう岩の上に直接設置する。
- (b) 調整池の堆砂をできるだけ低く保つため取水堰にはオリフィスゲートを設け、そのシル高を現河床に合わせる。
- (c) 調整池内の堆砂は洪水期にゲートを開いて排出する。
- (d) 大きな洪水はオリフィスゲート及び洪水吐を通して下流へ流す。
- (e) 取水口と導水路入口の間に沈砂池を設置し、大きい浮遊砂及び掃流砂を除去する。

取水堰及び調整池：調整池には、異なった運転形態（ソンドゥ／ミリウはベース・ピーク施設として、マグワグワは8時間ピーク施設として用いる）をもつマグワグワ発電施設と共同運転をするために  $1,100,000\text{m}^3$  の貯水容量を確保する。

上述した条件に基づき取水堰の設計を行なった。以下にその諸元を示す。

(a) ゲートシル標高	:	標高 1,349.0m (河床高)
(b) 洪水吐越流頂標高	:	標高 1,368.0m (PSF)
(c) 取水堰頂標高	:	標高 1,369.5m (FSL + 1.5m)
(d) 排砂ゲート	:	幅 5.5m × 高さ 5.5m × 2門

取水堰の計画洪水量は 200年確率洪水に基づいて決められ  $655\text{m}^3/\text{sec}$  である（第4巻付録3の水文及び気象を参照）。この洪水は全開した排砂ゲート及び 1.5mの余裕高を持った越流堰を通して下流へ放出される。また、取水堰内導流壁に10cm径の鋼管を設置し、下流域住民の生活用水が常時放流される。

取水堰の安定性を転倒、基礎の支持力、及び滑動に対して検証した。転倒に対しては主に死荷重からなる鉛直荷重により、また滑動に対しては地震荷重及び水圧荷重といった水平力により安全性を検証し取水堰の設計を行なった。

仮排水路：取水堰建設時の河川転流は開水路とした。この仮排水路は2年確率洪水  $337\text{m}^3/\text{sec}$ （第4巻付録3の水文及び気象を参照）の流下能力を持たせている。仮締切り工は盛土堤及びコンクリートブロックを採用した。仮排水路は、建設終了後越流堰の減勢池として用いる。

取水口：取水口は取水堰の直上流右岸側に位置し水路へ導水する。取水口入口部シルは取水堰の排砂ゲートシルより 4.0m高い標高 1,353.0mとし、堆砂を引きこまめ様にした。

オリフィスゲートにより定期的に調整池から排砂を行ない堆砂高を常に取水口の入口部シルより下に保つ。

沈砂池は取水口に接続し、その寸法は長さ40m、幅26mである。39.9m<sup>3</sup>/secの最大使用水量時の沈砂池内平均流速は0.3m<sup>3</sup>/secであり、取水口から流入してくる砂は沈砂池に堆積し水路へ流入することはない。沈砂池の中央は隔壁により2つの開水路に分割されているので発電を中止せずに定期的な排砂作業や維持管理が可能である。

## 7. 2. 2 水 路

図-7.1に示すように水路の総水平長は5,406mでサージタンクにより4,314mの導水路トンネルと1,092mの水圧鉄管路とに分けられる。また図-7.3には水圧鉄管路の詳細を示めず。選定した導水路トンネルのルートは若干の小さな断層があるものの、固く層の厚い花こう岩内を通っている。

水圧鉄管路のルートは薄い崖錐に覆われた崖の急斜面上を通した。建設費節約と維持が楽であることから水圧鉄管路は露出式とした。

導水トンネルの設計：以下の項目を考慮した経済比較により導水路の径を決めた。

- (a) 建設費
- (b) トンネル内損失水頭によるエネルギー損失値
- (c) 維持管理費

比較の結果、経済径は設計流量39.9m<sup>3</sup>/secに対し4.2mとなった。この導水路トンネルの断面図を図-7.1に示す。

サージタンクは導水路トンネルの下流部終端に設置される。このサージタンクは制水口式のコンクリート堅坑で大部分が地下に造られる。

サージタンクの諸元を図-7.4と以下に示す。

制水口径	:	1.7m
シャフト内径	:	10.0m
シャフト長	:	51.9m

最高上昇水位 : 標高 1.381.0m (PSL+19.0m)  
最低下降水位 : 標高 1.343.0m (MOL-12.5m)

水圧鉄管路は図-7.3に示す様に 102mのトンネル部と 1.007.7mの露出管路部に分かれる。

トンネル部は、図-7.4に示す様に内張鉄管と一次コンクリートの間に60cmの作業スペースをとる。鉄管設置後、このスペースをコンクリートで埋め戻す。一方、露出水圧鉄管部はアンカーブロック及び支台により支持される。アンカーブロック及び支台は、各々100mから150m及び15m間隔で設計した。

この基本設計段階で水圧鉄管路の経済径を決定するために、以下の設計概念及び仮定を用いた。

- (a) 水圧鉄管の径は導水路トンネルの経済径と同じ方法で求めた。しかし水圧鉄管路の経済径の決定には建設費やエネルギー損失値以外に発電機器の費用が含まれる。
- (b) 板厚の設計の際、水撃作用による動圧を以下の仮定のもとに計算した。
  - 制水口式サージタンクを設置した水圧鉄管路の水撃圧をイエガーの式を用いて解析する。
  - 閉塞時間は8秒を限度とする。
  - 圧力上昇は、静水圧の55%を限度とする。
- (c) 鉄管にはSMクラスの鋼板を用いる。鋼板の許容最大及び最小厚さは各々25mm、6mmとする。

上の概念及び仮定に基づき経済比較を行なった結果、圧力水路の径は水圧の変化に対し3.3mから3.0mまで変化する。

### 7. 2. 3 発 電 所

本節では、発電所、放水庭、及び開閉所の土木作業のための計画及び設計について検討する。発電機器、送電線、機械工事等については次節でふれる。

タービンと発電機を2台(計48.6MWの発電容量を持つ)を収容する発電所は図-7.5及び図-7.6に示す様にニャカチ断層崖のふもとに地上式で設計した。



発電所には全ての発電機器が故障するか維持管理のため停止させる場合に、灌漑用水を供給するために水圧鉄管路を分岐させてホロージェットバルブを設置している。また発電所内には予備の巻き上げ機を付けた90ton 可動式高架クレーンを設置している。

発電後の水をニャカチ及びカノー平野の灌漑水路に引き入れるため、発電所下流に水位を標高 1.205mに調整できる放水庭を設けた。放水庭下流端には余剰水をクリークを改修した水路に放流するために越流堰を設けた。

### 7. 3 水門鉄管等の設計

#### 7. 3. 1 取水堰

- (1) 取水堰オリフィスゲート：オリフィス式ラジアルゲートを2門、取水堰に設置する。概要は以下の通り。

型式	:	オリフィス式ラジアルゲート
数量	:	2門
純扉高	:	5.500mm
純径間	:	5.500mm
捲上機	:	油圧シリンダ式捲上機

- (2) 取水堰オリフィス角落し：取水堰オリフィスゲートとその戸当りの維持管理のためにオリフィス入口に角落しを設置する。20ton クラスのトラッククレーンを用いて角落しを操作する。概要は以下の通り。

型式	:	スライドゲート
数量	:	1門(4葉)
戸当り	:	2門
リフティング ビーム	:	1式
純径間	:	5.500mm
呑口高	:	6.000mm
角落し高さ	:	6.200mm (4 × 1.550mm)

### 7. 3. 2 取水口

- (1) 取水ゲート：緊急時に取水を遮断したり、沈砂池及び導水路の検査や維持管理のために4門のローラーゲートを取水口に設置する。ゲートはコンクリートデッキ上に固定したウインチ捲上機により操作する。概要は以下の通り。

型式	:	ローラーゲート
数量	:	4門
純径間	:	5.000mm
純扉高	:	2.500mm
捲上機	:	固定式捲上機

- (2) 取水サービスゲート及びモノレールクレーン：取水ゲート及びそのガイドフレームの維持管理のためにサービスゲートを取水口に設置する。概要は以下の通り。

型式	:	スライドゲート
数量	:	扉体 1門
	:	戸当り 4門
モノレール クレーン	:	1式
純径間	:	5.000mm
純扉高	:	2.500mm
捲上機	:	走行モノレールクレーン

- (3) 取水口スクリーン：取水口全面に流芥混入防止の為、固定式スクリーンを設置する。概要は以下の通り。

型式	:	固定式
数量	:	1式
総幅	:	28.0m
呑口高	:	3.5m
総高さ	:	16.5m
総傾斜長	:	17.2m
スクリーンバー間隔	:	50mm (流入部及びピア部) 100mm (コンクリート壁部)

- (4) 取水口スクリーン除じん機：取水口スクリーンから流芥やごみを除去するために走行式スクリーン除じん機を1台、取水口に設置する。この除じん機はレール上を走行し任意の位置にて除じんを行なう。除じん機は、レーキとその巻き上げ機、走行装置、ベルトコンベア等から構成されている。

レーキの容量は予想されるごみや流芥の量及び寸法により決定される。概要は以下の通り。

型 式	:	レーキガイドなし走行式除じん機
数 量	:	1台
レーキの幅	:	3.0m
レーキの容量	:	750kgs/3.0 m

- (5) 導水口角落し：沈砂池、導水トンネル、及びサージ・タンクなどの保守点検のために、トンネルの入口部に角落しを設置する。

角落しは10葉の角落しと2門の戸当りから成っている。角落しは20ton クラスのトラッククレーンにより操作される。概要は以下の通り。

型 式	:	スライドゲート
数 量	角落し :	1門 (10葉)
	戸当り :	2門
	リフティング ビーム	: 1式
純 径 間	:	5.000mm
角落しの高さ	:	15.0m (10× 1.500mm)

- (6) 排砂施設：沈砂池からの排水及び排砂のためにバルブ及び管路から成る排砂施設を設置する。概要は以下の通り。

型 式	:	高圧スライドゲートバルブ
数 量	バルブ :	2門
	管 路 :	1条
バルブ寸法	:	850mm× 850mm
操 作	:	スピンドル式電動開閉機

### 7. 3. 3 水圧鉄管路及び放流設備

- (1) 水圧鉄管路：サージタンクから2台のタービンの入口バルブまでの間を水圧鉄管路で結ぶ。水圧鉄管は総長 1,110.7m で、直管、曲管、分岐管、漸縮管及びリングガーダー、伸縮継手、マンホール、水密板やスラストカラー等の付属設備より構成されている。

水圧鉄管路は内圧、外圧、管の自重及び管内水の重量による曲げモーメント、温度変化による軸力や地震及び風荷重といった荷重条件に対し十分な強度をもつように設計した。概要は以下の通り。

型 式	:	上流部：溶接構造埋設鋼管 下流部：リングガーダ支承溶接構造露出鋼管
条 数	:	1 条（発電所付近にてY分岐により2条に分岐）
径	:	3.3m～3.0m（分岐管以降は2.1m）
長 さ	:	1,110.7m

- (2) 水圧鉄管バルブ：緊急時に流水を遮断したり水圧鉄管路の検査や維持管理のため、サージタンク下流にバルブを設置する。概要は以下の通り。

型 式	:	バタフライバルブ
数 量	:	1 台
バルブ口径	:	3.3m
操 作	:	油圧シリンダ式開閉機

- (3) 灌漑用放流設備：2台の発電機器が万一同時に故障停止した場合にも最小限必要とされる灌漑用水を供給できるよう、発電所内に灌漑用放流施設を設置する。

放流量制御バルブとしてホロージェットバルブを用いる。緊急時に流水を遮断したり、ホロージェットバルブの検査や維持管理のためのガードバルブを設置する。概要は以下の通り。

#### バルブの種類

主バルブ	:	ホロージェットバルブ
副バルブ	:	スライドバルブ

数量 : 1台  
バルブ径 主バルブ : 0.6m  
副バルブ : 0.9m  
操作 : 油圧シリンダ式開閉機

- (4) 放水路ゲート : 水車の検査や維持管理のため水車ドラフトチューブ末端部に放水路ゲート及びモノレールクレーンを設置する。概要は以下の通り。

型式 : スライドゲート  
数量 扉体 : 1門  
戸当り : 2門  
モノレール : 1式  
クレーン  
純径間 : 4.400mm  
純扉高 : 2.800mm  
捲上機 : 走行式モノレールクレーン

- (5) 灌漑取水施設 : 発電所の放水庭に2ヶ所灌漑取水門を設置する。概要は以下の通り。

型式 : ローラーゲート  
数量 : 3門  
ゲート寸法 : 2,500mm×2,500mm (右岸側開水路に2門)  
(純径間×純扉高) 2,000mm×2,000mm (左 “ 1門)  
操作 : スピンドル式電動捲上機

## 7. 4 水車発電機の設計

### 7. 4. 1 水車発電機及び補助機器

水車発電機の基本的な設計条件を以下に示す。

- (1) 調整池最高水位 : 標高 1,368.0m  
(2) 調整池最低水位 : 標高 1,355.5m  
(3) 最大使用水量 :  $39.9\text{m}^3/\text{sec}$

- (4) 最大使用水量時放水位 : 標高 1,250.4m  
(5) 停止時の放水位 : 標高 1,205.0m  
(6) 定格落差 : 143.1m

上記条件に基づいて、水車及び発電機を設計した。

(1) 水 車

- (a) 型 式 : 堅軸フランス  
(b) 台 数 : 2 台  
(c) 定格出力 : 25,000KW  
(d) 定格速度 : 429rpm

(2) 発 電 機

- (a) 型 式 : 堅軸、回転界磁型  
(b) 台 数 : 2 台  
(c) 定格出力 : 24,300KW  
(d) 定格容量 : 27,000KVA  
(e) 定格電圧 : 11KV

発電所の主な補機は以下の通り。

- 諸機器の分解・据付け用に補助巻き上機付き90ton 高架移動式クレーンを1セット
- 1.8m径のthrough flow式入口バルブ(最大静水圧 163.0m)を2セット
- 非常用電力供給のためのディーゼルエンジン発電機を1セット

7. 4. 2 屋外開閉所

発電所の屋外開閉所には以下のものを備え付ける。

- 132KV の単母線
- 132KV 変圧器ベイ (3 ベイ)
- 132KV 送電線ベイ (1 ベイ)

27,000KVA 主変圧器はユニット方式として2台の各発電機に合わせて設備する。

132/11KV、3,000KVA変圧器を所内用以外にlocal supply用に設置する。

#### 7. 4. 3 送電線保護装置及びPLC 電話設備

ソンドゥ／ミリウ発電所・ムホロニ開閉所間、及びムホロニ・レスス変電所間に单相再閉路機能付キャリアパイロットリレー装置を設置する。

更に、現在レスス、キスム、チェモシット間にある既設パワーラインキャリア (PLC) 電話装置に加え、ソンドゥ／ミリウ、ムホロニ、及びレスス間にもPLC 装置を設置する。

### 7. 5 送電線及び変電所

#### 7. 5. 1 概 説

5章に述べたように、主要電力需要中心はナイロビ地区に集中し、ついで海岸及び西部地区となっている。電力網システム(NPGS)は図-7.7と図-5.1に示す様に一次送電システムとしての220KV 及び132KV 送電線と二次送電システムとしての66KV、40KV及び33KV送電線により構成されている。ナイロビにあるジュジャロード変電所と西部地区のレスス変電所を経由するウガンダのトロロ変電所間にある現幹線はWolf及びLynx ACSR 導体の132KV 2回線である。

西部地区では、Wolf ACSR 導体の132KV 送電線がレスス変電所からムホロニ開閉所を経由してケリチョ区域のチェモシット変電所及びキスム区域のマンボレオ変電所まで、更に1984年にはウアシングシユ区域のエルドレット変電所まで伸びている。ソンドゥ／ミリウ発電所より以前に運転開始が予定されているタークウェル発電所(100MW) はレスス変電所と220KV 送電線でNPGSに接続される計画である。現在の送電容量及びNPGSの信頼度を高めるためKP&Lはレスス・ナイロビ間に新たな220KV 送電線の建設を計画している。

本報告書ではこれら状況を勘案して、レスス変電所においてソンドゥ／ミリウ発電所をNPGSに接続するための送電施設の検討のみを行なうことにした。

#### 7. 5. 2 送 電 線

図-7.8に示す様にムホロニ・レスス間の既存の132KV 送電線を利用して、132KV 1回線

送電線によりソンドゥ／ミリウ発電所をムホロニ開閉所でNPGSに接続する。

下記事項を考慮して、送電線の電圧は132KV とする。

- (a) ソンドゥ／ミリウ発電所の最大出力 ( $2 \times 27\text{MVA}$ )
- (b) 上記発電所とそれに最も近い変電所、すなわちレソス変電所間の距離 (約90km)
- (c) この地域の既存送電電圧

本一回線送電線には、既存の導体と同じ大きさであるWolf ACSR 導体を用いる。これはマンボレオ及びチェモシット変電所への送電を考慮せずにムホロニへ最大電力を送るためには約80MVA(70℃導体熱)の熱容量で十分だからである。

発電所からムホロニ開閉所までの送電線の長さは約40kmである。

マグワグワ発電所(約95MW)が1996年に開発される際には、3回線のうち1回線の送電停止を考慮して、同じサイズのACSR導体を使用した132KV 2回線送電線がムホロニを経由してソレス変電所に接続される。その他にもソンドゥ／ミリウ発電所とムホロニ間の送電停止を考慮してソンドゥ／ミリウとマグワグワ発電所間の相互連絡線を建設する計画とした。

### 7. 5. 3 変電所

上述した様にソンドゥ／ミリウとマグワグワ発電所を接続するためムホロニ開閉所の既存開閉装置を改良する。

ムホロニ開閉所には以下のものを備え付ける。

- 132KV 二重母線 (1 1/3 C.B.方式)
- 132KV の送電線ベイ (4ベイ)
- ローカル用変圧器ベイ (1ベイ)
- 局所及び所内供給のための11KV屋内キュービクル (1式)
- 屋内の制御板 (1ヶ)

2000KVA のローカル用変圧器を1バンク、ローカル地域及び所内供給のために設置する。

送電線ベイの将来拡張を考慮したムホロニ開閉所の概要は図-7.9に示す。



## 第 8 章 工事実施計画と工事費の積算

### 8. 1 工事実施計画と工事工程

#### 8. 1. 1 概 説

ソンドゥ／ミリウ流れ込み式水力発電計画の工事は、原則として、入札参加資格制限付国際競争入札により選定された請負業者によって実施されるものとして計画した。プロジェクトの工事実施形態を次のように分類する。

- － 土木工事 ： 国際競争入札  
(河川転流、取水堰・取水口、水路、発電所、排水路、取付道路等工事)
- － 水門・鉄管工事 ： 国際競争入札  
(取水堰、取水口、水圧管路、灌漑用放流設備、放水路等水門・鉄管工事)
- － 発電設備工事・送電線工事 ： 国際競争入札  
(発電設備、変電設備、送電線等工事)
- － エンジニアリング・サービス ： 随 意 契 約  
(詳細設計、工事監理)

#### 8. 1. 2 工 事 工 程

本プロジェクトの工事実施期間を、7年間として計画した。最初の3年間で、プロジェクト資金の調達、コンサルタント業者の決定、詳細設計／契約書類の作成作業及び入札・工事契約作業を行なう。その後、建設工事実施期間を4年間とした。プロジェクト資金の調達に関しては、エネルギー・地域開発省／ビクトリア湖流域開発公社が担当するものとした。プロジェクトの工事実施にあたっては、次の工事完了期日を目標として、工事工程を計画した。

- a) プロジェクト資金の調達 : 1986年1月から同年9月までの9ヵ月
- b) コンサルタント契約 : 1986年10月から同年12月までの3ヵ月
- c) 詳細設計/契約書類の作成 : 1987年1月から1988年2月までの14ヵ月
- d) 入札及び工事契約 : 1988年12月末完了
- e) 工事着工 : 1989年1月から1992年12月までの48ヵ月
- f) 発電所運転開始 : 1993年1月初旬

全体工事工程を図-8.1に示す。詳細工事工程を第4巻の付録6. “工事実施計画と工事費の算定”に示す。プロジェクトの工事実施に必要な土地収用は、工事着工前にビクトリア湖流域開発公社により実施されるとした。

### 8. 1. 3 工事実施計画

本プロジェクトの工事計画を、前述の工事実施形態及び工事工程の中に示す主要工事の完了期日を踏まえて計画した。本工事実施に必要な主要施工機械を表-8.1に示す。主要工事の施工方法の概要を以下に述べる。

#### (1) 河川転流

取水堰、取水口及び沈砂池等の構造物の建設にあたっては、図-7.2に示すように左岸に仮排水路を設置し、現河道を転流する。仮排水路沿い及びその上下流側に延長250mの仮締切り堤を設ける。仮排水路掘削工事は、中型クローラドリル、21トンリッパ付ブルドーザ、 $2.3\text{m}^3$ トラクタショベル、11トンダンプトラック、5トン振動ローラにより行なう。

#### (2) 取水堰・取水口工事

構造物基礎掘削工及び埋戻工は、中型クローラドリル、21トンリッパ付ブルドーザ、 $2.3\text{m}^3$ トラクタショベル、11トンダンプトラック、5トン振動ローラにより行なう。基礎岩盤のコンソリデーション・グラウチング及びカーテングラチングは、5.5KWボーリングマシン、200リットル×2基グラウトミキサー、7.5KWグラウトポンプで行なう。コンクリートの生産・運搬・打ち込みは、ミキサー容量 $1\text{m}^3$ 全自動コンクリートプラント、 $3.2\text{m}^3$ アジテータトラック、 $1\text{m}^3$ コンクリート・バケットと20トントラッククレーン、圧送能力 $45\text{m}^3$ /時コンクリートポンプ車にて行なう。取水堰のオリフィス・ゲート及び取水口ゲートは、請負業者の製作工場にて、部分的に組立てる。その部分完成品を現地搬入後、サイト仮工場より据付け箇所まで20トントレーラにて運搬し、20トントラッククレーンにて据付ける。

### (3) 水路

#### (a) 導水路トンネル

導水路トンネルは、図 7.1 に示すように内径 4.2m、延長 4.314m のコンクリートライニングトンネルである。トンネル下口から 150m 地点及び上口から 50m 地点に 2 本の作業横杭を設置する。トンネル掘削は全断面掘削工法とし、トンネル切羽を両坑口より 2 ヶ所とする。掘削作業は、ドリルジャンボ、 $0.6\text{m}^3$  ずり積機、 $4.5\text{m}^3$  鋼車、10トンバッテリー機関車の組合せで行なう。掘進速度を月進 220m として計画した（1切羽 110m/月×2切羽）。

コンクリートライニングはアーチ・インバート覆工に分けて行なう。コンクリートライニング作業では、 $3.2\text{m}^3$  アジテータトラック、 $3\text{m}^3$  空気式ブレーサー、4トンバッテリー機関車の組合せで打設する。コンクリートライニング速度を月進 300m として計画した（150m/セントル×コンクリート打設 2 ヶ所）。

インバートコンクリートライニングは、コンクリートフィニッシャー、 $3\text{m}^3$  アジテーターカー、4トンバッテリー機関車の組合せで打設する。コンクリートライニング後の裏込めグラウチング及びコンソリデーショングラウチングは 11KW グラウトポンプ、レッグトリル、7.5KW グラウトポンプ、200リットル×2基グラウトミキサーで行なう。

#### (b) サージタンク

サージタンクは、内径 10m、高さ 51.9m（地下部 40m）の立坑である。断面 2m×2m の導坑を立坑下部より切上りクライマーで掘削する。導坑掘削完了後、立坑全断面の切り拡げを  $7\text{m}^3$ /分クロードリル及びジャックハンマーを用いて行なう。日進を 1.2m で計画した。一次コンクリートライニングは、日進 1.2m の削孔・爆破・ずり出し作業後、1.2m づつ行なう。二次コンクリートライニングは、立坑切り拡げ及び一次コンクリートライニング完了後、立坑下部より打設する。コンクリート打設は、20トントラッククレーンと  $1\text{m}^3$  コンクリートバケットで行なう。

#### (c) 水圧鉄管路

水圧管路は、内径 3.2m - 3.0m（分岐後内径 2.1m）、延長 1,110.7m で、そのうちトンネル部分 102m、明り部 1,008.7m である。水圧管路のトンネル部分は、導水路トンネルの掘削及びコンクリートライニング作業と同じ工法で行なう。明り部の掘削は、 $7\text{m}^3$ /分クロードリル、21トンリッパ付ブルドーザ、 $2.3\text{m}^3$  トラクターショベル、11トンドンプトラックで行なう。また、明り部のコンクリート作業は、 $1\text{m}^3$  コンクリートバケット・20トントラッククレーン及び  $45\text{m}^3$ /時

コンクリートポンプで打設する。水圧鉄管は、請負業者の製作工場にて、部分品及び半完成品を製作する。現地搬入後、その鋼板セグメントを、サイト仮工場にて溶接し、6 m長さの鉄管を製作する。その鉄管を、20トントレーラで据付け位置まで運搬し、レール式運搬台車、インクライン、30トントラッククレーンにて据付ける。

#### (d) 発電所

発電所は図-7.5に示すように25MWフランシス式タービン及び27MVA 発電機2台を収容する長さ21m、幅35m、高さ24mの鉄筋コンクリート構造物である。発電所の基礎掘削は、7 m<sup>3</sup> /分ローラドリル、21トンリッパ付ブルドーザ、2.3 m<sup>3</sup> トラクタショベル、11トンダンプトラックで行なう。基礎構造物コンクリートは、天井クレーンの据付け開始前に完了するよう計画した。ドラフトチューブ及びケーシングの据付けは、天井クレーンにて行なう。その後、ドラフトチューブ及びケーシング回りの二次コンクリートを、タービン及び発電機の据付け作業に合わせて、打設する。コンクリート作業は、3.2 m<sup>3</sup> アジテータトラック、45 m<sup>3</sup> /時コンクリートポンプ、1 m<sup>3</sup> コンクリートバケット・20トントラッククレーンにて打設する。二次コンクリート及び残工事のコンクリート作業は、45 m<sup>3</sup> /時コンクリートポンプで打設する。

## 8. 2 工事費の算定

### 8. 2. 1 工事費

#### (1) 概説

本プロジェクトの工事費を、発電水力施設の基本設計、工事施工計画及び工事工程に基づいて積算した。工事費の外貨分及び内貨分を、各々米ドル及びケニヤシリングで算定し、その後ケニヤシリングに換算した。工事費の積算は、以下の前提条件により行なった。

- a) 工事費のうち、直接工事費（請負工事費）は仮設工事費、土木工事費、水門・鉄管工事費、発電・変電設備工事費、及び送電線工事費から構成されている。一方、間接工事費には、用地費、実施機関の工事経費、技術管理費及び予備費を含む。
- b) 労務費、資材費及び機械費の基準価格は、1984年12月の価格とした。為替交換比率は、1米ドル=15ケニヤシリング=240円とした。

- c) 仮設工事費は、土木工事費、水門・鉄管工事費、発電・変電設備工事費及び送電線工事費の総計の10%として算定した。
- d) 土木工事費（請負工事費）には、労務費、資材費及び機械費等直接工事費、管理費及び利益等の間接工事費を含む。
- 労務費は1日8時間労働の賃金である。
  - 建設資材はケニヤ国内の市場より調達するものとした。輸入資材は、C I F（Cost, Insurance & Freight, 運賃保険料込み）価格に、関税、税金を含めた価格とした。ケニヤ国内調達の資材費はプロジェクト・サイト着の価格とした。
  - 機械費のうち、償却費、スペアパーツ及び消耗資材等整備修理費を外貨分で算定した。一方、維持管理費、輸入関連費用、関税・税金等を内貨分で算定した。
- e) 水門・鉄管工事費、発電・変電設備工事費及び送電線工事費は、最近の工事入札価格に基づいて算定したが、関税及び税金を除外した。基準価格を日本F O B（Free on Board, 本船渡し）価格とした。外貨分には、本体価格、海上運賃及び貨物海上保険を含めた。ケニヤ・モンバサ港での貨物荷卸費用、港湾使用料、内陸輸送費を内貨分にて算定した。
- f) 工事実施に必要な土地収用は、工事着工前にビクトリア湖流域開発公社によって実施されるものとした。土地収用に要する用地費を表-8.2に示す。
- g) 当該プロジェクトの実施機関の工事経費は、直接工事費（請負工事費）の2%として算定した。
- h) 工事監理段階の技術管理費を、人・月ベースで積算した。工事着工前の詳細設計及び契約書類の作成も含めた。
- i) 工事に対する予備費は、仮設工事費、土木工事費、用地費及び技術管理費については総計の10%として算定した。水門・鉄管工事、発電設備・変電設備工事及び送電線工事に関する予備費は、直接工事費の5%として算定した。
- j) 物価上昇による予備費は、物価上昇率を外貨分に対して3%、内貨分に対して9%として、年次別工事費支出表から算定した。

## (2) 工 事 費

本プロジェクトの工事費総額は、1,320.9百万ケニヤシリングで、そのうち外貨分は1,004百万ケニアシリング（換算 6,693万米ドル、外貨分比率76%）、内貨分は316.9百万ケニヤシリング（内貨分比率24%）である。工事費内訳を表-8.3及び表-8.4に示す。

### 8. 2. 2 工事費の年次別支出

総工事費の年次別支出を、外貨分、内貨分に対して工事実施工程に基づいて算定した。年次別工事費支出を表-8.5及び次表にとりまとめた。

工事年次	外 貨 分		内貨分	合 計
	(百万米ドル 換算)	(百万ケニヤ シリング)	(百万ケニヤ シリング)	(百万ケニヤ シリング)
1987	(3.00)	45.00	-	45.00
1989	(16.66)	249.94	( 82.04)	331.98
1990	(15.93)	238.98	(110.98)	349.96
1991	(23.30)	349.54	( 82.58)	432.12
1992	( 8.04)	120.58	( 41.27)	161.85
計	(66.93)	1,004.04	(316.87)	1,320.91

## 第9章 プロジェクト評価

### 9.1 経済分析

#### 9.1.1 構成

ソンドゥ川多目的計画の直接便益は水力発電と灌漑農業の双方から生ずる。発電と灌漑部門が1つの施設のある部分を共用するように施設が相互依存関係にある場合には、発電・灌漑部門別に適切な経済評価を実施することは困難である。多目的計画では、通常このようなケースが多い。

それ故ソンドゥ計画実施に伴う全費用と便益に基づき、まず発電と灌漑部門を合わせた多目的計画の経済評価を行う。続いて発電便益のみと、多目的計画の全費用から灌漑施設のみを費用（専用費用）を除いた費用に基づき、発電部門の経済評価を行なう。

#### 9.1.2 プロジェクト費用と便益

##### (1) 経済費用

経済分析ではある開発計画に要する全ての費用を経済的費用として、すなわち国家経済の立場からみて現実的な資源費用あるいは機会費用として計測されなければならない。ある開発計画の投資の為の経済的費用はこの投資をすることにより他にどのような投資機会が失われるのかで計測される。それ故、経済的費用の算定は夫々の計画の投入財がどのように調達されたか—輸入を増加したからか、輸出を減らしたからか、国内生産量を増やしたからか、他の用途から転用したからか—等の仮定によって決まる。全ての必要投入財の調達源を追跡することはまず不可能であるので、ここでは次のような原則を適用する。

本プロジェクトのために新しく輸入する全ての機器及び資材はC.I.F 価格で積算する。外国の労働者の経済的費用は外国人が実施する役務に適用可能な競争価格を用いる。第8章に述べたプロジェクト費用の外貨分は実際に上述の方法で概算した。したがってその費用は何ら手を加えなくても経済的費用として用いることができる。国内市場で調達する貿易対象（輸出可能な）財についてはF.O.B 価格が経済分析に用いるシャドウプライスを表す。

2つの主要なプロジェクト投入物、労務費とセメントのシャドウプライスを検討してみた。未熟練労働者のシャドウウェージを計算すると財務分析に使う賃金の60パーセントに

なる。セメントのシャドウプライスは政府が定めた国内市場の小売り価格の約70パーセントになる。セメントは国内市場で直接入手できるが、経済価格の外貨及び内貨分は各々約50パーセントとした。その計算の詳細は第6巻4.2節に載せてある。

他のプロジェクト投入財の内貨費用から国内で振替可能な費用を除かねばならない。消費者が税込み市場価格でも喜んで購入するような自由競争市場の流通財は間接税を除外してはならない。しかし、この様な商品が本プロジェクトに含まれる可能性は低い。租税及び消費税の政府歳入のデータから、国内振替え費用部分を約10パーセントとした。(第6巻、4.2節参照)

ここでは経済的費用を計算するのに、各費用項目別に財務的費用を調整する代わりに上述した国内振替費用とシャドウプライス化による相乗効果相当分を減額することにした。この方法で経済的費用の内貨分を概算すると財務的費用のおよそ85パーセントとなった。

この方法で求めた経済的費用は外貨 (US\$) 及び内貨 (KShs) の2本建となっているので、共通の単位にしなければならない。このことは本質的に外貨の実質経済価値を内貨で計測する必要があることを意味する。

公定為替レートが国家経済に対して真の価値を忠実に反映していると思われる場合もあるが、もしそうでないとすればシャドウ為替レートを求めなければならない。2つの簡便法を用いてシャドウ為替レートを検算すると、1983年中頃の平価切り下げ以後のケニアシリングの価値は特に過大でも過少でもないと評価できる。

それ以後の対米ドルフロート制価格相場はケニアにおける外国為替の真の価値をよく表わしていると言える。そこで経済分析においては、米ドルで表示された外貨費用を1米ドル=15.0ケニアシリングのレート(現地調査期間の終り、1984年11月時点のレート)でケニアシリングに換算する。

## (2) 便 益

発電プロジェクトの経済評価はそれが公共性の強いものであることから特殊なものである。一例として発電による便益は経済的生産活動の一投入財として利用された時に生産増加価値として現われる。国内の電力消費の公共的価値を求めることは言うまでもなく、このような生産増加価値を計測することは極めて困難なことである。



一般的には自由市場における商品価値は消費者の支払い意思の反映とみなされ、これはその商品に伴う便益を正当化していると見なされる。しかしながら電力に関してはこのような市場はまず存在しない。また特に開発途上国においては電力は政府もしくはK P & Lの様な公共企業体により開発供給される。電気料金は公共福祉への助成や工業化の促進といった政治的あるいは社会経済的理由により低価格におさえられることがままある。

一方、国家経済の観点から、より有効な資源配分をもたらすような電気料金を決めるための目安として電力供給の長期限界費用(LRMC)を計算し、用いるべきであることが提唱されている。ここでも単位電力便益の代りにLRMCの算出を試みた。特に発送電施設のLRMCは最も普遍性が高くかつ費用効果の高い火力発電をベースとした供給システム建設費用の平均増加原価として計測した。

発電の平均増加原価を計算すると0.86KShs/KWhとなった。第6巻4.3節に電力供給のLRMCの計算について記述する。

ソンドゥ開発計画の灌漑便益に関しては、このプロジェクトが実施された場合の純生産価値とこのプロジェクトが実施されなかった場合の純生産価値の差を便益として定義する。夫々の場合の純生産価値は各々の農産物の経済価格から求まる総農業生産粗収入から生産経費を引いて計算する。第3巻6章にこの灌漑便益の計算過程を詳述する。

### 9. 1. 3 経済的収益率

#### (1) 経済的費用と便益の流れ

単位発電便益としてLRMCを適用するとすれば、年間発電便益は発電平均増加原価として計算された0.86KShs/KWhに一次送電端の年間利用電力量を乗じて求められる。発電施設は操業開始の年からフル稼働するので年間発電電力量は評価期間を通じて全て同じ値となる。一次変電所までの送電ロスを考慮して年間便益を調整する。

ソンドゥ川からの転流水は純面積15,610haの土地の灌漑農業開発を可能とする。この灌漑地域から生ずる便益はソンドゥ計画(第一次開発)の便益に含まれる。この灌漑便益については第4巻において算出しているが、これを本多目的計画の便益の流れを求めるために発電便益に加える。灌漑便益が最大になるまでに5年間の効果発現期間を仮定する。

前節に述べた方法により財務的費用（発電部門に関しては本巻の8章に、灌漑部門に関しては第3巻に載せている）を調整してプロジェクトの経済的費用を算出する。発電部門の維持管理費（O & M費用）は下記の様に算出する。

$$\begin{array}{l} \text{取水堰及び関連作業} \\ \text{の直接費用合計} \end{array} \times 0.005 \quad + \quad \begin{array}{l} \text{発電機器及び} \\ \text{施設の直接費合計} \end{array} \times 0.02$$

表-8.4のデータからシャドウプライス化した年間O & M費用を計算すると7,057千ケニアシリングとなった。表-9.1に経済的費用と便益の流れを示す。

### (2) 多目的開発の経済的収益率

表-9.1に示す費用と便益の流れによりソンドゥ川多目的開発計画の経済的内部収益率（ERR）を計算すると13.6パーセントになった。ケニアにおける資本の機会費用が10パーセントであるとの見方からすれば、本多目的開発は仮想した全ての条件のもとに十分実行可能であるといえる。

本調査のS/Wでは、ソンドゥ川からの転流で計画する灌漑地域をアワチカノ川以南に定めている。もしこの地域内の8,540haに対する費用と便益のみを本多目的開発の費用と便益に含めるならば、ERRは12.2パーセントになる（8,540haに対する費用と便益のデータに関しては第3巻を参照）。

### (3) 感度分析

ソンドゥ多目的計画の経済的実行可能性を発電や灌漑部門の便益の減少や投資額の増加といった不確実性の度合に対して感度分析を行なった。その結果を以下に示す。

		ERR
ケース1	標準	13.6%
ケース2	発電便益の10%減	13.2%
ケース3	灌漑便益の10%減	13.0%
ケース4	投資額の10%増	12.7%
ケース5	ケース2,3,4の組み合わせ	11.8%

上の表に見られる様に、ERRは発電便益の減少より灌漑便益のそれに対しての方が若干影響を受けやすい。投資額の10パーセント増のケースを含めても、ERRは資本の機会費用に対応する率より高い。最悪のケース、すなわち3つの好ましくない条件が重なった場合でもERRは11.8パーセントになる。

#### (4) 発電部門の E R R

ソンドゥ計画は多目的計画であるので、発電部門と灌漑部門を分けて評価はできない。今回の発電部門と灌漑部門の調査レベルが異なる事もこの評価をさらに難しくしている。しかし発電部門のみの E R R を計算することは計画の収益性を更に詳しく知るために参考となると思われる。発電便益は前と同じであり、費用に関しては取水堰、取水口、導水路、水圧鉄管、発電所、発電機器及び送電線の全費用を含める。E R R を計算すると10.4パーセントとなり、資本の機会費用に対応する率よりも高い。実際にはこの結果は灌漑を含むソンドゥ計画の経済的実行可能性を過少評価している。

#### (5) ケニア方式による評価

ケニアでは、通常発電プロジェクトを評価する際にLRMCを使用しておらず単位発電便益は控え目な評価として、プロジェクト評価時点での平均電気料金が通常用いられる。現地調査時には1 KWh 当り約 0.70 ケニアシリングだった平均電気料金はその後1985年に値上げされて 0.78 ケニアシリングとなった。

平均電気料金に売電端での電力量を乗じて発電便益を求める。売電端での電力量を求めるには、送電及び配電ロスを生供給系統の平均的ロス率より若干少なめのちょうど10パーセントとした。二次送電と配電の費用を以下のように計算し費用の流れに加える。資本費用、エンジニアリング、営業及びその他の O & M 費用を含めた送電及び配電の総費用はシャドウプライス化した後1 KWh 当り 0.26 ケニアシリングとなり、その内70パーセントの 0.18 ケニアシリングは二次送電と配電に対するものである。

便益と費用の流れの計算結果を表-9.2に載せる。表中の便益計算において、2次電力は1次電力と同じ価値を有すると仮定する。この仮定は、2次電力に対する需要が十分に保証されている限り、特に仮定した単位発電便益が実質発電便益より過少評価される場合には有効である。ビクトリア湖岸沿いの農地のポンプ灌漑の動力にこの2次電力を利用できるという意見がLBDAより出され、2国間調整会議でも議論された。

2次電力の価値や需要が低い場合の影響を調べると下記の通りになった。

2次電力の価値	E R R
100%	8.6%
80%	7.2%
60%	5.3%

KP & Lによると、同様の方法で計算したキアンベレ水力発電計画で、10パーセント、タークウェル水力発電計画で8パーセントの E R R となっている。従って結論としては、ソ

ンドゥ川水力発電計画は十分な2次電力の需要が見込まれるとすれば経済的にはほとんどタ  
ークウェルと同じ収益性があるといえる。

## 9. 2 財務分析

### 9. 2. 1 プロジェクト費用及び収益

#### (1) プロジェクト費用

ソンドゥ多目的開発計画の財務的費用を1984年12月時点の価格で算出し、発電部門に関  
しては第8章に記載した。第8章においては外貨分に対し3パーセント、内貨分に対して  
は9パーセントの年間物価上昇率を用いて物価上昇費用を計算し、年次投資計画に従って  
建設費に加える。しかし、ケニアにおいては発電計画の財務的内部収益率(FRR)を計  
算するのに物価上昇分は含めてない。

0 & M費用と同様に追加投資及び置替費用は物価上昇分を除いてキャッシュフローに含  
める。二次送電及び配電費用には、資本金、エンジニアリング、営業、0 & M費用を含め  
た送電及び配電の総額の70パーセントすなわち1 Kwh 当り 0.31 ケニアシリングをとる。  
従って二次送電及び配電費用は1 Kwh 当り 0.22 ケニアシリングとなる。

#### (2) プロジェクトの収益

第7章の発電力量から所内使用分及び送配電ロス分を削除した可売電力量に基づき売電  
による収益を計算する。可売電力量に平均単位電気料金を乗じる。FRRの計算には何段  
階かの料金レベルを仮定した。

### 9. 2. 2 財務的収益率

#### (1) 財務キャッシュフロー

投資額、維持管理費及び上述の段階的平均料金を1993年レベルで計算した各々の収益に  
基づきソンドゥ水力発電開発の財務キャッシュフローを作成する。外貨、内貨を問わず、  
外部借款にかかる建設期間中利子はこのキャッシュフローに含めない。

#### (2) FRRの計算

表-9.3のキャッシュフローデータより1 Kwh 当り 0.78 ケニアシリングの平均料金に  
応じて財務的内部収益率(FRR)を計算すると4.2パーセントになった。KP & Lは、  
1985年に入って2度目の料金値上げを11月に申し出た。これが許可されれば平均料金は再

び11パーセント上がることになる。更にソンドゥ水力発電計画の営業開始までには何回かの料金改定は十分に予想されよう。

こうして平均電気料金の値上げの影響を検討した場合の結果を下記に示す。

平均電気料金	F R R	必要な年平均料金値上げ率
0.78 KShs/KWh	4.2%	0 %
0.90	6.6	1.8
1.00	7.6	3.2
1.10	8.7	5.5
1.25	10.1	6.1

### (3) コストアロケーション

取水堰と転流設備は水力発電だけでなくソンドゥ川の水を利用したニヤカチ及びカノー平野の灌漑にも利用される。これらの設備にかかる費用の一部は灌漑部門の費用でもある。総費用の分担を発電と灌漑部門でどの程度にするかを検討することは今回のスタディの範囲外のことであるが、コストアロケーションによって発電部門の財務的収益性の変化を検討することを試みてみた。共通費用の20,30,40パーセントを灌漑部門が分担するというコストアロケーションの条件でF R Rを計算すると、1 KWh 当り 0.78 ケニアシリングの平均料金に対応する 4.2パーセントから各々 4.8、5.1、5.4パーセントに増えることが判った。

発電部門と灌漑部門に費用を分担させる1つの方法として、総費用を各々の部門で用いられる水量に比例させて分担させることが考えられる。第6章の最適化検討に依ると発電及び灌漑部門で使用する年平均流量は各々 $24.1\text{m}^3/\text{sec}$ 、 $12.5\text{m}^3/\text{sec}$ である。これによると共通費用の約35パーセントを灌漑部門で分担することになる。

## 9. 2. 3 プロジェクトの財務及び借款返済能力

### (1) 概 説

ソンドゥ計画の発電部門の第一段階の実施には、物価上昇分を含めて外貨分に66.9百万米ドル、内貨分に316.9百万ケニアシリングの、計1,320.9百万ケニアシリングが必要となる。これら費用の調達方法は後日当然決めなければならないが、仮定ではあるが現実的な条件の下でプロジェクトの財務的採算性を本節で調べる。

## (2) 借款条件

ソンドゥ計画の実施には以下の条件の外部借款の導入によりプロジェクト費用の一部を補うとする。

(i) 投資額のうち全ての外貨分は国際融資機関の借款より融資される。

(ii) 外部借款の条件を以下のように仮定する。

利子率 : 年 4.0%

支払猶予期間 : 建設期間 (4年)

返済期間 : 支払猶予期間を含めた30年

(iii) 元利合計の返済金額は返済期間を通じて一定とする。

(iv) 投資費用の内貨分と年間所要経費は全て政府予算から歳出される。

## (3) 財務収支

平均料金をKWh 当り 1.25 ケニアシリングと仮定して粗収入を求める。これは前節で述べたように平均電気料金を年平均6パーセントで値上げした場合である。費用については物価上昇分を含めたプロジェクト費用のみを考慮する。

上の仮定条件に基づき簡単な財務収支を表-9.4のように作成した。ここで付記しておかなければならないことはこの財務収支は本プロジェクトに対するものであり、他の関連費用 (例えば二次送電、配電費用) は含んでいないのでK P & Lに対するものではない。表から明らかな様に年収支は操業を開始した1993年から黒字となり累加残高もそれから8年後に黒字となる。累加剰余金は支払い期間末に10億ケニアシリングを越すがこれは初期投資額の約80パーセントに相当する。

## 9. 3 総合評価

### 9. 3. 1 関連便益及び費用

前節において、電力及び農業生産物により生じる直接便益あるいは収益のみに基づき、ソンドゥ多目的計画を経済的、財務的に評価した。

本節では本プロジェクトに関連すると思われる2次的便益及び費用を検討する。特に、地域開発及び環境問題の観点から本プロジェクトを評価する。

### (1) 地域開発に及ぼす効果

ソンドゥ計画が位置している西部ケニア地方は水資源や関連した土地資源、豊富な魚類、鉱物、そして人的資源やその地理的位置（第6巻2章及び本巻3章を参照）等などで極めて高い開発ポテンシャルを有しているのにもかかわらず、ケニアにおいては未開発な地域の1つである。ソンドゥ計画はこの重要な地域の開発の嚆矢とりなり得る。

ソンドゥ計画の主たる効果は、

- (I) 電力供給能力拡大による全般的な産業開発への刺激
- (II) 農業生産物の増加に伴う農業関連産業の基盤強化
- (III) 灌漑及び排水整備に伴う新技術導入による集約的な農業生産への移行
- (IV) 高地部から低地部への人口の再配置による流域保全
- (V) L B D Aによる他の開発計画の促進、（その財務的实施能力は本プロジェクトによりかなり改善される）

L B D Aはこの地域の住民の伝統的生活様式及び部族間の関係を壊さない様に上述の可能性を実現して行くことになるろう。

### (2) 環境に及ぼす影響

#### 考え得る影響

計画地区内及び周囲の環境にソンドゥ計画が及ぼすと思われる影響について予備評価した。予備評価段階であるので、考え得る影響はそれらが自然と人間をとりまく環境に対して有益か、中立か、有害かを示す次の5つのランクだけで評価した。

- + H : 非常に有益
- + L : やや有益
- 0 : 影響なし
- L : やや悪影響
- H : 非常に悪影響

表-9.5に評価結果を示す。

#### 今後の調査検討

表-9.5に見られる様にソンドゥ計画が及ぼす環境への影響は、堆砂、植生、魚及び水産業に対してはやや悪影響（-L）を、公衆衛生面には非常に悪影響（-H）を及ぼすと評価された。しかし今回やや悪影響を及ぼすと評価されたものも、もし現況をより詳細に調

査を行ないプロジェクト実施に伴って慎重な検討を行なえば無視できる程度であるかもしれない。

非常に悪影響を及ぼすと評価された公衆衛生面では、特にマラリアや住血吸虫病の流行が及ぼす影響はより深刻となろうから、追加調査する必要ある。これに類似した他プロジェクトの先例やマラリア、住血吸虫病の抑制法を今後の調査の参考のために第6巻、第3章に載せる。

### 9. 3. 2 結 論

9. 1節で述べた様に発電及び灌漑農業の直接便益のみに基づく経済的内部収益率は13.6パーセントとなり、ソンドゥ川多目的開発計画の第一次開発は経済的に実行可能である。本プロジェクトの財務的実行可能性はプロジェクトの実施のために導入される外部借款の条件と将来の電気料金改定の如何で変わる。8パーセントの財務的内部収益率を前提条件とすれば、平均電気料金を1993年までに年6パーセントずつ引き上げなければならない。

本プロジェクトの与える他の諸効果は全般的に良好でそれらの2次的便益はその費用に十分勝つと思われる。特にケニアにおける低開発地域の1つを開発する為の本プロジェクトの重要性を考慮すると、このプロジェクトを可能な限り早期に実施することが強く望まれる。



## 第 10 章 今後の調査検討

### 10. 1 概 説

前章で述べたように、ソンドゥ川多目的開発計画は経済的に実行可能なだけでなく西部ケニア地域の開発にとって極めて重要なものである。その第1次開発では、ニャカチ断層崖の落差を発電に利用するため、そしてニャカチ及びカノー平野における灌漑農業のためにソンドゥノミリウサイトで取水堰による転流を行なう。その後第2次開発としてのマグワグワ上流部貯水池が続き、水力発電量及び灌漑面積が大幅に増える。

特にケニアにおいて、高いポテンシャルを持ちながら開発が遅れているこの地域を開発する本プロジェクトの重要性を考慮すると、第1次開発を早急に実施することが強く望まれる。本報告書で計画した通りに発電施設の操業を1993年に開始するためには、1986年末までに詳細設計を開始することが望ましい。

灌漑開発はソンドゥ計画にとって不可欠なものである。アフリカのサヘル周辺地域における現在の食料不足の問題を考慮すると、本プロジェクトにより緊急に作物生産高を増やす必要がある。今回、ソンドゥ水力開発における灌漑開発に関しては、プレ・フィージビリティ調査のみを行なった。またアワチカノ川以北の地域については計画のための考察のみしか行なっていない。フィージビリティレベルでこの調査を行なうことは急務であり、灌漑開発に関してはできる限り広い地域を含める。そのフィージビリティ調査そのものは本調査や最近まとめられた他の調査の結果を用いて比較的短期間に行なえるが、航空写真地図に関しては、適当なスケール（例えば1/5,000）のものを早急に作成しなければならない。

上述したように、本プロジェクトはマグワグワダム第2次開発によりその効果が一段と増す。今回の調査では、第1次開発の約3年後にマグワグワダムを建設することが最適となった。この大ダム計画の設計や実施には長期間を要するのでそのフィージビリティ調査は数年以内に行うことが望ましい。

ソンドゥ計画は多目的開発計画なのでその実施には多数の政府機関が関係する。それらの利害関係の調整は欠くことのできないものである。またプロジェクトを円滑に実施するためには、外貨及び内貨費用の財務調達の調整を早急に開始すべきである。特にKP&LとLBDA間の発電や売電に関する財務調整を含め、灌漑と発電部門間の費用分担の有り方を決めることが必要である。

本フイージビリティ調査は当該プロジェクト実施に向けた実質的な第一歩となる。第1次開発に対する詳細設計に加えて上述した他の関連調査や、数種の補足調査、すなわち補償／移転や一般的な社会・文化的影響に対する基本調査、及び公衆衛生面の追加調査（第6巻、3章参照）等が次の段階で実施されることが望ましい。

## 10. 2 第1段階計画（ソンドゥ／ミリウ）の詳細設計

### 10. 2. 1 目 的

本フイージビリティ調査終了後、第1次開発のための取水堰、水路、発電施設の詳細設計（D/D）を始めなければならない。D/Dの為のエンジニアリング・サービスの目的は、(i) 最新の補足的データや情報の収集、及びプロジェクトの最適化の分析及び再検討 (ii) 設計に必要なデータ入手のための補足的現地調査 (iii) ソンドゥ／ミリウ水力発電計画の建設に必要な設計図、設計報告書、技術仕様書、入札資格審査及び入札書類、工事費の積算、詳細な実施計画の作成、(iv) サービス期間におけるL B D Aの関係職員への技術の移転である。

### 10. 2. 2 業 務 内 容

D/Dのためのエンジニアリング・サービスはL B D Aの担当カウンターパートと十分に協力して行なう。このサービスは下記の通りだが、これに限る必要はない。

#### (1) データの再検討

最新情報の収集、フイージビリティ調査報告書の再検討、また必要に応じたプロジェクトの開発計画、規模、概要の修正を行なう。

#### (2) インセプションレポートの作成

- (a) このエンジニアリング・サービスのための調査実施方法と作業工程の作成
- (b) フイージビリティ調査の見直しの結果や対象となる作業の実施計画・工程などを含むインセプションレポートの作成

#### (3) 現地調査の為の入札書類の作成

現地コンサルタントにより行なわれる以下の現地調査のための入札書類を作成する。

- (a) テストボーリングとグラウト
- (b) 地震探査
- (c) 現場における岩盤せん断試験及び試掘坑の掘削
- (d) 大型岩石せん断試験
- (e) 土取り場・採石場におけるサンプリングやテストピットを含む土質及びコンクリート試験
- (f) 地形測量
- (g) ボーリング及び貫入試験

注： (a)～(e)の項目は取水堰サイト、項目(g)は送電線、項目(f)は取水堰と送電線サイトの両方に関与する。

#### (4) 詳細設計の為の現地調査及び試験

現地コンサルタントにより行われる上記項目(3)の(a)～(g)の現地調査及び試験作業の監督と、その職員に対する技術指導を行なう。

#### (5) 基本設計及び工事費の積算

以下の様に基本設計を行ない、また工事費の積算書を作成する。

- (a) 方法論、解析、計算基準等に関する全主要部門の詳細設計のための設計基準の作成
- (b) 項目(4)の調査結果に基づく施設の最適規模やレイアウトの最終的な再検討及び変更
- (c) 取水堰、取水口、水路、サージタンク、発電所、開閉所設備を含む発電機器、鋼構造物といった主要構造物の設計の再検討
- (d) 基本設計レベルでの建設工程の検討
- (e) 基本設計レベルでの建設費の積算
- (f) プロジェクトの経済的実行可能性の再確認
- (g) サージタンクのモデルテスト

#### (6) 詳細設計

以下の示す詳細設計、建設工程及び工事費の積算を行なう。

- (a) キャンプ、作業場、倉庫などのレイアウト、及び給電・給水の整備を含む準備作業の計画
- (b) 橋を含む作業用及び永久道路の設計
- (c) 仮排水路、取水堰、取水口、導水路トンネル、サージタンク、水圧鉄管路、放水庭

を含む発電所等の土木構造物の詳細設計

- (d) 発電機器や付属設備の詳細設計
- (e) ゲート、水圧鉄管路、バルブ等の鋼構造物の詳細設計
- (f) 鉄塔を含む送電線及び電気機器を含む変電所の詳細設計
- (g) 詳細な建設工程・ネットワークの作成
- (h) 詳細な工事費の積算
- (i) (必要ならば) 環境や他の局面からの検討

(7) 入札書類の作成

以下の作業項目に対する入札書類の作成を行なう。

- (a) 入札資格審査書類
- (b) 土木工事に対する入札書類
- (c) 発電機器に対する入札書類
- (d) 鋼構造物に対する入札書類
- (e) 送電線及び変電所に対する入札書類
- (f) 準備作業、作業道路及び橋に対する入札書類

(8) 作成される書類

下記の報告書及び書類の作成を行なう。

- (a) インセプションレポート
- (b) 上記項目(3)の現地調査に対する入札書類
- (c) 現地調査のデータブック付報告書
- (d) 設計基準
- (e) 図面付設計報告書
- (f) 工費積算書
- (g) 実施計画書
- (h) 上記項目(7)の作業に対する入札書類
- (i) 一年に4回の進捗報告書

(9) 技術移転

サービス期間中におけるL B D Aの職員及び現地コンサルタントへ技術移転

(10) 入札資格審査の補助

請負業者の入札資格審査に際してL B D Aへの補助

### 10. 3 第2段階計画のフィージビリティ調査及び段階実施計画

#### 10. 3. 1 第2段階計画のフィージビリティ調査

ソンドゥ川多目的開発計画は前に述べた通り最終的には次の3つの個別計画から構成されることになる。即ち、

- (1) ソンドゥ／ミリウ流れ込み式水力発電計画
- (2) ソンドゥ川を水源とするカノー平野の灌漑計画
- (3) マグワグワダム水力発電計画

これらの各計画の現在の事業進捗状況は次表の通り夫々異なる。

	完了した事業	次段階の事業
ソンドゥ／ミリウ水力	フィージビリティ	詳細設計に続き建設工事
カノー平野灌漑		
(1) 8,540ha	フィージビリティ	フィージビリティ
(2) 7,560ha*	マスター・プラン	(フィージビリティ)
(3) 10,000ha*	マスター・プラン	(フィージビリティ)
マグワグワダム水力	マスター・プラン	フィージビリティ

\* はUNDP/LOTTI による調査で提案された面積区分によった。

10. 1節で述べた通り、ソンドゥ多目的計画の第一段階はソンドゥ／ミリウ流れ込み式水力発電計画のニャカチ平野の8,540haの灌漑計画である。

灌漑計画そのものはプレ・フィージビリティレベルでも充分経済性が高いことが立証されているので、出来るだけ早い時期にフィージビリティ調査を実施すべきである。ソンドゥ川の転流による水力発電は約16,000haを灌漑するのに十分な水を平野部に供給することにもなるから、灌漑計画のフィージビリティ調査は8,540haに加えて、できれば7,560haを含めて実施することが望ましい。

将来の第二段階計画はマグワグワダム水力計画となる。この計画が実現すると、平野部に更に10,000haの灌漑面積を拡張するに足りうる水がソンドゥ／ミリウ発電所を經由して利用可能となる。従ってこれら2つの計画のフィージビリティ調査は一つの多目的計画と考えて実施することが望ましいと云えよう。

### 10. 3. 2 段階実施計画

夫々の計画の現況と今後実施されるべき事業とそれに要する時間を考慮に入れると、ソンドゥ多目的開発の実施計画は次の様になると思われる。

	F/S*	D/D*	建設	供用開始
ソンドゥ/ミリウ水力	1985	1987	1989~92	1993
カノー平野灌漑				
(1) 8,540ha	1986/87	1988/89	1991~1996	1993~1997
(2) 7,560ha	(1986/87)	(1988/89)	(1992~1997)	(1994~1998)
(3) 10,000ha	(1988/89)	(1991/92)	(1994~2000)	(1996~2000)
マグワグワダム水力	1988/89	1990/91	1992~1995	1996

\* フィージビリティ調査

\* 詳細設計

この実施計画では、次の点を考慮していることを追記する。即ち、灌漑計画の建設速度は、一般的に3次水路と耕地内施設の建設の速さに左右される。特に耕地内施設の整備には農民の直接協力や、場合によっては耕地の再配分などが必要となる。更にこの地域の農民は灌漑による農業については不馴れであり、水管理を習熟するには相当の期間を必要とするものと思われる。これらの点を考慮に入れると、3次水路及び耕地内施設の建設ペースは毎年2,000ha位が現実的であると思われる。

## ***TABLES***





表- 2.1 GDPの実質成長率

(Unit: % in real terms)

Period/Year	Growth rate	Year	Growth rate
1964 - 69	Average 5.8	1980	3.3
1970	6.8	1981	5.3
1971	7.0	1982	3.4
1972	6.8	1983	3.9
1973	4.3	1984	0.9
1974	1.1		
1975	4.1		
1976	2.4		
1977	8.8		
1978	6.6		
1979	3.3		
	Average 5.1		

- Sources:
- (1) Economic Survey 1980 (1970 - 79)
  - (2) Economic Survey 1983 (1980 - 83)
  - (3) Figure for 1964 - 69 calculated from the figures for 1964 - 72 in (2)
  - (4) EIU, Quarterly Economic Review of Kenya, No.3, 1985 (1984)

表-2.2 1970, 1979, 及び1983年時価格での部門別GDP

(Unit:  $10^3$  k $\text{\$}$ , % shares in parentheses)

Sector	1970	1979	1983
Agriculture, forestry and fishery	173.0 (33.1)	679.0 (34.4)	1,091.6 (33.2)
Mining and quarrying	2.4 (0.5)	5.0 (0.3)	6.2 (0.2)
Manufacturing	62.2 (11.9)	249.8 (12.6)	408.3 (12.4)
Electricity and water	12.0 (2.3)	42.3 (2.2)	76.8 (2.3)
Construction	62.4 (5.1)	117.5 (5.9)	180.2 (5.5)
Wholesale and retail trade, hotels and restaurants	55.8 (10.7)	209.2 (10.6)	346.3 (10.5)
Transport & communications	40.8 (7.8)	114.7 (5.8)	195.3 (5.9)
Government services	76.5 (14.7)	290.3 (14.7)	481.4 (14.6)
Other services	72.8 (13.9)	267.2 (13.5)	505.2 (15.4)
Total GDP at factor cost	521.9	1,975.0	3,291.2

Sources: Statistical Abstracts 1970, 1979 and 1983

表-2.3 对外贸易の商品構成

	1964	1970	1979	Year 1980	1981	1982	1983*/
<u>Exports</u>							
Coffee	32.7	21.6	28.7	22.2	21.3	26.5	25.4
Tea	12.9	12.8	16.3	17.9	11.9	14.2	19.6
Petroleum products	4.6	13.4	17.7	31.1	30.7	27.4	18.8
Others	49.8	52.2	37.3	34.8	36.1	31.9	36.2
<u>Imports</u>							
Consumer goods	30.1	23.2	11.8	10.4	9.8	10.7	13.5
Industrial supplies	34.7	36.0	29.0	27.3	24.9	24.9	27.3
Fuels & lubricants	9.9	9.3	23.7	33.6	38.7	37.2	36.6
Machinery, capital & transport equipment	25.3	31.4	35.5	28.7	26.5	27.1	22.6

\* Provisional

Sources: Development Plan 1984 - 88 (1964, 1970, 1979 - 81)  
 Statistical Abstract 1983 (1982)  
 Economic Survey 1984 (1983, Imports)  
 EIU, op. cit. (1983, Exports)

表-2.4 国際収支

(Unit: 10<sup>6</sup> K $\text{\textsterling}$ )

	1964	1969	1979	Year 1980	1981	1982*/	1983*/
Trade balance	-9.4	-31.6	-299.4	-526.6	-495.4	-430.4	-335.6
Net services	14.4	20.1	79.0	143.2	126.3	140.2	143.5
Net transfer	12.5	8.1	34.1	54.7	42.9	36.8	76.5
Current account balance	17.5	-2.9	-186.3	-328.7	-326.2	-253.4	-115.6

\* Provisional

Sources: Development Plan 1984 - 88 (1964, 1969, 1979 - 81)  
 EIU, op. cit. (1982, 1983)

表-3.1 部族、人種、及び国籍別の人口(1979人口調査)(1/2)

Tribe or Nationality	Male	Female	Total
Kenyans			
Kikuyu	1,582,145	1,620,676	3,202,821
Embu	89,471	90,929	180,400
Meru	416,800	423,704	840,504
Mbere	29,242	32,483	61,725
Kamba	852,360	873,209	1,725,569
Tharaka	4,763	4,919	9,682
Luhya	1,048,914	1,070,794	2,119,708
Kisii	469,629	474,458	944,087
Kuria	46,388	42,781	89,169
Mijikenda	357,116	375,714	732,830
Pokomo	19,835	19,906	39,741
Taita	74,068	79,051	153,119
Taveta	3,850	3,826	7,676
Swahili/Shirazi	2,903	2,743	5,646
Bajun	18,304	18,667	36,971
Boni/Sanye	2,108	2,062	4,170
Luo	966,548	989,297	1,955,845
Kalenjin	820,749	831,494	1,652,243
Masai	120,838	120,557	241,395
Samburu	36,168	37,457	73,625
Turkana	106,009	101,240	207,249
Teso	66,192	66,295	123,487
Nderobo	3,698	3,502	7,200
Njemps	3,668	3,878	7,546
Rendille	10,940	10,854	21,794
Boran	35,306	33,588	68,894
Gabbra	15,467	15,086	30,553
Sakuye	926	893	1,824
Orma	16,134	15,993	32,127
Gosha	917	935	1,852
Hawiyah	811	793	1,604
Ogaden	13,584	12,058	25,642
Ajuran	11,309	10,697	22,006
Gurreh	41,901	41,182	83,083
Degodia	49,227	43,808	93,035
Somali (so stated)	83,119	72,575	155,695
Basuba	29,889	29,779	59,668
El Molo	277	261	538
Asian	17,402	15,152	32,554
European	2,200	2,245	4,445
Arab	9,486	9,375	18,861
Other Kenyans	29,711	27,708	57,318
<b>Total Kenyans</b>	<b>7,510,372</b>	<b>7,632,528</b>	<b>15,142,900</b>

表- 3.1 部族、人種、及び国籍別の人口(1979人口調査) (2/2)

Tribe or Nationality	Male	Female	Total
<b>Non-Kenyans</b>			
Africans	39,744	32,074	71,818
Asians	23,755	22,291	46,046
Europeans	17,409	18,047	35,456
Arabs	10,562	9,723	20,285
Others	5,102	5,111	10,213
Total Non-Kenyans	96,572	87,246	183,818
Not stated	169	174	343
<b>Total</b>	<b>7,607,113</b>	<b>7,719,948</b>	<b>15,327,061</b>

Source: Statistical Abstract 1983.

表-3.2 計画対象地域の人口、人口密度、人口成長率、及び人口予測

	Kenya	Western Province	Nyanza Province	Kisumu	Siaya	S.Nyanza	Kisii	Rift Valley Province	Kericho,
Total Land Area (km <sup>2</sup> )	571,416	8,223	12,526	2,093	2,523	5,714	2,196		4,890
Population (10 <sup>3</sup> persons) 1969 census	10,943	1,328	2,122	401	383	663	675		479
Population (10 <sup>3</sup> persons) 1979 census	15,327	1,833	2,644	482	475	818	870		633
Population Density per km <sup>2</sup> 1979	27	223	211	230	188	143	395		161
Population Growth Rate % per annum	3.4	3.3	2.2	1.9	2.2	2.1	2.6		2.8
Projected Population 1985	20,241	2,355	3,632	635	651	1,120	1,206		816
Projected Population 1990	24,397	2,837	4,323	773	773	1,329	1,447		984
Projected Population 2000	34,792								

Source: Census 1969, Census 1979; CBS, Population Projection for Kenya 1980 - 2000, March, 1983.

表- 3.3 作物の作付面積及び生産高(1982) (1/2)

i) Cereals

District	Maize		Finger Millet		Sorghum		Rice	
	ha	10 <sup>3</sup> ton	ha	10 <sup>3</sup> ton	ha	10 <sup>3</sup> ton	ha	ton
Kisumu	13,000	29.3	750	0.4	10,000	10.8	283	401
Siaya	42,112	75.8	678	0.4	22,540	20.3	14	16
S. Nyanza	86,909	234.7	8,034	4.9	12,540	13.5	685	668
Kisii	64,820	192.1	386	1.7	564	0.6	-	-
Kericho	70,232	221.1	4,335	3.9	-	-	-	-

ii) Root Crop and Pulses

District	Cassava		Sweet Potatoes		Irish Potatoes		Beans	
	ha	10 <sup>3</sup> ton	ha	10 <sup>3</sup> ton	ha	-	ha	10 <sup>3</sup> ton
Kisumu	618	4.9	1,170	1.3	-	-	1,765	1.0
Siaya	6,830	47.8	2,590	2.8	-	-	12,121	6.0
S. Nyanza	16,836	117.9	18,818	3.2	52	na	15,459	11.1
Kisii	160	1.9	2,570	15.2	1,300	na	18,208	13.9
Kericho	-	-	1,455	19.6	-	-	4,767	4.3

表- 3.3 作物の作付面積及び生産高(1982) (2/2)

iii) Cash Crops

District	Coffee		Tea		Cotton		Pyrethrum		Sugar Cane	
	ha	ton	ha	10 <sup>3</sup> ton	ha	10 <sup>3</sup> ton	ha	ton	ha	10 <sup>3</sup> ton
Kisumu	75	3.1	-	-	7,200	2.0	-	-	30,750	1045.4
Siaya	44	4.9	-	-	10,531	1.3	-	-	1,055	26.4
S.Nyanza	1,266	645	-	-	27,990	2.3	-	-	8,539	298.9
Kisii	7,000	2,402	7,974	na	-	-	8,429	na	-	-
Kericho	221	11	7,120	21.1	-	-	-	-	5,022	52.0

Source: "Annual Report 1982 Nyanza Province MOA  
 "Annual Report 1981 Rift Valley Province MOA

Remarks: na - data not available.



表- 3.4 ビクトリア湖における総漁獲量

(Unit: ton)

Year	Catch	Year	Catch
1968	16,357	1976	18,680
69	17,442	77	19,332
70	16,400	78	23,856
71	14,918	79	30,592
72	15,980	80	26,914
73	16,797	81	38,179
74	17,175	82	60,958
75	16,581	83	77,328

Source: Zonneveld 1984 (1982 - 83)

Statistical Abstract 1983 (1979 - 81)

Univ. of Nairobi, IDS Occasional Paper  
No. 34 (1968 - 77)

Economic Survey 1980 (1978)

表-4.1 確率雨量 (1/2)

1-day Rainfall

Recurrence Interval	Probability Distribution		
	Pearson III	Extremal I	Lognormal
2	46.5	46.3	46.5
5	60.7	59.8	60.3
10	69.8	68.7	69.1
20	78.3	77.3	77.3
25	80.9	80.0	83.2
50	89.1	88.4	87.8
100	97.1	96.7	95.6
200	105.1	105.0	103.4
500	115.6	115.9	113.7
1000	123.7	124.1	121.0

3-day Rainfall

Recurrence Interval	Probability Distribution		
	Pearson III	Extremal I	Lognormal
2	78.4	77.6	78.3
5	99.4	98.3	99.4
10	112.6	112.1	112.7
20	124.8	125.2	124.9
25	128.5	129.4	133.6
50	140.0	142.2	140.3
100	151.3	155.0	151.6
200	162.3	167.7	162.7
500	176.8	184.4	177.3
1000	187.7	197.1	187.7

5-day Rainfall

Recurrence Interval	Probability Distribution		
	Pearson III	Extremal I	Lognormal
2	102.8	102.0	102.7
5	131.5	129.6	130.9
10	149.6	147.9	148.7
20	166.4	165.4	165.2
25	171.6	170.9	176.8
50	187.5	188.0	185.9
100	203.1	205.0	201.2
200	218.5	222.0	216.3
500	238.8	244.3	236.3
1000	254.1	261.2	250.5

表-4.1 確率雨量 (2/2)

7-day Rainfall

Recurrence Interval	Probability Distribution		
	Pearson III	Extremal I	Lognormal
2	126.8	126.0	126.2
5	160.0	158.0	159.8
10	180.9	179.2	180.9
20	200.1	199.6	200.4
25	206.1	206.0	214.2
50	224.3	225.9	225.0
100	242.0	245.7	243.1
200	259.6	265.3	260.9
500	282.6	291.3	284.5
1000	300.0	310.9	301.1

15-day Rainfall

Recurrence Interval	Probability Distribution		
	Pearson III	Extremal I	Lognormal
2	196.4	194.8	196.5
5	246.5	240.4	243.1
10	277.5	270.5	272.0
20	306.1	299.5	298.5
25	315.0	308.7	306.8
50	341.8	337.0	331.8
100	367.8	365.1	356.0
200	393.4	373.0	379.9
500	426.8	430.0	411.0
1000	451.9	457.9	434.4

表一 4.2 1 J G 1 測水所における月別平均流量 (1/2)

Unit : m<sup>3</sup>/sec

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1946			(2.36)	(3.69)	14.12	48.26	37.46	83.08	82.50	33.22	16.95	10.04	39.71
1947	13.16	11.83	15.58	99.60	264.97	79.78	52.07	56.27	59.93	53.99	13.44	8.50	61.13
1948	5.30	(3.46)	(2.79)	(5.17)	9.61	25.33	26.59	57.29	64.40	19.03	10.30	2.78	19.35
1949	3.49	2.78	1.74	4.15	5.53	13.46	15.77	36.09	57.62	23.48	10.85	(9.31)	15.39
1950	6.58	3.89	5.72	14.07	20.89	22.62	35.44	44.78	57.90	24.23	10.47	6.96	21.21
1951	4.50	4.67	4.23	110.48	92.02	87.55	(35.21)	45.12	28.54	31.42	45.78	123.48	51.28
1952	60.32	14.73	8.72	44.83	201.45	65.52	29.04	52.92	46.56	25.71	15.73	10.62	48.33
1953	5.49	3.17	2.31	6.16	9.86	10.75	9.85	11.96	9.73	7.05	6.65	6.45	7.48
1954	(3.32)	1.72	1.58	5.89	45.75	75.33	39.00	34.10	56.07	26.91	13.32	11.00	26.16
1955	5.92	5.55	3.10	6.81	16.26	10.25	16.51	45.16	86.04	(63.39)	25.04	(19.21)	25.36
1956	41.62	31.56	14.51	36.77	104.10	75.25	48.16	54.04	86.63	40.64	27.72	16.73	48.14
1957	8.58	6.95	6.57	47.67	113.96	149.81	63.26	53.37	45.54	15.27	10.62	9.40	44.35
1958	6.47	(9.71)	9.70	9.76	66.99	33.78	34.66	32.82	45.29	27.77	13.87	11.52	25.32
1959	8.64	6.64	11.68	37.04	69.75	35.22	16.09	18.29	28.56	22.84	23.27	14.49	24.44
1960	9.74	6.20	17.90	70.06	62.60	55.34	36.56	40.10	78.78	43.50	23.21	13.08	38.06
1961	(6.76)	4.54	4.32	9.72	24.06	15.55	(12.92)	(33.03)	46.28	56.62	258.81	(227.19)	58.49
1962	(85.56)	26.66	12.65	32.71	182.56	111.75	88.55	(45.75)	(86.22)	(73.18)	(31.11)	(18.04)	66.56
1963	31.95	24.98	21.17	74.05	264.96	118.43	34.96	51.32	37.63	10.98	12.69	88.08	64.63
1964	33.83	13.38	25.37	183.64	108.52	49.04	69.10	71.89	60.73	75.29	22.12	11.40	60.41
1965	10.03	6.37	4.01	32.45	72.74	23.59	15.38	16.38	17.01	11.81	31.57	22.14	22.04
1966	11.02	11.29	32.36	89.45	80.88	33.29	26.36	24.60	71.05	24.10	22.88	11.86	36.61
1967	6.55	4.35	3.64	19.93	(99.09)	64.22	(75.48)	(40.09)	30.81	17.02	(21.22)	(57.12)	36.92
1968	15.32	17.18	51.35	122.92	160.99	92.59	57.35	93.56	46.83	17.75	29.27	93.28	66.73
1969	22.83	48.94	39.46	29.85	37.70	23.70	14.16	16.94	34.87	14.15	9.58	6.89	24.71
1970	14.33	22.60	66.73	126.23	115.65	82.58	42.54	79.93	79.54	59.12	27.14	(11.90)	60.80

表-4.2 1 J G 1 測水所における月別平均流量 (2/2)

Unit : m<sup>3</sup>/sec

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1971	10.54	6.86	4.61	11.21	41.77	(66.50)	64.14	(100.38)	(93.93)	46.17	16.84	10.38	39.63
1972	10.25	9.19	7.44	7.66	32.37	(41.38)	45.88	44.40	26.74	19.83	74.83	47.23	30.62
1973	43.61	32.63	20.06	12.45	33.23	80.71	(31.40)	48.67	62.91	36.59	30.01	13.36	37.07
1974	7.11	4.50	5.71	71.24	51.20	56.58	130.91	67.00	55.03	42.84	24.24	11.02	44.27
1975	6.21	(4.42)	5.50	28.79	33.33	50.50	42.40	94.43	136.64	81.90	36.79	14.41	44.74
1976	8.89	6.17	5.39	8.42	22.84	41.59	58.00	50.89	73.24	21.65	11.29	9.07	26.49
1977	11.65	24.01	13.92	89.55	163.96	81.02	109.92	78.33	53.35	26.12	109.91	78.31	70.40
1978	(31.26)	28.15	168.06	198.19	(153.49)	46.46	58.52	55.92	70.46	73.79	40.71	28.57	79.78
1979	21.22	69.63	48.07	69.45	92.72	75.23	56.32	63.41	35.35	(15.33)	(10.08)	7.65	46.85
1980	5.87	5.22	7.70	(14.76)	39.42	55.90	64.56	33.42	32.28	14.00	13.23	(10.36)	24.79
1981	(5.69)	6.26	12.53	142.07	93.51	33.41	40.33	79.29	62.33	(56.68)	22.00	(13.11)	47.41
1982	(7.57)	(4.48)	(2.66)	(4.82)	(44.02)	72.24	36.89	65.10	50.18	35.82	122.30	163.90	51.09
1983	26.80	11.74	7.50	16.96	48.94	50.50	42.83	55.15	107.71	80.22	51.82	24.52	43.84
Mean	16.70	13.69	17.86	49.99	81.46	56.74	45.12	51.98	58.09	36.01	34.14	32.98	41.59

Note: Parentheses show the data substantially interpolated.

表-4.3 ニヤンド川の月別平均流量 (1/4)

Station : IGDI Unit : m<sup>3</sup>/sec

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1948	2.39	2.62	0.69	9.32	12.75	25.11	18.32	21.17	18.27	6.12	4.05	2.29	13.30
1949	1.86	1.06	5.30	5.95	8.33	9.50	9.27	20.11	23.19	6.45	2.80	2.78	7.87
1950	1.46	1.49	1.66	5.29	4.17	5.36	19.25	28.09	22.04	8.30	2.92	1.98	8.71
1951	10.98	4.65	3.03	87.73	38.90	21.09	7.99	17.96	8.31	8.40	13.49	38.92	20.48
1952	2.01	1.33	0.96	25.92	79.78	16.95	11.39	17.85	31.06	8.84	6.88	2.02	18.37
1953	1.06	0.75	0.77	4.32	5.98	5.84	4.56	9.80	3.20	2.24	1.91	1.89	3.66
1954	1.58	2.83	3.49	3.99	27.74	13.04	23.09	30.18	33.59	7.94	2.93	2.84	12.30
1955	14.52	7.53	4.53	9.07	12.56	2.81	4.23	24.51	34.32	20.68	5.54	4.94	10.54
1956	2.48	2.73	2.51	13.48	22.47	14.20	20.61	41.15	28.60	15.29	5.04	3.58	15.73
1957	1.89	4.86	5.09	16.06	21.77	41.19	15.63	19.85	10.84	3.79	3.36	2.63	11.39
1958	2.72	2.04	4.87	2.45	20.00	10.83	22.82	18.59	18.17	8.93	3.20	3.59	10.07
1959	2.60	1.84	10.95	12.35	16.45	4.20	3.47	5.11	11.38	7.65	12.88	4.73	7.41
1960	7.05	-	-	29.96	49.73	16.63	8.13	13.44	19.86	8.01	9.04	3.07	14.59
1961	53.10	-	9.10	5.05	6.37	-	3.85	19.39	23.85	-	87.95	96.57	28.05
1962	7.55	2.81	4.09	33.43	47.17	27.80	17.53	22.51	21.68	15.17	7.84	8.25	23.21
Mean	7.55	2.81	4.09	17.60	24.95	15.32	12.68	20.65	20.56	9.13	11.32	12.00	13.71

表-4.3 ニヤンド川の月別平均流量 (2/4)

Unit : m<sup>3</sup>/sec

Station : IGD3

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1967	6.56	11.30	16.72	27.61	16.51	5.29	4.24	14.49	19.64	14.22	21.60	3.51	4.85
1968	6.20	15.07	11.43	6.39	12.36	6.74	6.52	10.13	13.75	8.35	12.42	19.77	13.36
1969	7.33	9.69	11.28	33.32	39.16	24.14	16.04	45.28	39.71	20.51	6.92	10.15	9.53
1970											9.86	13.20	22.54
1971	6.98	3.63	2.71		28.27	27.14	34.00	43.69	41.39	18.92	8.54	13.10	20.87
1972	4.80	6.52	3.13	3.59	18.08	20.33	20.11	16.09	10.24	25.43	47.32	17.02	16.06
1973	15.08	17.59	6.90	5.69	14.43	14.58	8.64	25.88	27.73	17.82	9.36	8.99	14.36
1974	3.42	2.23	3.27	56.92	14.28	18.40	45.34	17.32	18.18	13.59	7.79	7.93	17.42
1975	2.30	2.04	5.61	16.39	10.16	14.84	26.29	58.76	69.20	38.01	10.85	11.06	22.23
1976	5.29	3.72	2.89	5.33	8.43	8.30	18.15	15.59	17.59	6.56	4.16	6.07	8.53
1977	3.92	6.36	3.66	27.11	61.89	36.23	42.77	38.55	23.15	12.58	72.42	26.89	29.69
1978	14.63	16.98	48.82	43.75	48.41	19.76	29.97	37.44	31.34	26.33	13.65	17.05	29.09
1979	7.99	69.32	27.47	21.95	25.92	30.99	21.64	37.93	15.54	9.15	8.76	6.94	23.31
1980	7.45	5.24	5.17	23.61	27.72	17.19	16.97	11.29	9.49	5.63	5.55	4.57	11.67
1981	3.79	3.48	6.48	45.55	32.85	9.60	17.86	44.76					20.65
1982							6.64			10.29	31.26	43.32	26.51
1983	9.54	6.82	5.31	10.88	12.62	12.75	12.57	29.13	32.34	37.84	15.51	9.51	15.65
1984	7.16	5.33											6.24
Mean	7.03	11.58	10.72	23.44	24.74	17.75	20.48	29.76	26.38	17.68	17.87	13.69	17.36

表-4.3 ニヤソド川の月別平均流量 (3/4)

Unit : m<sup>3</sup>/sec

Station : 1GD4

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1955	3.56	3.77	5.80	11.87	42.27	19.77	31.04	73.19	83.15	54.35	27.79	30.27	41.76
1956	17.97	10.25	12.18	20.60	36.05	46.44	57.39	82.70	62.44	42.91	26.52	24.87	37.03
1957	5.47	4.43	5.63	19.30	36.86	79.70	45.30	52.75	36.93	20.89	17.61	16.71	29.30
1958	4.35	7.74	7.86	5.38	31.81	34.63	57.12	57.34	22.54	6.72	3.53		24.92
1959	3.18	2.57	3.59	5.89	12.31	6.76	2.50		6.94	5.61	27.93		5.50
1960	4.78	3.50	15.30	25.59	34.01	34.61	28.95	38.07	49.62	29.93	28.35	13.20	25.42
1961	2.46	2.28	4.39	6.38	15.04	17.28	16.95	62.02	59.58	43.60	147.45	98.50	36.37
1962			11.67	29.71	71.03	64.29	53.92	62.86	63.58	42.03	30.49	21.79	45.19
1963	9.44		13.12	23.65	85.88		31.23	49.89	33.71	13.58	18.63	53.33	32.15
1964	6.77	5.05	6.03	56.98	31.84	29.47	46.89	62.19	55.76	45.69	17.00	11.60	31.61
1965	6.41	4.49	4.03	6.62	8.58	5.99	6.24	6.76	5.66	5.84	9.52	6.96	6.48
1966	2.20	5.00	9.56	23.50	11.10	10.27	11.29	13.67	27.01	6.18	6.86	7.41	11.14
1967	2.09	1.86	2.03	9.74	30.89	17.84	52.45	35.04	19.96	7.91	23.85	30.48	20.23
1968	6.98	23.92	23.10	66.54	44.56	36.18	29.69	50.64	15.80	8.71	7.41	13.44	26.65
1969	8.22	11.36	8.90	4.24	11.38	5.34	5.13	7.92	8.28	4.45	3.78	2.63	6.89
1970	15.74	6.89	9.99	22.29	19.75	13.75	12.79	25.68	20.25	11.06	6.15	4.45	14.04
1971	3.57	2.28	2.44	10.64	17.46	14.64	20.12	25.30	22.13	13.15	6.90	5.76	12.23
1972	4.68	6.37	3.36	3.24	12.33	12.14	12.79	12.22	7.71	10.23	21.64	10.09	9.58
1973	8.69	8.76	4.72	4.62	10.47	11.15	7.18	16.47	17.55	9.31	7.09	3.90	9.11
1974	3.21	2.36	3.23	22.70	9.68	10.30	24.39	12.15	12.34	8.26	5.08	3.51	9.96
1975	2.41	2.87	4.55	9.40	7.61	12.41	15.20	28.77	36.13	20.55	7.85	6.75	13.40
1976	3.56	3.06	2.42	3.74	1.89	7.50	10.80	10.98	11.13	4.11	3.67	3.07	5.56
1977	3.21	4.99	3.14	11.47	32.47	21.66	20.43	21.00	15.06	9.22	35.18	15.91	16.14
1978	10.84	1.89	18.11	24.26	23.73	10.41	15.93	17.72	18.27	14.38	8.41	9.06	14.46
1979	6.65	40.78	12.28	14.61	12.84	17.12	13.71	21.37	1.89	6.59	6.03	4.29	13.16
1980	8.93	3.54	2.91	7.07	15.32	10.43	10.59	7.42	6.41	3.81		2.73	7.18



表-4.3 ニヤンドン川の月別平均流量 (4/4)

Station : IGD4

Unit : m<sup>3</sup>/sec

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1981	2.30	2.43	4.66	23.10	17.01	5.92	10.85	19.56	16.45	11.34	5.64	45.48	14.60
1982	2.50	3.08	2.22	6.55	14.73	10.46	6.29	14.77	7.85	6.74	16.46	26.10	9.66
1983	6.28	4.45	3.01	5.75	6.51	8.70	7.48	17.79	20.52	17.84	9.04		9.48
Mean	5.94	6.67	7.25	16.74	24.33	20.54	22.92	32.37	26.37	16.72	19.14	18.17	18.59

表-4.4 岩石材料試驗概要

Site Marking	Depth (m)	Specific gravity	Water Absorption (%)	Los Angeles Abrasion (%)	Sulphate Soundness (%)		Unconfined Compressive Strength	
					+No.4 Sieve	-No.4 Sieve	Bulk Density (kg/m <sup>3</sup> )	Compressive Strength (kg/cm <sup>2</sup> )
BQ-1	24.30 - 26.50	2.66	0.4	17	1.7	5.0	2,679	1,297
BQ-1	26.50 - 29.40	2.60	0.3	18	1.7	5.7	2,678	1,441
BQ-1	34.70 - 37.20	2.67	0.4	18	3.4	7.9	2,639	1,115
BQ-1	37.40 - 40.00	2.67	0.4	16	3.1	4.4	2,471	1,376
BD-3	21.26 - 24.00	2.66	0.1	16	1.1	3.7	2,678	1,039
BD-3	43.41 - 45.40	2.67	0.3	16	0.9	2.6	2,678	1,431
BD-9	25.50 - 31.00	2.67	0.5	17	2.9	5.9	2,681	1,388
BD-9	31.00 - 35.00	2.61	0.7	17	2.6	3.6	2,660	808
BD-9	35.50 - 39.30	2.67	0.5	16	1.1	3.1	2,671	1,164
BD-9	43.00 - 45.00	2.69	0.4	14	0.9	2.7	2,678	1,039

表-- 5.1 電力供給施設概要 (1/2).

(A) Generating Plant

As of end of 1983

Plant	Installed Capacity		Effective Capacity	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)
a) Hydro <sup>1/</sup>	348.5	66.2	339	69.7
b) Oil-fired steam	98	18.6	86	17.7
c) Gas-turbine	30.1	5.7	18.8	3.9
d) Diesel <sup>2/</sup>	20.1	3.8	12.4	2.5
e) Geothermal	30	5.7	30	6.2
<b>Total</b>	<b>526.7</b>	<b>100.0</b>	<b>486.2</b>	<b>100.0</b>

Note: <sup>1/</sup> Import of UEB hydro power (30MW) is not included.

<sup>2/</sup> Small isolated diesel is not included.

(B) Transmission & Distribution Lines

	Total Circuit Length (KM)	
	As at 31st December 1982	As at 31st December 1983
<b>Transmission Lines</b>		
220 kV	217 ( 4.8%)	633 ( 11.6%)
132 kV	1,635 ( 35.9%)	1,959 ( 36.0%)
66 kV	368 ( 8.1%)	385 ( 7.1%)
40 kV	113 ( 2.5%)	113 ( 2.1%)
33 kV	2,215 ( 48.7%)	2,356 ( 43.2%)
<b>Sub-total</b>	<b>4,548 (100%)</b>	<b>5,446 (100%)</b>
<b>Distribution Lines</b>		
11 kV	6,029	6,306
<b>Total</b>	<b>10,577</b>	<b>11,752</b>

表-5.1 電力供給施設概要 (2/2)

(C) Transformers in Service

Voltage Rating	As at 31st December 1982		As at 31st December 1983	
	Number	Capacity (MVA)	Number	Capacity (MVA)
<u>Generating Substation</u>				
11/132 kV	10	397 (68.0%)	10	397 (46.5%)
11/66 kV	6	30 (5.1%)	6	30 (3.5%)
11/33 kV	8	137 (23.5%)	8	137 (16.0%)
11/40 kV	4	5 (0.9%)	4	5 (0.6%)
3.3/11/40kV	2	8 (1.4%)	2	8 (0.9%)
3.3/40 kV	2	4 (0.7%)	2	4 (0.5%)
3.3/33 kV	1	2.3 (0.4%)	2	3 (0.4%)
132/220 kV	-	-	1	270 (31.6%)
Sub-total	33	583.3 (100 %)	35	854 (100 %)
<u>Distribution Substations</u>				
220/132 kV	-	-	2	180 (14.4%)
132/66 kV	6	195 (19.5%)	6	195 (15.5%)
132/33 kV	11	180 (18.0%)	13	239 (19.1%)
66/11 kV	26	323 (32.3%)	26	323 (25.8%)
66/40 kV	2	15 (1.5%)	2	15 (1.2%)
40/11 kV	6	15.5 (1.5%)	6	15.5 (1.2%)
33/11 kV	97	272 (27.2%)	103	286 (22.8%)
Sub-total	148	1,000.5 (100 %)	158	1,253.5 (100 %)
<u>Distribution Transformers</u>				
33/.415 kV, 11/.415 kV	6,095	871	6,330	931
Total	6,276	2,454.8	6,523	3,038.5

(Source: KP&L statistics)

表-5.2 電力系統内の既設発電施設 (1/2)

Plant	No. and Capacity of Generator (No. x MW)	Gross Head (m)	Steam Pressure	Total installed Capacity (MW)	Effective Capacity (MW)	Annual average Energy		Year of Commissioning
						1979 - 1983 (GWh)	1983 (GWh)	
<b>(A) Hydro Power Plants</b>								
<b>(I) Upper Tana</b>								
1) Tana (KPC)	-	56.5-62.0	-	14.4	12.4	69.8	1953	
2) Wanji (KPC)	-	-	-	7.4	7.4	43.6	1952	
Sub-total (I)				21.8	19.8	113.4		
<b>(II) Seven Forks</b>								
3) Kindaruma (TRDC)	2 x 22	34.0	-	44.0	44.0	170.4	1968	
4) Kamburu ( " )	2 x 30.5	66.6-81.5	-	91.5	84.0	342.2	1974	
	1 x 30.5						1976	
5) Gitaru ( " )	2 x 72.5	142.0	-	145.0	145.0	638.8	1978	
6) Masinga (TARDA)	2 x 20	25.8-49.8	-	40.0	40.0	(59.7)	1981	
Sub-total (II)				320.5	313.0	(1,193.1)		
<b>(III) Small Hydro</b>								
7) Ndula	-	-	-	2.0	2.0	-	-	
8) Mesco	-	-	-	0.4	0.4	-	-	
9) Sagana Falls	-	-	-	1.5	1.5	22.4	-	
10) Selby Falls	-	-	-	0.3	0.3	-	-	
11) Gogo Falls,	2 x 1.0	-	-	2.0	2.0*	-	-	
Sub-total (III)				6.2	6.2	22.4		
Total Capacity of Hydro (I+II+III)				348.5	339.0	(1328.9)		
<b>(B) Thermal Power Plants</b>								
<b>(I) Oil-Fired Steam</b>								
1) Mombasa-Kipevu	1 x 5	-	-	5	4	-	1958	
	"	-	-	5	4	-	1958	
	1 x 12.5	-	-	12.5	10*	239.0	1961	
	"	-	-	12.5	10	-	1962	
	1 x 30	-	-	30	27	-	1973	
	1 x 33	-	-	33	30	-	1976	
Sub-total (I)				98.0	85	239.0		

表-5.2 電力系統内の既設発電施設 (2/2)

Plant	No. and Capacity of Generator (No. x MW)	Gross Head(m)/ Steam Pressure	Total Installed Capacity (MW)	Effective Capacity (MW)	Annual average		Year of Commissioning
					Energy 1979 - 1983 (GWh)	Energy 1979 - 1983 (GWh)	
(II) Gas-turbine							
2) Nairobi South	1 x 13.5	-	13.5	14	(13.0)	1972	
	2 x 2.2	-	4.4	8*/	-	-	
3) Mombasa-Kipevu	1 x 12.2	-	12.2	22	(13.0)	1972	
Sub-total (II)			30.1				
(III) Diesel							
4) Nairobi South	-	-	-	8	(6.3)	before 1955	
5) Mombasa-Ruiru	-	-	20.1	2			
6) Mombasa-Mbaraki	-	-	-	2			
Sub-total (III)			20.1	12	(6.3)		
(IV) Geo-thermal							
7) Olkaria (KPC)	1 x 15	5 bars press.	15	15	(132.3)	1981	
"	"	"	15	15	(132.3)	1982	
Sub-total (IV)			30.0	30.0			
Total Capacity of Thermal (I+II+III+IV)			178.2	149.0	(390.6)		
(C) Import from Uganda (UEB)			30.0	30.0	212.0	Since 1958	
Grand Total (A+B+C)			556.7	518.0	(1931.5)		

Source: KPL statistics & Turkwell Report by PCR

- Note: 1) Small isolated stations are not included herein.  
 2) UEB hydropower is considered to be non-firm power from 1988 onward.  
 3) Annual average energy is worked out based on actual generation for 5 years. Figures in parenthesis means data being not available for 5 years.  
 4) Asterisked figures mean the effective capacity after duly repair in due time.

表- 5.3 GDP及びエネルギー消費(1974~1983)

	Year									
	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
GDP at factor cost (KL million at 1975 const. price)	1,028	1,050	1,109	1,205	1,283	1,339	1,383	1,437	1,507	1,566
Total energy consumption	925	1,001	1,082	1,203	1,301	1,409	1,468	1,593	1,631	1,677

	Period		
	1974 - 79	1974 - 83	1979 - 83
Growth rates (% p.a.)			
(A) GDP	5.8	4.8	4.0
(B) Energy consump.	8.8	6.8	4.4
Elasticity (B)/(A)	1.52	1.42	1.10

Source: Statistical Abstract 1979 and 1983 for GDP, KP&L for energy consumption.

表-5.4 ケニアにおける電力需要予測

Year	Demand (MW Sent Out)			Energy (GWh Sent Out)		
	Low	Median	High	Low	Median	High
1983	328	328*	328	1,984	1,984*	1,984
1984	341	341	341	2,060	2,060	2,060
1985	355	355	355	2,148	2,148	2,148
1986	371	371	371	2,240	2,240	2,240
1987	382	387	393	2,314	2,340	2,379
1988	395	406	420	2,392	2,457	2,542
1989	409	429	452	2,473	2,592	2,730
1990	424	454	487	2,564	2,747	2,945
1991	447	482	519	2,705	2,912	3,136
1992	472	511	553	2,853	3,087	3,340
1993	498	541	589	3,010	3,272	3,557
1994	525	574	627	3,176	3,489	3,789
1995	554	608	668	3,351	3,677	4,035
1996	584	645	711	3,535	3,898	4,297
1997	617	683	757	3,729	4,131	4,576
1998	650	724	807	3,934	4,379	4,874
1999	686	768	859	4,151	4,642	5,191
2000	724	814	915	4,379	4,920	5,528
2002		915			5,528	

Source: Generation and Economic Study for the Turkwell Gorge Project, Preece, Cardew and Rider, July 1984

\* Actual values



表-5.5 地域別電力販売量及び最大需要電力

(1) Energy Sales (GWh)

Power supply region	Year							
	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Nairobi	637	684	732	791	827	900	909	930
Coast	268	301	331	344	357	390	392	400
Western	89	116	134	167	172	180	195	206
Rift Valley	59	63	70	71	72	79	87	85
Mt. Kenya	29	39	34	36	40	44	48	55
Total	1,082	1,203	1,301	1,409	1,468	1,593	1,631	1,676

(2) Maximum Demand (MW)

Power supply region	Year							
	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Nairobi	108	124	147	156	165	182	180	191
Coast	48	50	58	58	61	66	69	69
Western	20	23	27	31	35	38	39	41
Rift Valley	12	13	17	15	17	18	18	19
Mt. Kenya	6	9	9	9	10	12	14	16
Total (simultaneous)	107	223	256	269	290	313	317	334

Source: KP&L

表- 5.6 需要構造比較(1983)

(Unit: %)

	Power Supply Region					Whole Country
	W. Kenya	R. Valley	Coast	Mt. Kenya	Nairobi	
Domestic & small commercial (+off-peak domestic)	19.2 (21.1)	36.5 (38.8)	20.7 (21.8)	40.1 (43.6)	32.7 (43.1)	28.6
Industrial & large commercial	78.2	59.8	77.5	55.5	56.1	64.1
Public & other	2.6	3.6	1.8	4.6	11.3	7.3

Source: KP&L

表- 5.7 家庭電化率評價

	Power Supply Region					Whole Country
	W. Kenya	R. Valley	Coast	Mt. Kenya	Nairobi	
Population 1979 census	6,118,423	733,015	1,342,794	3,257,534	4,362,194	
Assumed growth rate % p.a. '79-'83	3.5	5.0	4.0	4.0	5.0	
1983 Population	7,021,000	891,000	1,571,000	3,811,000	5,302,000	
1979 # of households	1,120,707	152,371	269,199	662,431	880,661	
1979 Avg. household size	5.46	4.81	4.99	4.92	4.95	
1983 # of h.h. estimated	1,285,900	185,200	314,800	774,600	1,071,100	3,631,600
1983 # of domestic consumers */	18,878	11,040	35,460	10,188	72,476	148,042
Household electri- fication ratio(%)	1.5	6.0	11.3	1.3	6.8	4.1

\*/ The number of consumers in the domestic and small commercial category; off-peak domestic consumers not included to avoid double-counting.

Source: 1979 Census for the population and household data.

表-5.8 ケニア西部における電力使用量

	Year							
	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
<u>Total Sales</u> (GWh)	89	116	134	167.7	171.9	179.8	195.2	206.1
Domestic & Small commercial				35.1	33.1	35.4	38.2	39.5
Large commercial & industrial				127.5	133.8	139.3	152.0	161.3
Off-peak				3.9	3.7	3.8	3.7	3.9
Street lighting				1.3	1.3	1.3	1.4	1.4
<u>Max. Demand</u> (MW)	20	23	28	31	35	38	39	41

Source: KP&L

表-5.9 ケニア西部において予想される1987年時点の新規主要負荷量

Scheme	Loads in 1987	
	MVA	MWh
1. Kenya Breweries, Kisumu	3.0	17,000
2. Rai Plywood, Eldoret	1.8	4,500
3. Ken Chemicals Foods Ltd., Kisumu	6.0	35,000
4. Pan African Paper Mills, Webuye (expansion)	9.0	18,000
5. Agro Chemical & Food Corp., Muhoroni	1.2	2,000
6. Soy-Militisa/Army Barracks	2.5	4,000
Total	23.5	80,500

19 MW (power factor = 0.8)

Source: KP&L

表- 5.10 ケニア西部において1990年代中頃までに見込まれる実現性の高い産業

Category of power demand by each industry	Industries	Power demand by category
Over 1 MW	Cement	
	Edible oil (including refining and meal treatment)	6 MW
	Fish processing (several establishments, including ice-making and cold storage)	
0.5 - 1 MW	Ceramics (one or two establishments)	
	Tannery (a few establishments)	4 MW
	Bricks & tiles (a few establishments)	
	Maize milling (several establishments)	
Less than 0.5 MW	Wood products (quality furniture etc.)	
	Fruits/vegetable processing (a variety of establishments)	3 MW
	Others	
Total Power Demand		13 MW

\* Prepared by the Study Team in consultation with LBDA staff.

表- 5.11 ケニア西部における電力需要予測

	Year		
	1983 <sup>*/</sup>	1993	2000
Domestic & small commercial	48 GWh (19.0%)	127 GWh (26.5%)	2969 GWh (34.1%)
Public	8 (3.2%)	17 (3.5%)	35 (4.6%)
Industrial & large commercial	197 (77.9%)	335 (69.9%)	486 (61.5%)
Total	253 GWh	479 GWh	790 GWh
Maximum	41 MW	78 MW	129 MW
Turkwell forecasts <sup>**/</sup>		74 MW	123 MW

<sup>\*/</sup> Actual converted to value on sent-out basis

<sup>\*\*/</sup> "Sent-out" basis

表-6.1 計画の最適化

Work Item	Combination-A		Combination-B		Combination-C		Combination-D		Combination-E	
	Sondu /Miriu R-O-R	Maraboi R-O-R	Sondu /Miriu Reservoir	Myamari- mba R-O-R	Magwagwa Reservoir	Sondu /Miriu R-O-R	Magwagwa Reservoir	Sondu /Miriu Reservoir	Magwagwa Reservoir	Maraboi R-O-R
1. Firm Discharge (m <sup>3</sup> /sec)	3.30	3.30	3.30	3.30	17.10	24.10	24.10	16.00	24.10	24.10
2. Plant Discharge (m <sup>3</sup> /sec)	29.60	29.60	29.60	29.60	28.40	72.30	39.90	48.00	72.30	39.90
3. Optimum Power Scale										
Installed Capacity (MW)	32.83	50.49	55.05	55.05	46.90	94.60	48.60	54.90	50.70	69.22
Firm Energy (GWh/yr)	32.01	49.23	53.68	53.68	246.30	276.20	237.48	160.20	147.90	364.05
Secondary (GWh/yr)	155.55	239.21	260.86	260.86	54.60	57.90	14.91	87.50	32.70	22.86
Dump Energy (GWh/yr)	14.45	22.22	24.23	24.23	-	-	46.08	-	-	70.63
4. Economic Scale on Power Sector										
Benefit (mil. US\$) *	79.23	121.85	132.87	132.87	174.40	351.19	305.85	386.00	345.18	300.93
Cost (mil. US\$) *	72.14	113.70	143.26	143.26	202.30	305.85	45.34	450.60	300.93	44.25
B - C (mil. US\$) *	7.09	8.15	-10.39	-10.39	-27.90	45.34	11.36	-64.60	44.25	11.36
EIRR	10.95	10.70	9.28	9.28	8.69	11.36	5.49	8.63	11.36	5.49
Cost per Energy (US\$/KWh)	5.74	5.88	6.80	6.80	7.31	5.49	7.36	7.36	5.49	7.36
5. Economic Scale on Irrigation Sector										
Irrigation Area (ha)	15,610	15,610	15,610	15,610	25,610	25,610	121.88	25,610	25,610	121.88
Benefit (mil. US\$) *	94.16	94.16	94.16	94.16	121.88	121.88	78.64	121.88	121.88	78.64
Cost (mil. US\$) *	52.08	52.08	52.08	52.08	78.64	78.64	43.24	78.64	78.64	43.24
B - C (mil. US\$) *	42.08	42.08	42.08	42.08	43.24	43.24	43.24	43.24	43.24	43.24
6. Total Economic Scale										
Benefit (mil. US\$) *	173.39	216.01	227.03	227.03	296.28	473.07	384.49	507.88	467.06	379.57
Cost (mil. US\$) *	124.22	165.78	195.34	195.34	280.94	384.49	88.58	529.24	379.57	87.49
B - C (mil. US\$) *	49.17	50.23	31.69	31.69	15.34	88.58	88.58	-21.36	87.49	87.49

\* Discounted value at 10 %

表一 6.2 K P & L 系統の設備増強のための火力発電施設候補の建設費及び維持管理費

Project	Installed Capacity MW	Firm Energy GWh/year	Lead <sup>1/</sup> Time Year	Construction Time Period Year	Construction Disbursement	Life Time Year	Construction <sup>2/</sup> Cost Million US\$	O&M <sup>3/</sup> Cost %	Fuel Cost US\$/kwh
<u>Hydro</u>									
Sondu/Miriu-1 <sup>4/</sup>	48.6	32	3	4	0.20/0.30/0.30/0.20	50	61.4	1	-
Sondu/Miriu-2	94.6	482 <sup>5/</sup>	5	5	0.15/0.25/0.30/0.20/0.10	"	150.7	"	-
Mutonga	70.0	153	"	"	"	"	173.7	"	-
Grand Falls	120.0	321	"	"	"	"	450.0	"	-
Adamson's Falls	50.0	200	"	6	0.15/0.20/0.25/0.20/0.15/0.05	"	520.0	"	-
Munyu	38.0	133	"	5	0.15/0.25/0.30/0.20/0.10	"	223.9	"	-
<u>Geothermal</u>									
Olkaria IV	15.0	105	3	4	0.10/0.45/0.35/0.10	30	33.1 <sup>6/</sup>	2	0.5
" IV	30.0	210	"	"	"	"	66.3	"	"
Eburru	15.0	105	5	"	"	"	33.1	"	"
"	30.0	210	5	"	"	"	66.3	"	"
Lake Bogoria	15.0	105	5	"	"	"	40.6 <sup>7/</sup>	"	"
"	30.0	210	5	"	"	"	72.7	"	"

Notes : <sup>1/</sup> Presumable lead time before construction is set forth as follows; 2 years for feasibility study, 1 year for finance and tendering, and 2 years for detailed design. Lead time is reduced based on the project maturity.

<sup>2/</sup> Price level is set at December 1984.

<sup>3/</sup> Annual O&M costs are expressed with percentage for construction cost.

<sup>4/</sup> Sondu/Miriu-1 is the first stage of Combination-C, Sondu/Miriu run-of-river, whilst Sondu/Miriu-2 corresponds to the second stage of Combination-C, Magwaga reservoir plan.

<sup>5/</sup> Incremental firm energy from Sondu/Miriu-1 by the installation of Sondu/Miriu-2 is counted in the second stage.

<sup>6/</sup> Construction Cost is estimated at US\$2,209/kw, in which a half of drilling cost (US\$427/kw + 2 = US\$214/kw) is included, namely a remaining half of drilling cost is assumed to have been invested and is treated as sunk cost.

<sup>7/</sup> Full drilling cost (US\$427/kw) and transmission line cost (US\$4.25 million for 85 km long) are included in the construction cost.



表-6.3 KP & L 系統の設備増強の為の水力及び地熱発電施設候補の建設費及び維持管理費

Type	Installed Capacity MW	Annual Max. Operation Rate %	Lead Time Year	Construction Time Period Year	Construction Disbursement	Life Time Year	Construction Cost US\$/kW	O&M Cost %	Fuel Price US\$/t	Calorific Value Kcal/kg	Fuel Cost US\$/kwh
<u>Oil-fired</u>	60 <sup>1/</sup>	70	2	5	0.05/0.25/0.40/0.20/0.10	30	1,055	2	220	10,300	6.80
	120	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
<u>Coal-fired</u>	60 <sup>1/</sup>	70	2	5	0.05/0.25/0.40/0.20/0.10	30	1,815	2	52	6,200	2.67
	120	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	180	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
<u>Gas-turbine</u>	20	50	0	2	0.40/0.60	25	565	2.5	340	10,800	11.27
	40	"	"	"	"	"	460	"	"	"	"
<u>Diesel</u>	2	60	0	1	1.0	20	1,300	3	340	10,800	7.96
	5	"	"	"	"	"	990	"	"	"	"
	10 <sup>2/</sup>	"	"	"	"	"	800	"	"	"	"
	20	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	30	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"

Notes : 1/ Maximum unit capacity is set at 60 MW considering the system reliability as recommended by WLP, and it is confirmed by the PCR reconnaissance that plant construction sites are available including coal handling facilities at Port Reitz, Mombasa.

2/ Maximum unit capacity is set at 10 MW.

表-6.4 KP & L系統における最適な設備増強の順序  
(1986 to 2005)

Plant	Type	Capacity MW	Installation Year	Notes
Kiambere	Hydro	144	1988	Under Construction
Turkwell	Hydro	100	1992	Committed (the first date of 1993)
Sondu/Miriu 1	Hydro	48.6	1992	
Olkaria IV	Geothermal	30	1993	
Coal-1	Coal	60	1993	
Sondu/Miriu 2	Hydro	94.6	1996	
Eburru	Geothermal	15	1998	
Coal-2	Coal	120	1998	
Coal-3	Coal	60	2001	
Coal-4	Coal	60	2002	
Coal-5	Coal	120	2003	
Coal-6	Coal	60	2004	

表- 8.1 主要建設施設及び機器

Item No.	Description	Spec.	Total Required Number
1	Bulldozer w/ripper	21 ton	7
2	Bulldozer	11 ton	5
3	Tractor shovel	2.3 m <sup>3</sup>	6
4	Tractor shovel	1.6 m <sup>3</sup>	3
5	Backhoe	0.6 m <sup>3</sup>	2
6	Backhoe	0.3 m <sup>3</sup>	1
7	Dump truck	11 ton	30
8	Dump truck	6 ton	10
9	Vibrating roller	5 ton	3
10	Crawler drill	7 m <sup>3</sup> /min	12
11	Air compressor	10 m <sup>3</sup> /min	12
12	Concrete plant	1.0 m <sup>3</sup>	2
13	Crushing plant	100 ton/h	1
14	Agitator truck	3.2 m <sup>3</sup>	8
15	Concrete bucket	1.0 m <sup>3</sup>	2
16	Concrete pump car	45 m <sup>3</sup> /h	2
17	Boring machine	5.5 kw	3
18	Grout pump	7.5 kw	6
19	Grout mixer	200 lit x 2	6
20	Truck crane	32 ton	2
21	Truck crane	20 ton	2
22	Trailer	20 ton	2
23	Motor grader	3.7 m	1
24	Sprinkler truck	6 klit	1
25	Leg hammer	30 kg	5
26	Sinker	24 kg	5
27	Raise climber		1
28	Muck loader	0.6 m <sup>3</sup>	2
29	Train loader	200 t/h	2
30	Muck car	4.5 m <sup>3</sup>	26
31	Battery locomotive	10 ton	4
32	Ventilation fan	300 m <sup>3</sup>	24
33	Ventilation fan	100 m <sup>3</sup>	4
34	Air compressor	27 m <sup>3</sup> /min	4
35	Drill jumbo	7-boom	2
36	Battery locomotive	4 ton	6
37	Concrete placer	3.0 m <sup>3</sup>	6
38	Agitator car	3 m <sup>3</sup>	4
39	Sliding form	12 m	2
40	Grout pump	11 kw	2
41	Grout mixer	300 lit x 2	2
42	Winch	100 kw	1

表-8.2 用地買收費

(Unit: KShs.)

Description	Quantity (ha)	Unit Rate	Total
1. Reservoir and Intake	3.6 14.4	11,000/ha 7,500/ha	39,600 108,000
2. Surge Tank	0.3	7,500/ha	2,250
3. Penstock Line	1.0	7,500/ha	7,500
4. Tailrace, Powerhouse and Switchyard	2.4	7,500/ha	18,000
5. Substation	0.1	7,500/ha	750
6. Temporary Facilities	2.4	7,500/ha	18,000
Total	<u>24.2</u>		<u>194,100</u>

表- 8.3 建設費

Description	Foreign Currency (1,000 US\$)	Local Currency (1,000 KShs.)	Total (1,000 KShs.)
1. Preparatory works	4,005.0	14,631.6	74,706.6
2. Civil works	14,009.8	106,884.5	317,031.5
3. Metal works	8,338.0	11,815.4	136,885.4
4. Generating equipment & substation equipment	15,928.0	22,152.0	261,072.0
5. Transmission line	1,774.0	5,464.0	32,074.0
Total (1 - 5)	<u>44,054.8</u>	<u>160,947.5</u>	<u>821,769.5</u>
6. Land acquisition & compensation	-	194.1	194.1
7. Administration expenses	-	16,435.4	16,435.4
8. Engineering services	6,030.0	-	90,450.0
Total (1 - 8)	<u>50,084.8</u>	<u>177,577.0</u>	<u>928,849.0</u>
9. Physical contingency	3,706.5	15,786.2	71,383.7
10. Price escalation	10,144.4	123,510.7	275,676.7
Grand total	<u>63,935.7</u>	<u>316,873.9</u>	<u>1,275,909.4</u>

Note: A cost of US\$ 3 million (KShs 45 million) is necessary for detailed design and preparation of tender document on the pre-construction stage besides the above costs.

表-8.4 建設費内訳 (1/2)

Description	Foreign Currency (1,000 US\$)	Local Currency (1,000 KShs.)	Total (1,000 KShs.)
1. Preparatory works	4,005.0	14,631.6	74,706.6
2. Civil works			
2.1 River diversion	401.8	2,254.4	8,281.4
2.2 Waterway	1,579.9	12,331.4	36,029.9
2.2.1 Intake weir			
2.2.2 Intake and desilting basin	1,887.7	14,266.2	42,581.7
2.2.3 Headrace tunnel	6,209.1	51,223.6	144,360.1
2.2.4 Surge tank	438.5	2,883.4	9,460.9
2.2.5 Penstock	879.9	5,886.1	19,084.6
Sub-total (2.2)	10,995.1	86,590.7	251,517.2
2.3 Power station			
2.3.1 Tailrace	501.3	3,545.0	11,064.5
2.3.2 Powerhouse	814.9	5,385.1	17,608.6
2.3.3 Switchyard	136.4	732.1	2,778.1
2.3.4 Building works	474.5	4,107.5	11,225.0
Sub-total (2.3)	1,927.1	13,769.7	42,676.2
2.4 Outlet channel	101.6	514.0	2,038.0
2.5 Road construction	584.2	3,755.7	12,518.7
Total (2)	14,009.8	106,884.5	317,031.5
3. Metal works			
3.1 Weir metal work	758.5	1,211.4	12,588.9
3.2 Intake metal work	1,600.3	2,553.8	26,558.3
3.3 Penstock metal work	5,979.2	8,050.2	97,738.2
Total (3)	8,338.0	11,815.4	136,885.4
4. Generating equipment & substation equipment			
4.1 Generating equipment	11,908.0	16,001.0	194,621.0
4.2 Substation equipment	4,020.0	6,151.0	66,451.0
Total (4)	15,928.0	22,152.0	261,072.0
5. Transmission line	1,774.0	5,464.0	32,074.0
Total (1 - 5)	<u>44,054.8</u>	<u>160,947.5</u>	<u>821,769.5</u>

表- 8.4 建設費内訳 (2/2)

Description	Foreign Currency (1,000 US\$)	Local Currency (1,000 KShs.)	Total (1,000 KShs.)
6. Land acquisition & compensation	-	194.1	194.1
7. Administration expenses	-	16,435.4	16,435.4
8. Engineering services	6,030.0	-	90,450.0
Total (1 - 8)	<u>50,084.8</u>	<u>177,577.0</u>	<u>928,849.0</u>
9. Physical contingency	3,706.5	15,786.2	71,383.7
10. Price escalation	10,144.4	123,510.7	275,676.7
Grand total	<u>63,935.7</u>	<u>316,873.9</u>	<u>1,275,909.4</u>

Note: A cost of US\$ 3 million (KShs 45 million) is necessary for detailed design and preparation of tender document on the pre-construction stage besides the above costs.

8. 5 建設費の年度別支出

(Unit: F.C. 1000 US\$, L.C. 1000 KShs)

Description	1989		1990		1991		1992	
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.
1. Preparatory Works	4,005.0	14,631.6	4,005.0	14,631.6	-	-	-	-
2. Civil Works								
2.1 River Diversion	401.8	2,254.4	395.4	2,233.7	-	-	-	-
2.2 Waterway	10,995.1	86,590.7	2,946.0	23,861.9	6.4	20.7	697.5	6,119.0
2.3 Power Station	1,927.1	13,769.7	192.7	1,577.0	1,282.8	10,102.0	21.8	223.0
2.4 Outlet Channel	101.6	514.0	10.1	51.4	699.6	5,236.7	23.8	235.2
2.5 Road Construction	584.2	3,755.7	584.2	3,755.7	67.7	227.4	-	-
Sub-total (2)	14,009.8	106,884.5	4,123.4	31,279.7	7,081.8	53,440.8	743.1	6,577.2
3. Metal Works								
3.1 Weir Metal Work	758.5	1,211.4	118.4	-	209.6	476.5	-	-
3.2 Intake Metal Work	1,600.3	2,553.8	249.7	-	394.7	699.1	-	-
3.3 Penstock Metal Work	5,979.2	8,050.2	703.0	-	1,205.2	1,712.9	1,559.4	2,645.2
Sub-total (3)	8,338.0	11,815.4	1,071.1	-	1,809.5	2,888.5	1,559.4	2,645.2
4. Generating Equipment and Substation Equipment								
4.1 Generating Equipment	11,908.0	16,001.0	1,765.0	-	1,474.0	1,668.1	6,924.4	10,611.6
4.2 Substation Equipment	4,002.0	6,151.0	586.6	-	-	-	2,449.1	2,772.9
Sub-total (4)	15,928.0	22,152.0	2,351.6	-	1,474.0	1,668.1	9,373.5	13,383.6
5. Transmission Line	1,774.0	5,464.0	235.0	-	490.5	555.3	737.9	3,029.9
Total (1 - 5)	44,054.8	160,947.5	11,791.1	45,911.3	10,855.8	58,552.7	16,065.9	38,282.0
6. Land Acquisition and Compensation	-	194.1	-	194.1	-	-	-	-
7. Administration Expenses	-	16,435.4	-	4,455.6	-	4,427.8	-	5,585.4
8. Engineering Services	6,030.0	-	1,634.7	-	1,624.5	-	2,049.3	-
Total (1 - 8)	50,084.8	177,577.0	13,425.8	50,561.0	12,480.3	62,980.5	18,115.2	43,867.4
9. Physical Contingency	3,706.5	15,786.2	1,159.7	5,056.1	1,059.3	6,042.5	1,111.1	3,252.0
10. Price Escalation	10,144.4	123,510.7	2,077.0	26,423.7	2,392.4	41,959.1	4,076.0	35,462.1
Grand Total	63,935.7	316,873.9	16,662.5	82,040.8	15,932.0	110,982.1	23,302.3	82,581.5

Note: A cost of US\$ 3 million (KShs 45 million) is necessary for detailed design and preparation of tender document on the pre-construction stage besides the above costs in 1987.



表-9.1 ソンドゥカ川多目的計画の便益及び費用のプロロー(標準ケース) (1/2)

(Unit: 10<sup>3</sup> KShs)

NO.	Year	Project Costs				Project Benefits					
		Investment Costs		O & M Costs		Hydro- power	Irriga- tion	Hydro- power	Irriga- tion	Total	
		Hydro- power	Irriga- tion	Total	Total						
1.	1988		4,795					121,728			121,728
2.	89	252,153	16,873	269,026	7,057	13,406	20,463	121,728	37,914		159,642
3.	90	244,508	62,064	306,572	7,057	14,827	21,884	121,728	93,755		215,483
4.	91	316,666	292,302	608,968	7,057	16,249	23,306	121,728	157,850		279,578
5.	92	109,561	277,841	387,402		16,249	23,306	121,728	227,634		349,362
6.	93		179,952	179,952	7,057	16,249	23,306	121,728	267,632		383,360
7.	94		109,519	109,519	7,057	16,249	23,306	121,728	293,523		415,251
8.	95		109,519	109,519	7,057	16,249	23,306	121,728	311,160		432,888
9.	96		109,519	109,519	7,057	16,249	23,306	121,728	320,544		442,272
10.	97				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
11.	98				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
12.	99				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
13.	2000				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
14.	01				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
15.	02				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
16.	03				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
17.	04				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
18.	05				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
19.	06				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
20.	07				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
21.	08				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
22.	09				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
23.	10				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
24.	11				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829
25.	12				7,057	16,249	23,306	121,728	322,101		443,829

表-9.1 ソンドンゥ川多目的計画の便益及び費用のフロー(標準ケース) (2/2)

(Unit: 10<sup>3</sup> KShs)

NO.	Year	Project Costs			Project Benefits			
		Investment Costs		O & M Costs		Hydro- power	Irriga- tion	Total
		Hydro- power	Irriga- tion	Total	Total			
26.	2013	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
27.	14	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
28.	15	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
29.	16	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
30.	17	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
31.	18	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
32.	19	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
33.	20	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
34.	21	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
35.	22	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
36.	23	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
37.	24	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
38.	25	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
39.	26	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
40.	27	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
41.	28	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
42.	29	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
43.	30	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
44.	31	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
45.	32	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
46.	33	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
47.	34	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
48.	35	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
49.	36	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
50.	37	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	
51.	38	7,057	16,249	23,306	121,728	322,101	443,829	

表-9.2 ケニアでの評価方法によるソンドゥ川水力開発計画の便益  
及び費用のフロー (1/2)

(Unit: 10<sup>3</sup> KShs)

No.	Year	Project Cost		Cost of Subtrans- mission and Distribution	Project Benefits
		Investment costs	O & M costs		
1.	1989	252,513			
2.	90	244,508			
3.	91	316,666			
4.	92	109,561			
5.	93	0	7,057	30,391	131,695
6.	94	0	7,057	30,391	131,695
7.	95	0	7,057	30,391	131,695
8.	96	0	7,057	30,391	131,695
9.	97	0	7,057	30,391	131,695
10.	98	0	7,057	30,391	131,695
11.	99	0	7,057	30,391	131,695
12.	2000	0	7,057	30,391	131,695
13.	01	0	7,057	30,391	131,695
14.	02	0	7,057	30,391	131,695
15.	03	0	7,057	30,391	131,695
16.	04	0	7,057	30,391	131,695
17.	05	0	7,057	30,391	131,695
18.	06	0	7,057	30,391	131,695
19.	07	0	7,057	30,391	131,695
20.	08	0	7,057	30,391	131,695
21.	09	0	7,057	30,391	131,695
22.	10	0	7,057	30,391	131,695
23.	11	0	7,057	30,391	131,695
24.	12	0	7,057	30,391	131,695
25.	13	0	7,057	30,391	131,695
26.	14	0	7,057	30,391	131,695
27.	15	0	7,057	30,391	131,695
28.	16	0	7,057	30,391	131,695
29.	17	0	7,057	30,391	131,695
30.	18	0	7,057	30,391	131,695
31.	19	0	7,057	30,391	131,695
32.	20	0	7,057	30,391	131,695
33.	21	0	7,057	30,391	131,695
34.	22	0	7,057	30,391	131,695
35.	23	0	7,057	30,391	131,695
36.	24	0	7,057	30,391	131,695
37.	25	0	7,057	30,391	131,695
38.	26	0	7,057	30,391	131,695
39.	27	0	7,057	30,391	131,695
40.	28	0	7,057	30,391	131,695
41.	29	0	7,057	30,391	131,695
42.	30	0	7,057	30,391	131,695
43.	31	0	7,057	30,391	131,695

表-9.2 ケニアでの評価方法によるソンドゥ川水力開発計画の便益  
及び費用のフロー (2/2)

(Unit: 10<sup>3</sup> KShs)

No.	Year	Project Cost		Cost of Subtrans- mission and Distribution	Project Benefits
		Investment costs	O & M costs		
44.	2032	0	7,057	30,391	131,695
45.	33	0	7,057	30,391	131,695
46.	34	0	7,057	30,391	131,695
47.	35	0	7,057	30,391	131,695
48.	36	0	7,057	30,391	131,695
49.	37	0	7,057	30,391	131,695
50.	38	0	7,057	30,391	131,695

ERR = 8.6%

表-9.3 ソンドゥ川水力開発計画の財務的キャッシュフロー  
 (平均料金=0.78 KShs/KWh) (1/2)

(Unit: 10<sup>3</sup> KShs)

No.	Year	Financial Costs		Subtransmission and distribu- tion costs	Revenue
		Investment costs	O & M costs		
1.	1989	274,400			
2.	90	272,119			
3.	91	335,514			
4.	92	118,202			
5.	93	0	8,302	27,893	89,003
6.	94	0	8,302	27,893	89,003
7.	95	0	8,302	27,893	89,003
8.	96	0	8,302	27,893	89,003
9.	97	0	8,302	27,893	89,003
10.	98	0	8,302	27,893	89,003
11.	99	0	8,302	27,893	89,003
12.	2000	0	8,302	27,893	89,003
13.	01	0	8,302	27,893	89,003
14.	02	0	8,302	27,893	89,003
15.	03	0	8,302	27,893	89,003
16.	04	0	8,302	27,893	89,003
17.	05	0	8,302	27,893	89,003
18.	06	0	8,302	27,893	89,003
19.	07	0	8,302	27,893	89,003
20.	08	0	8,302	27,893	89,003
21.	09	0	8,302	27,893	89,003
22.	10	0	8,302	27,893	89,003
23.	11	0	8,302	27,893	89,003
24.	12	0	8,302	27,893	89,003
25.	13	0	8,302	27,893	89,003
26.	14	0	8,302	27,893	89,003
27.	15	0	8,302	27,893	89,003
28.	16	0	8,302	27,893	89,003
29.	17	0	8,302	27,893	89,003
30.	18	0	8,302	27,893	89,003
31.	19	0	8,302	27,893	89,003
32.	20	0	8,302	27,893	89,003
33.	21	0	8,302	27,893	89,003
34.	22	0	8,302	27,893	89,003
35.	23	0	8,302	27,893	89,003
36.	24	0	8,302	27,893	89,003
37.	25	0	8,302	27,893	89,003
38.	26	0	8,302	27,893	89,003
39.	27	0	8,302	27,893	89,003

表-9.3 ソンドゥ川水力開発計画の財務的キャッシュフロー  
 (平均料金=0.78 KShs/KWh) (2/2)

(Unit: 10<sup>3</sup> KShs)

No.	Year	Financial Costs		Subtransmission and distribution costs	Revenue
		Investment costs	O & M costs		
40.	2028	0	8,302	27,893	89,003
41.	29	0	8,302	27,893	89,003
42.	30	0	8,302	27,893	89,003
43.	31	0	8,302	27,893	89,003
44.	32	0	8,302	27,893	89,003
45.	33	0	8,302	27,893	89,003
46.	34	0	8,302	27,893	89,003
47.	35	0	8,302	27,893	89,003
48.	36	0	8,302	27,893	89,003
49.	37	0	8,302	27,893	89,003
50.	38	0	8,302	27,893	89,003

表-9.4 財務収支表

(Unit: 10<sup>3</sup> KShs)

No.	Year	Local Cost Finance	Interest during Construction	C&M Costs	Loan Repayment	Gross Revenue	Annual Balance	Accumulated Surplus
1.	1987	0	-1,800				-1,800	-1,800
2.	88	0	-1,800				-1,800	-3,600
3.	89	-82,040	-21,795				-103,835	-107,435
4.	90	-110,980	-40,914				-151,894	-259,329
5.	91	-82,580	-68,877				-151,457	-410,786
6.	92	-41,270	-78,523				-119,793	-530,579
7.	93			-18,031	-62,956	142,633	61,646	-468,933
8.	94			-18,031	-62,956	142,633	61,646	-407,287
9.	95			-18,031	-62,956	142,633	61,646	-345,641
10.	96			-18,031	-62,956	142,633	61,646	-283,995
11.	97			-18,031	-62,956	142,633	61,646	-222,349
12.	98			-18,031	-62,956	142,633	61,646	-160,703
13.	99			-18,031	-62,956	142,633	61,646	-99,057
14.	2000			-18,031	-62,956	142,633	61,646	-37,411
15.	01			-18,031	-62,956	142,633	61,646	24,235
16.	02			-18,031	-62,956	142,633	61,646	85,881
17.	03			-18,031	-62,956	142,633	61,646	147,527
18.	04			-18,031	-62,956	142,633	61,646	209,173
19.	05			-18,031	-62,956	142,633	61,646	270,819
20.	06			-18,031	-62,956	142,633	61,646	332,465
21.	07			-18,031	-62,956	142,633	61,646	394,111
22.	08			-18,031	-62,956	142,633	61,646	455,757
23.	09			-18,031	-62,956	142,633	61,646	517,403
24.	10			-18,031	-62,956	142,633	61,646	579,049
25.	11			-18,031	-62,956	142,633	61,646	640,695
26.	12			-18,031	-62,956	142,633	61,646	702,341
27.	13			-18,031	-62,956	142,633	61,646	763,987
28.	14			-18,031	-62,956	142,633	61,646	825,633
29.	15			-18,031	-62,956	142,633	61,646	887,279
30.	16			-18,031	-62,956	142,633	61,646	948,925
21.	17			-18,031	-62,956	142,633	61,646	1,010,571
32.	18			-18,031	-62,956	142,633	61,646	1,072,217

表-9.5 環境アセスメント結果 (1/2)

Item	Prediction	Evaluation
Settlement	No submergence is expected in the project area since it plans a run-of-river type power generation.	0
Land Issues and Compensation	About 50,000 m <sup>2</sup> will have to be secured for the construction of such major facilities as intake, surge tank, powerstation and access road on the almost non-cultivated land. Land issues are not foreseen so far as it is properly compensated.	0
Economic Activity	A large construction labour demand is expected. Incremental agricultural production is also expected by introducing perennial irrigation.	+H
Recreation	The Odino Falls has been planned to be submerged according to the initial plan. It is, however, to be preserved since the proposed damsite have been shifted upstream. Flow in the downstream area will be decreased due to intake for power generation and, consequently, the potential value of Odino Falls as tourism resources would be dropped. Notwithstanding, the accessibility to the Odino Falls is so inferior and people are scarcely able to visit there at present that it will be less affected.	-L
Public Health	It is predicted that <i>Anopheles gambiae</i> , a vector of malaria will increase in the irrigated area. Also, it is predicted that snails which are host of miracidium will increase in the irrigation canals and schistosomiasis will become more popular than the present time in the irrigated area.	-H
Sedimentation	Sediment are deposited at the intake gate and/or in the sand stilling basin. It will be discharged into downstream by the gate opening during floods.  Since sedimentation into Lake Victoria takes place almost during flood period, it will be less affected.	-L



表- 9.5 環境アセスメント結果 (2/2)

Item	Prediction	Evaluation
Vegetation	<p>Since the major structure sites such as intake, suge tank, powerstation and access road are merely covered by scattered shrubs and, further, ground modification is to be confined to a small area, vegetation will be less affected.</p> <p>The surge tank site, however, is located in the Koguta ungazetted forests, afforestation will be necessary at and arround the site after construction.</p>	-L
Wildlife	<p>Wildlife will not be affected because of no inundation in addition to tree fellings during construction.</p>	-L
Fishes and Fisheries	<p>Aquatic biology in the river channel between the damsite and Sangoro will be affected, because river flow in the lower reaches will be decreased due to intake for power generation. Local inhabitants presently catch fishes such as Labeo victorinus (Ningu), Synodontis victoriae (Okoko) and etc. for feeding, and such catches would be decreased due to the implementation of the project.</p> <p>Some species in Lake Victoria which migrate upstream for spawning will not be affected because their migration takes place during the flood season.</p>	-L

Source: JICA Study Team



## ***FIGURES***



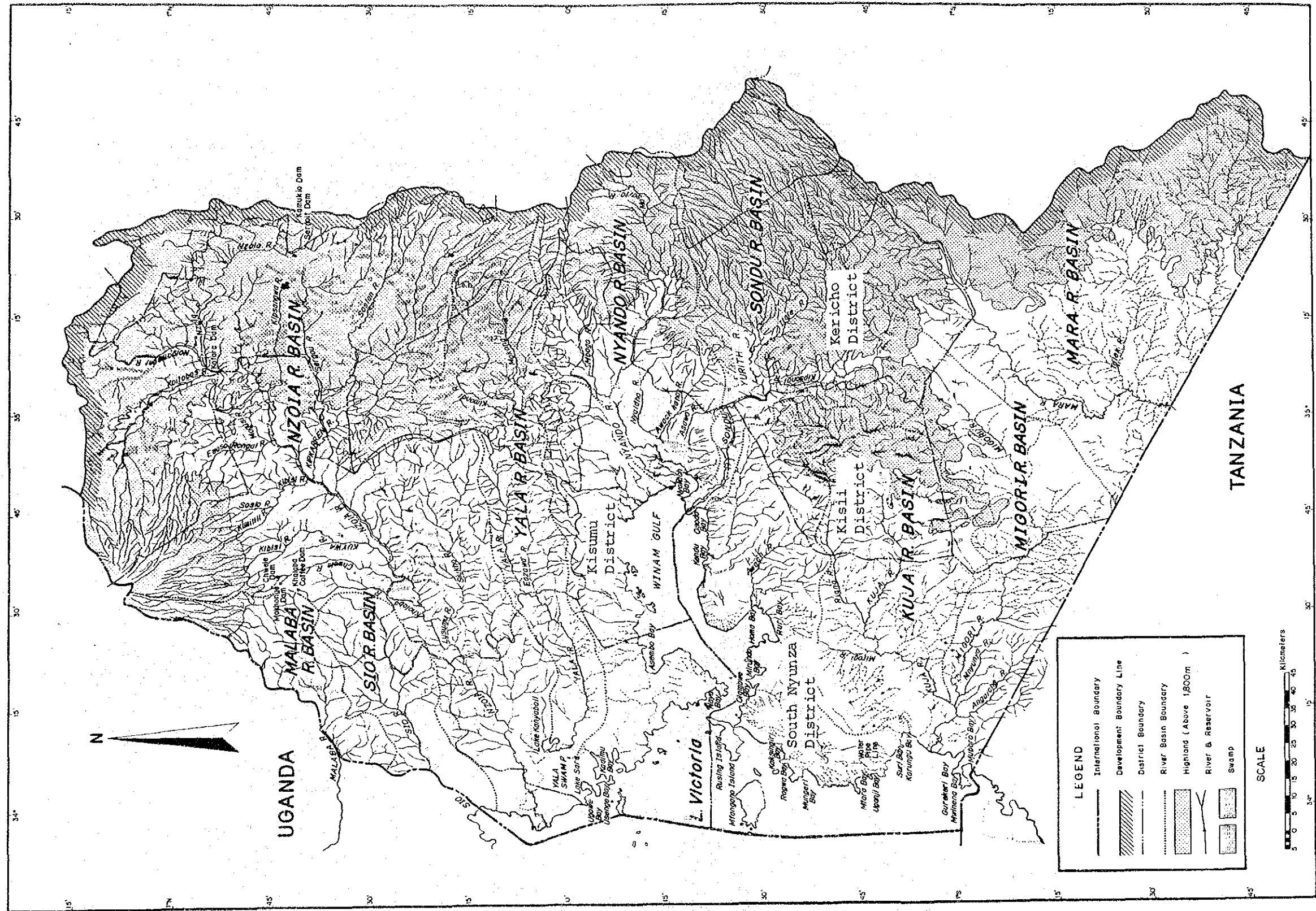
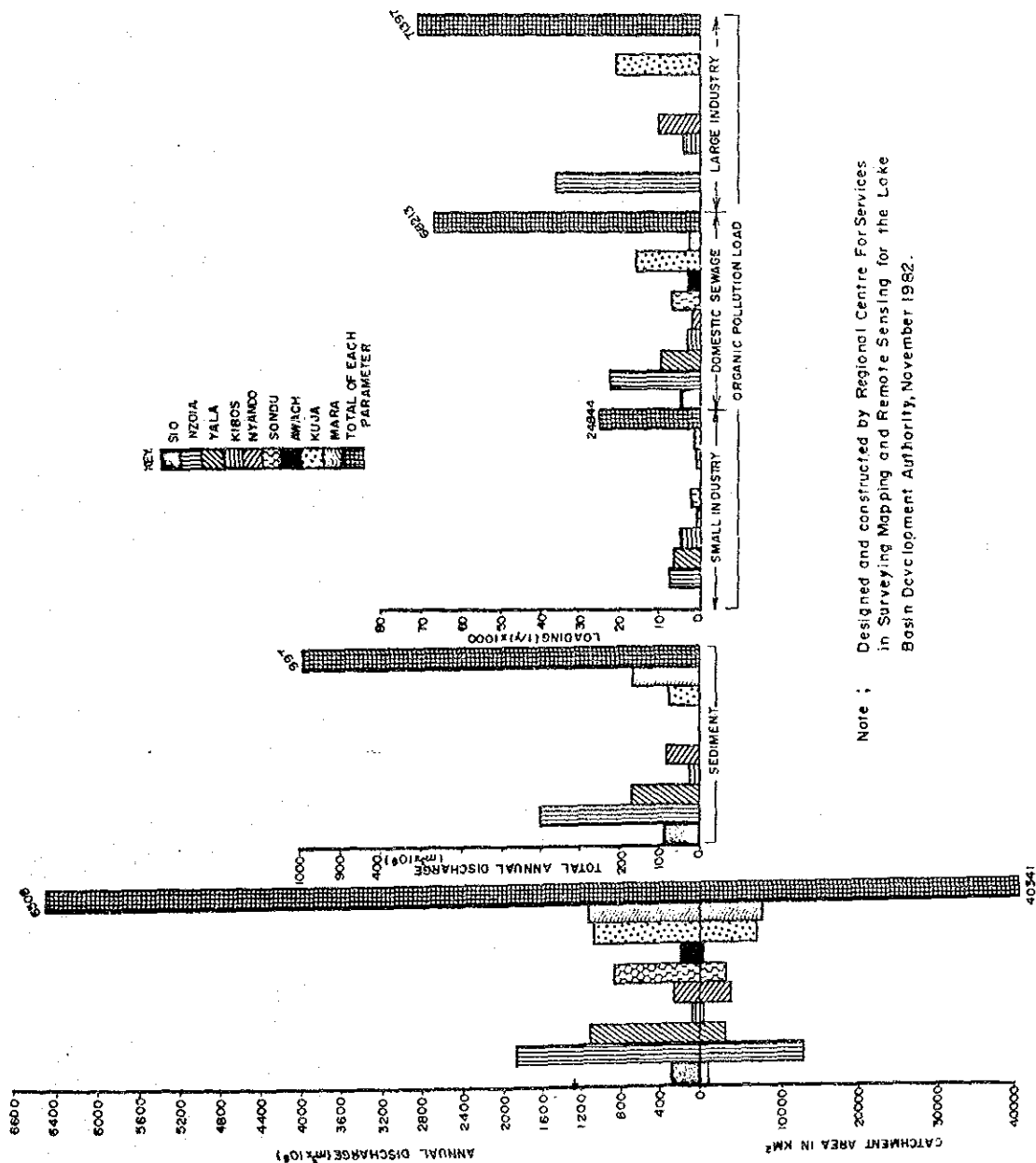


图-3.1  
行政区分及び河川流域区分图

REPUBLIC OF KENYA  
SONDU RIVER  
MULTIPURPOSE DEVELOPMENT PROJECT  
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY





Note ; Designed and constructed by Regional Centre For Services in Surveying Mapping and Remote Sensing for the Lake Basin Development Authority, November 1982.

図-3.2

マクロ水文形態学的指標





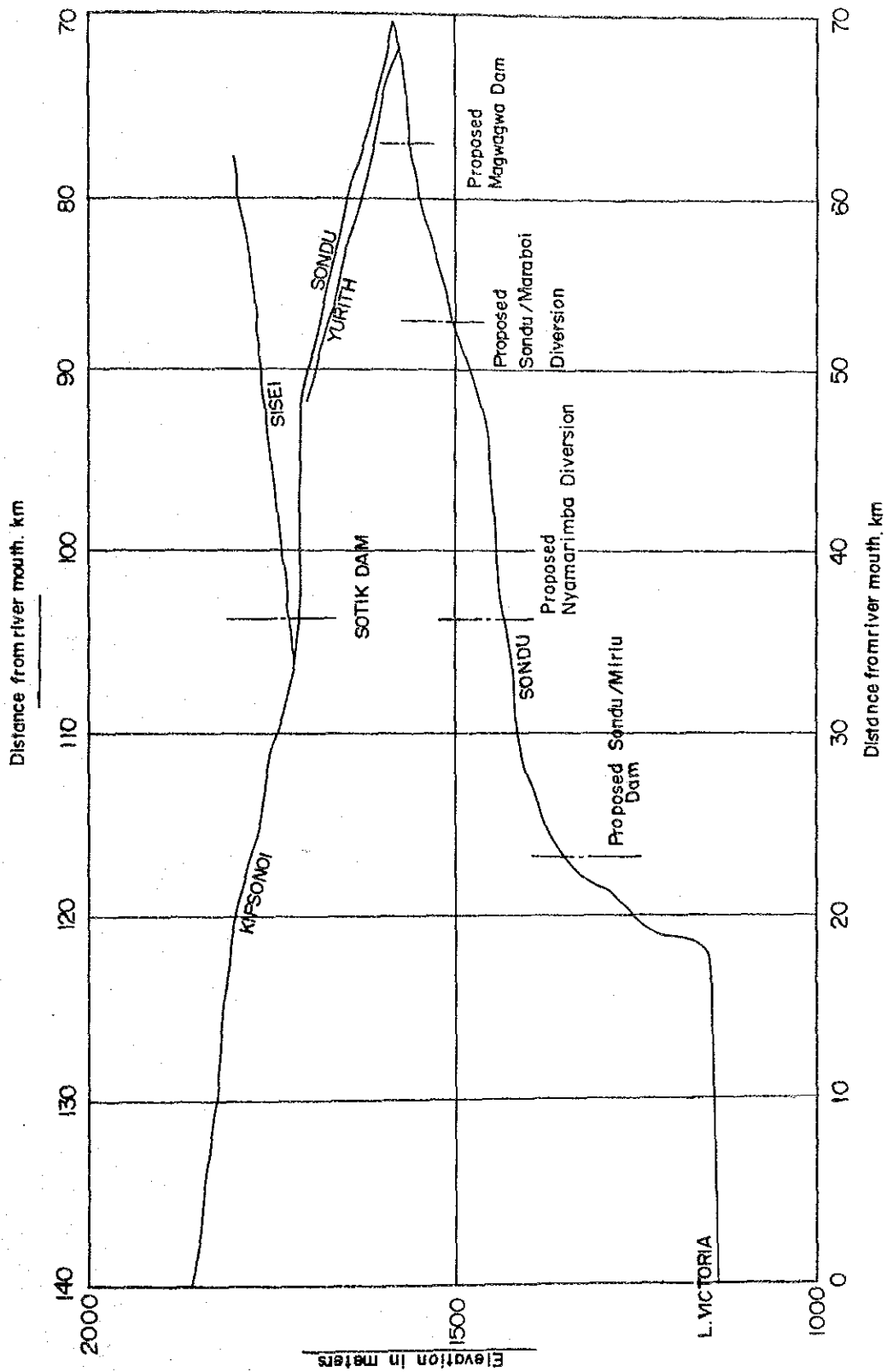


図-3.3

ソンドウ川の縦断図

REPUBLIC OF KENYA  
 SONDU RIVER  
 MULTIPURPOSE DEVELOPMENT PROJECT  
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



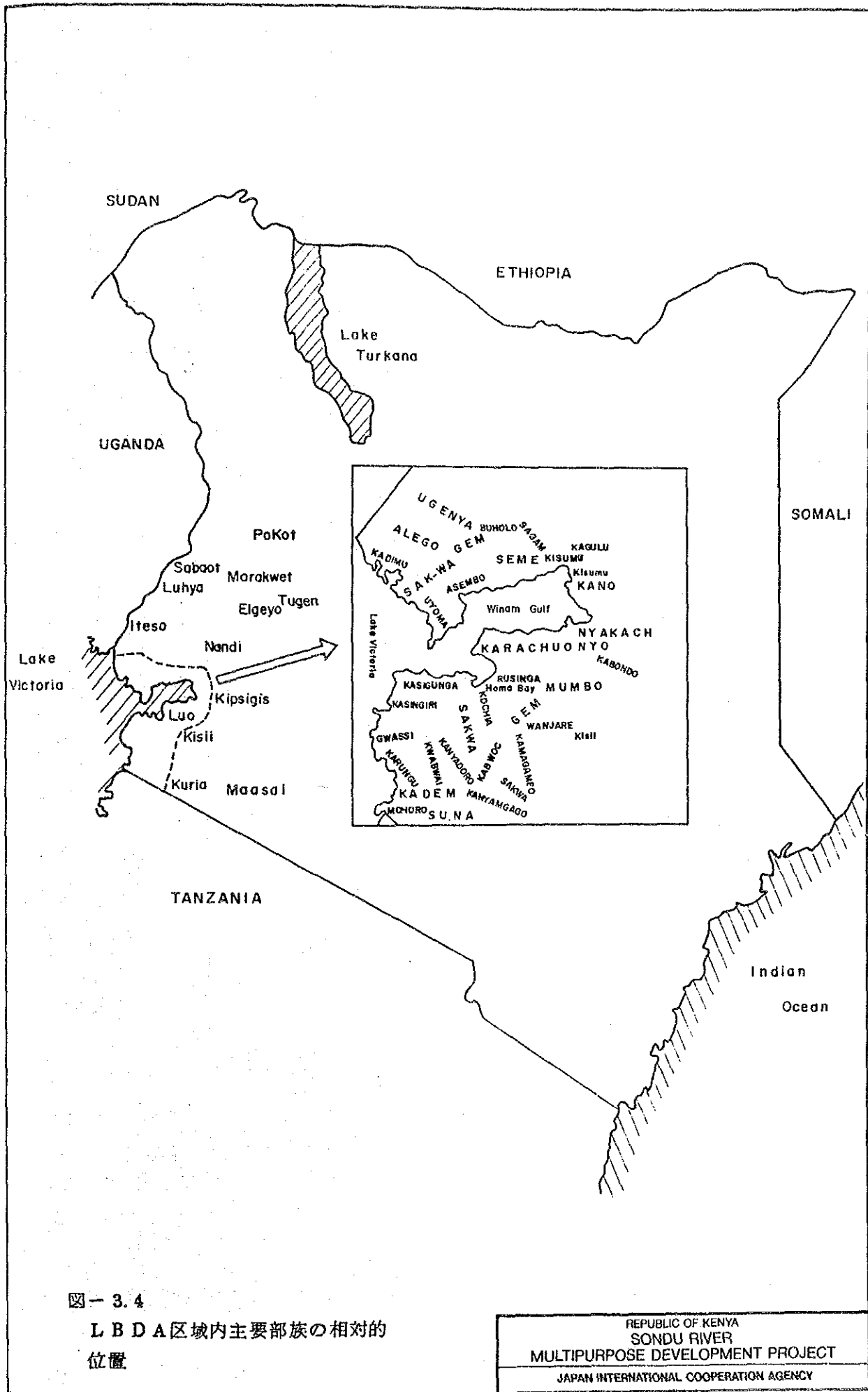


図- 3.4

L B D A区域内主要部族の相対的位置

