Table 8.3.1　電力系統の拡張計画と計算項目

年度	電源の拡張	送電線の拡張	計算項目
1987	現　　状	—	電力潮流
1991	Kikuletwa No.1 0.5MW →1.5MW	—	電力潮流
1992	Pangani Falls 17.5MW→60MW	Hale-Pangani Falls 132kV Line	—
1994	Kikuletwa No.2 11MW (Arusha ジーゼル発電所撤去)	Kikuletwa No.2 —Kiyungi 33kV, 2 Lines (66kV Arusha-Kiyungi Line 撤去)	電力潮流 短絡容量

(iii) 潮流・電圧計算

電力系統の運転条件を次の様に設定して，潮流および電圧計算を行った。

系統の維持電圧　：　100± 5 %

発電機の運転電圧：　100± 5 %

発電機の運転力率：　0.85　以上

変圧器のタップ比：　1.00±0.10

負　荷　力　率　：　0.95

負　荷　時　刻　：　ピーク時

Chalinze変電所の母線電圧：　100%一定

需要および供給力：　Table2.2.12参照

(iv) 短絡電流計算

短絡電流計算は，1994年の系統構成を基に行った。連系々統からChalinze変電所の 132kV母線に流入する短絡電流を2.2kA(500MVA 相当) と想定した。計算に使用した発電機のリアクタンスは過渡リアクタンス (Xd')である。

8.4　系統解析結果

1987年から1994年における潮流・電圧計算結果の一覧をTable 8.4.1に，Fig.8.4.1～Fig.8.4.10に潮流を，またFig.8.4.11に短絡電流を示す。

(1) 現状の系統（1987年）

Fig. 8. 4. 1 に1987年の潮流を示す。

現地調査で得た運転記録では総じて電圧降下が大きく，一部の変電所の母線では定格電圧に対して15%以上降下している。本計算結果では電圧変動が定格値に対して±５%の範囲に保たれている。

このように電圧変動が実際の運転状況と大きく異なるのは，現地調査時点では発電設備の一部が修理中であり，当地域の供給力が不充分であることと電圧調整方法に起因すると思われる。発電設備が正常に運転されゝば，変圧器のタップ電圧と発電機の運転力率を協調して調整することにより，系統電圧は相当改善されると考えられる。

(2) Kikuletwa No. 1発電所の改造効果

Kikuletwa No. 1発電所の出力が0. 5MW(現状）の場合の潮流図をFig. 8. 4. 2 に，改造後の 1. 5MWの場合の潮流図をFig. 8. 4. 4 に示す。同発電所の改造によってもたらされる電力系統面の効果は，系統電圧の維持能力の向上と送電損失の低減が挙げられる。

（i）改　造　前

Njiro 変電所の33KV 母線電圧は定格値に対して約25%低下し，発電機は定格電圧の 100±５%の許容範囲で運転ができなくなり，殆んどの発電機電圧も95%以下に低下する。系統電圧を正常に維持するためには，3. 0MVA 以上の Static Condenser を Njiro変電所の33KV 母線に設置するか，または負荷制限をしなければならない。Fig. 8. 4. 2 はStatic Condenserを設置しない場合，Fig. 8. 4. 3 はNjiro変電所に3. 1MVAのStatic Condenserを設置した場合の潮流図である。

送電損失は Static Condenser を設置しない場合で 8. 75MW，設置すると7. 44 MWに低減する。

（ii）改　造　後

Njiro変電所の33KV母線電圧は定格値に対して約10%低下するが，発電機は定格電圧の95%以上で運転ができる。 Static Condenser の設置が無くても系統運用は可能であるが，系統電圧を改善するためには 2. 5MVA 以上の Static Condenserを Njiro変電所の33KV母線に設置することが好ましい。

Fig. 8. 4. 4 は Static Condenser を設置しない場合，Fig. 8. 4. 5 はNjiro変電

所に2.5MVAのStatic Condenserを設置した場合の潮流図である。

送電損失は Static Condenserを設置しない場合で 7.41MW. 設置すると 6.99 MWに低減する。

(iii) 比　　較

Static Condenserを設置しない系統条件で，Kikuletwa のNo.1発電所の改造効果を挙げると次のとおりである。

改造前：

- 系統電圧を正常に維持できないので，Static Condenserを設置するか，または負荷制限が必要となる
- 送電損失は改造後と比較して9.95MWに増加する

改造後：

- 系統電圧の維持ができる
- 送電損失は改造前と比較して 7.41MW に低減する

改造による送電損失の低減は2.54MW で，これは年間損失電力量で約11,000MWhに相当する。しかし，この地域の需要電力はKidatu発電所から送電されており，Chalinze変電所以遠の送電損失を考慮すると，これらの値は更に増加する。

(3) Kikuletwa No.2発電所の開発効果

Kikuletwa No.2発電所の開発前の潮流図をFig.8.4.6に，開発後の潮流図をFig.8.4.8に示す。同発電所の開発によってもたらされる電力系統面の効果は，系統電圧の維持能力の向上，送電損失の低減の他に当地域の供給信頼度の向上が挙げられる。

(i) 開　発　前

Njiro 変電所の33KV母線電圧は定格値に対して35%以上低下し，発電機は定格電圧の 100±5%の許容範囲で運転ができなくなる。系統電圧を正常に維持するには Njiro変電所の33KV母線に9MVA 以上の Static Condenser の設置が必要である。Fig.8.4.7は Njiro変電所に9MVAの Static Condenser を設置した場合の潮流図である。

送電損失は9MVA の Static Condenser を設置した場合，7.59MWとなる。Static Condenser が設置されない場合は14MWとなり電力系統の機能が維持できない。

1992年には Pangani Falls発電所が改造され，出力は17.5MWから60MWに増加す

るが，Kiyungi およびNijiro変電所の電圧改善に対しては殆ど期待できない。これらの変電所が Pangani Falls発電所から300km以上離れており，電圧維持のための無効電力を同発電所から受電できないためである。

（ii）開　発　後

Njiro変電所の33KV母線電圧は定格値の95%以上に維持され，電力系統は正常に運用できる（Fig. 8.4.8）。このため，Static Condenser の設置は必要ない。送電損失は4.89MWである。

（iii）比　　較

Kikuletwa No.2発電所の開発効果は次のとおりである。

開発前：

- 系統電圧を正常に維持できないので，Static Condenser を設置するか，または負荷制限が必要となる
- Static Condenser(9 MVA)を設置した場合，送電損失は7.59MWである

開発後：

- 系統電圧の維持ができる
- 送電損失は4.89MWに低減する

開発による効果は Static Condenser(9 MVA)の節約と 2.7MWの送電損失の低減が挙げられる。この損失電力は年間損失電力量で約 12,000MWhに相当する。

(4) Kikuletwa No.2発電所の送電方法

（i）送電々圧の選定

Kikuletwa No.2プロジェクト地域の送電々圧は 132kV，66kVおよび33kVが使用されており，Kikuletwa No.2発電所の送電々圧はこれらの中から選択しなければならない。しかし，TANESCOは66kV電圧の使用を止める方針であり，既存の66kV送電線も撤廃の意向である。このため，132kVと33kVについて比較検討した。

両電圧の比較は次の２ケースの送電方法で行った（Fig. 8.4.12）。

Case-1：33kV送電線（１回線）でKiyungi変電所へ接続

Case-2：132kV 送電線でSame-Kiyungi送電線へ接続

Case-1の潮流図をFig. 8.4.9に，Case-2をFig. 8.4.10に示す。電圧降下および送電損失の比較では両電圧の差は殆どない。132kV送電線の効果が33kV送電線に

比較して特出しない理由は，132kV送電線（Same-Kiyungi)がKikuletwa No.2発電所に引込まれることにより，同送電線の亘長が約10km（5kmの往復）増加するためである。亘長の増加は，Kiyungiおよび Njiro変電所の電圧降下の増大をもたらすことになる。

この結果，132kV送電線に比較して建設費が少ない33kV送電線を採用することにした。

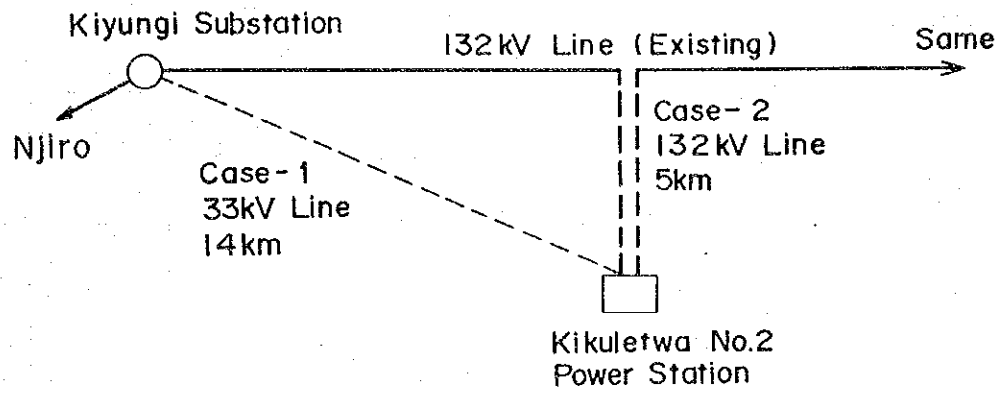


Fig. 8.4.12 TRANSMISSION ROUTES FOR KIKULETWA No.2 PROJECT

(ii) 回線数の決定

33kV送電線を採用する場合，Kikuletwa No.2発電所とKiyungi 変電所間の距離が14kmあることから，同送電線の電圧降下が比較的大きくなる。このため，同送電線は大きいサイズの電線を使用した1回線か，または標準的なサイズで2回線とし，電圧降下を小さくする必要がある。

ここでは1回線と2回線の比較検討を次の2ケースについて行った。

Case-1：1回線，ACSR 240mm²

Case-2：2回線，ACSR 160mm²

Case-1の潮流図をFig. 8.4.9に，Case-2をFig. 8.4.8に示す。両ケースの電圧降下と送電損失の比較結果は次のとおりである。

	電圧降下 (%)	損失電力 (MW)
Case-1	3.7	0.21
Case-2	2.4	0.17

(注) これらはKikuletwa No.2発電所とKiyungi変電所の区間14kmの計算値である。

両ケースを送電線の建設費で比較すると，2回線は1回線に比べ30%程度高くなるが，次の点を改善するために2回線を採用することにした。

- KiyungiおよびArusha変電所は連系々統の端末に位置し，主要な電源から遠いため電圧維持能力が低い。
- 上記変電所は連系々統と 132kV 1回線の長距離送電線で結ばれているため，これら変電所の供給信頼度が低い。

(5) 短絡電流

Fig. 8. 4. 10に母線の短絡電流とその分流を示す。本計算の系統範囲における電圧階級毎の短絡電流の最大値は次のとおりである。

132kV母線 (chalinze S.S)	607MVA (2.65KA)
66kV母線 (Kiyungi S.S)	121MVA (1.06KA)
33kV母線 (Tanga S.S)	130MVA (2.28KA)

Table. 8. 4. 1 潮流・電圧計算結果一覧

電源開発計画 (系統条件)	需 要 (MW)	Njiro, 33kV 母線電圧 (%)	Kiyungi, 33kV 母線電圧 (%)	損失電力 (MW)	年間損失 電力量 (MWh)	Static Condenser (MVA)	No. of Figures
現 状 (1987)	54.4	101.7	102.8	2.22	9,500	—	Fig. 8.4.1
Kikuletwa No.1 改造前 0.5MW (1991)	74.2	75.2	88.3	9.95	42,700	—	Fig. 8.4.2
Kikuletwa No.1 改造前 0.5MW (1991)	74.2	95.0	104.0	7.44	32,000	3.1	Fig. 8.4.3
Kikuletwa No.1 改造後 1.5MW (1991)	74.2	89.4	103.5	7.41	31,800	—	Fig. 8.4.4
Kikuletwa No.1 改造後 1.5MW (1991)	74.2	95.0	104.4	6.99	30,000	2.5	Fig. 8.4.5
Kikuletwa No.2 運開前 (1994)	85.1	64.2	86.0	14.07	60,400	—	Fig. 8.4.6
Kikuletwa No.2 運開前 (1994)	85.1	95.3	102.0	7.59	32,600	9.0	Fig. 8.4.7
Kikuletwa No.2 運開後 11MW (1994) 33kV Double Circuit	85.1	95.4	101.8	4.89	21,000	—	Fig. 8.4.8
(送電線の比較)							
Kikuletwa No.2 運開後 33kV Single Circuit	85.1	95.1	101.2	4.98	21,400	—	Fig. 8.4.9
Kikuletwa No.2 運開後 132kV Line	85.1	95.3	101.4	4.95	21,200	—	Fig. 8.4.10
Kikuletwa No.2 開発後 短絡電流	—	—	—	—	—	—	Fig. 8.4.11

(注) 計算の範囲はChalinze変電所からNjiro変電所間の 132kV, 66kVおよび33kVの電力系統を対象とした。

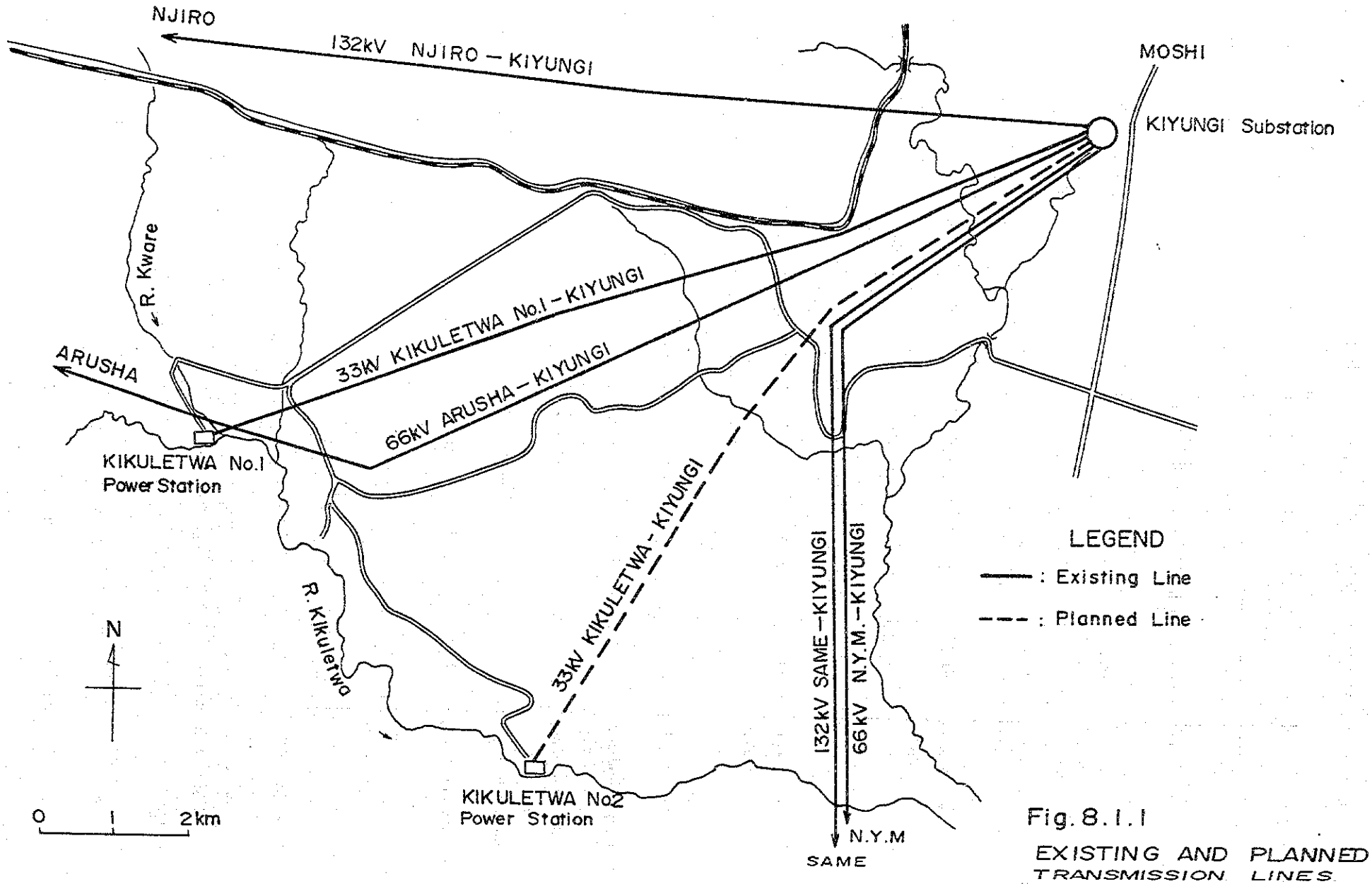


Fig. 8.1.1
EXISTING AND PLANNED TRANSMISSION LINES

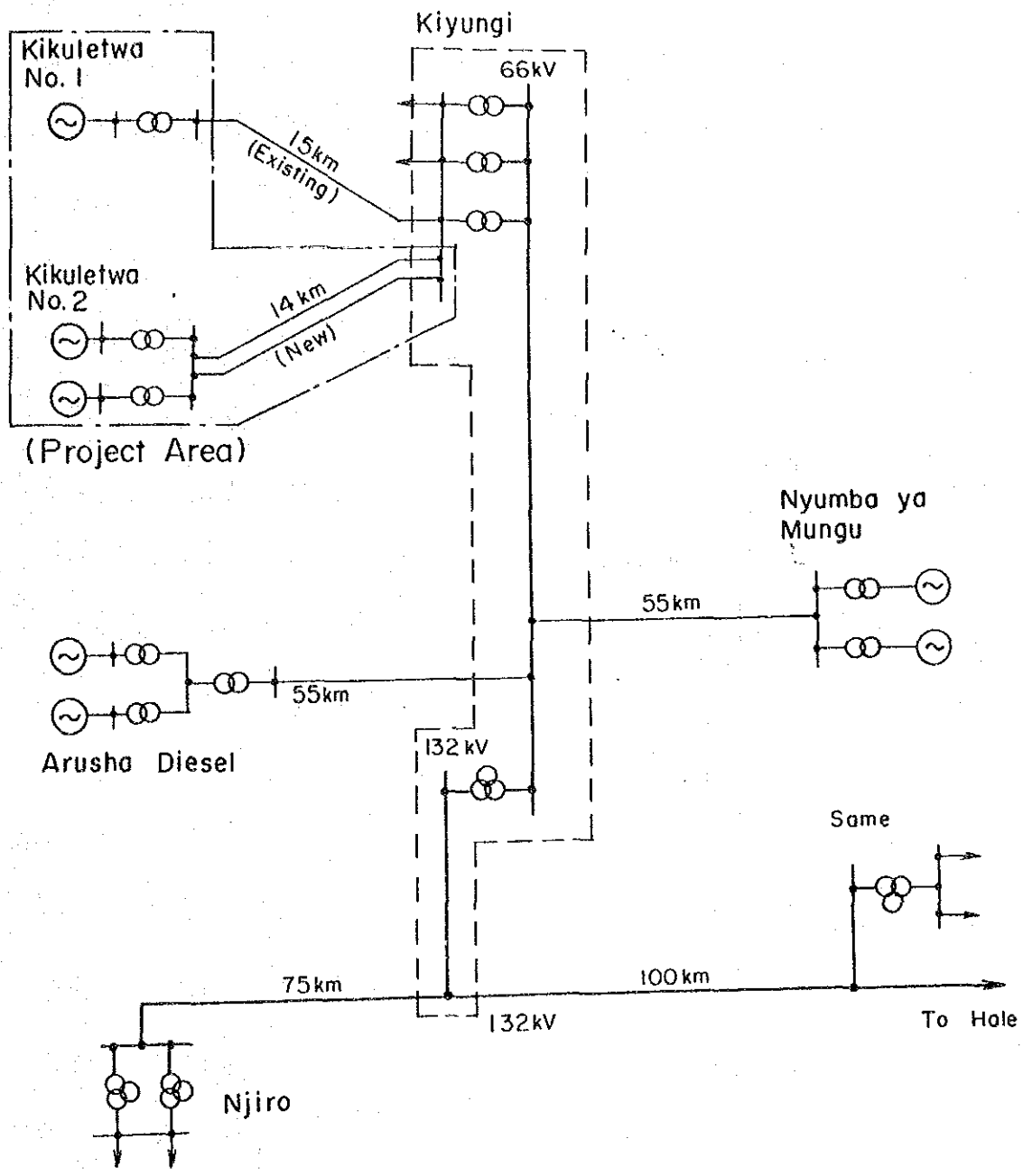


Fig. 8.1.2 TRANSMISSION LINE SCHEME

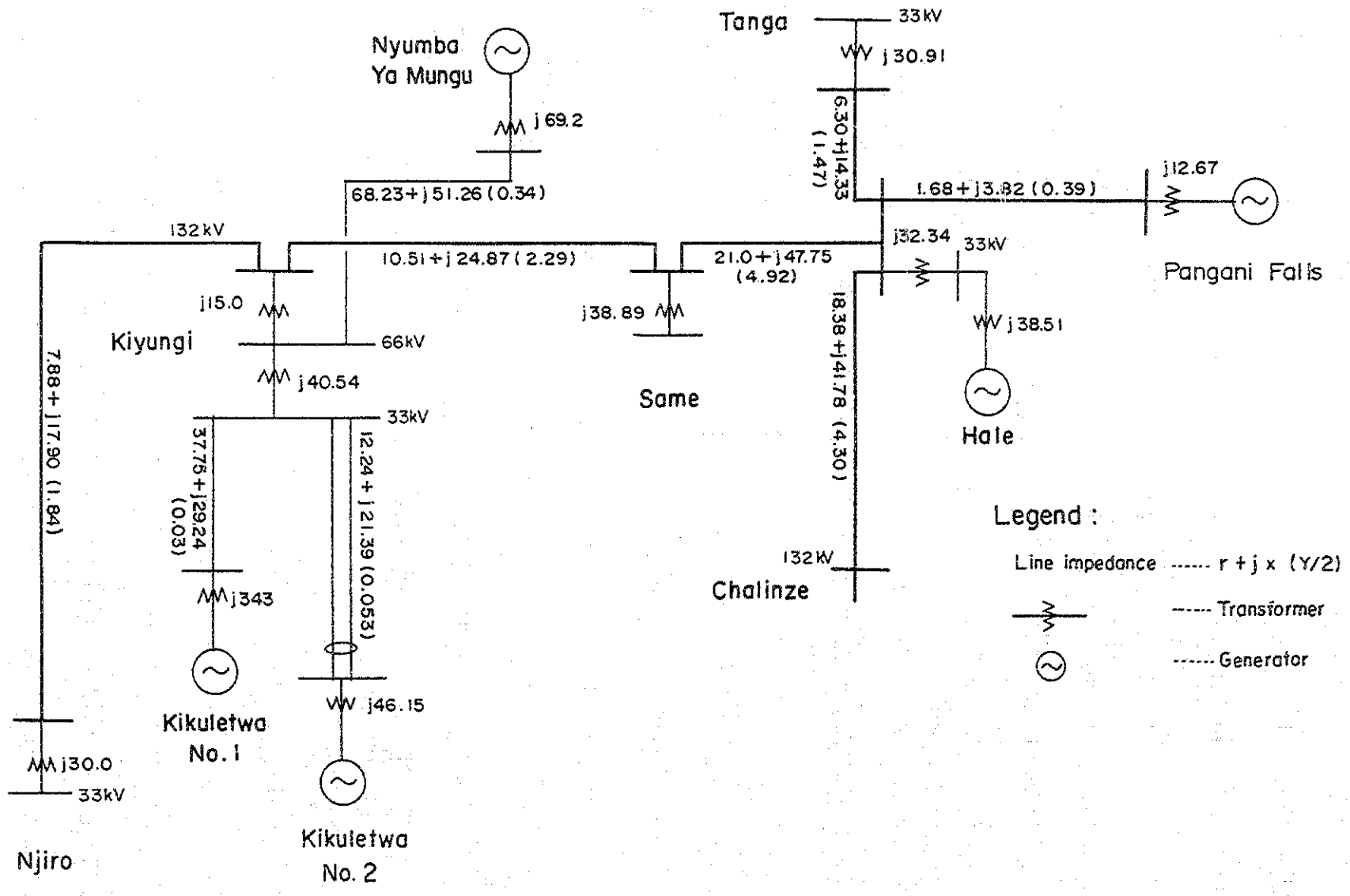


Fig. 8.3.1 IMPEDANCE MAP IN 1994
(Positive phase sequence, % at 100MVA base)

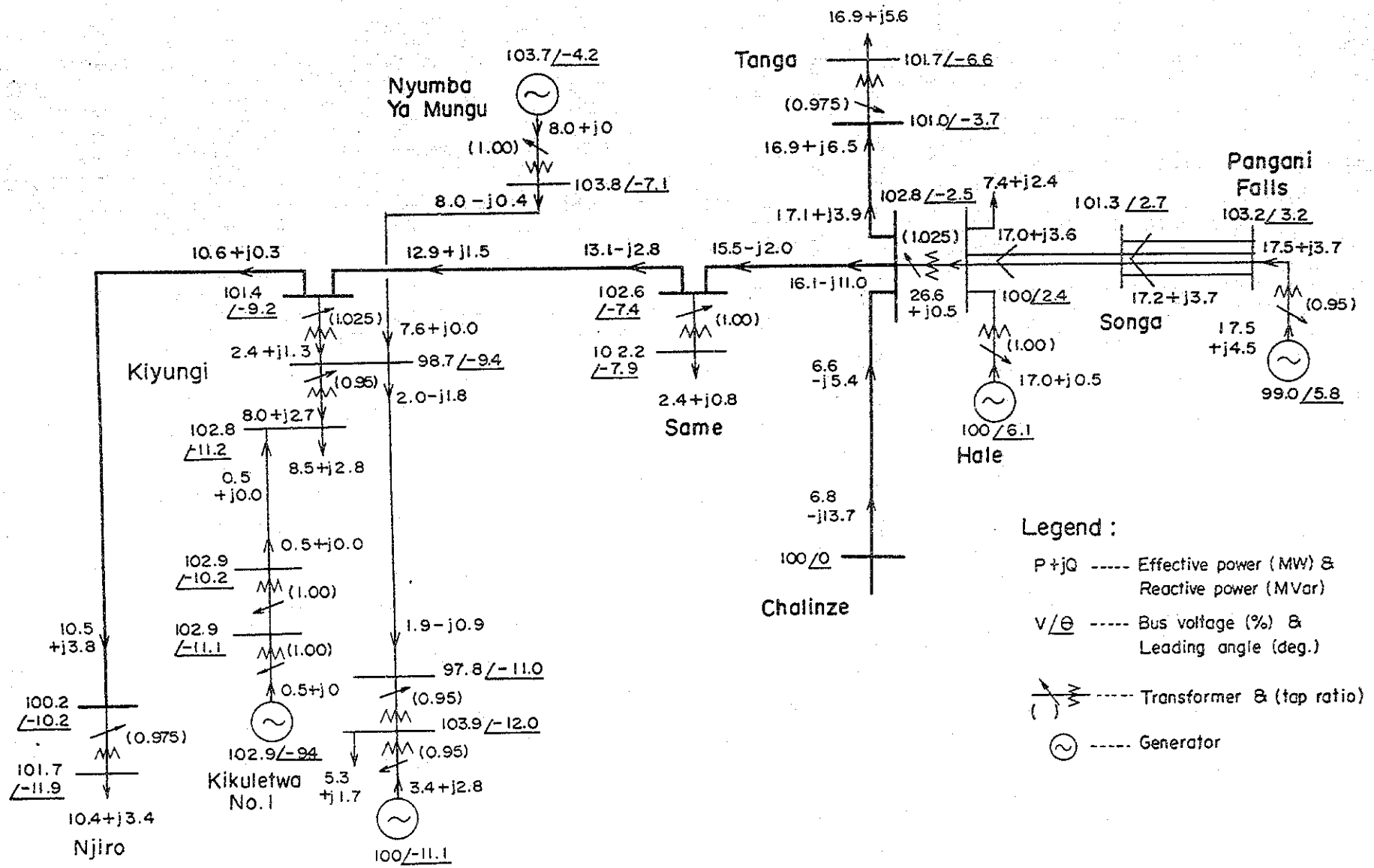


Fig. 8.4.1 POWER FLOW DIAGRAM IN 1987

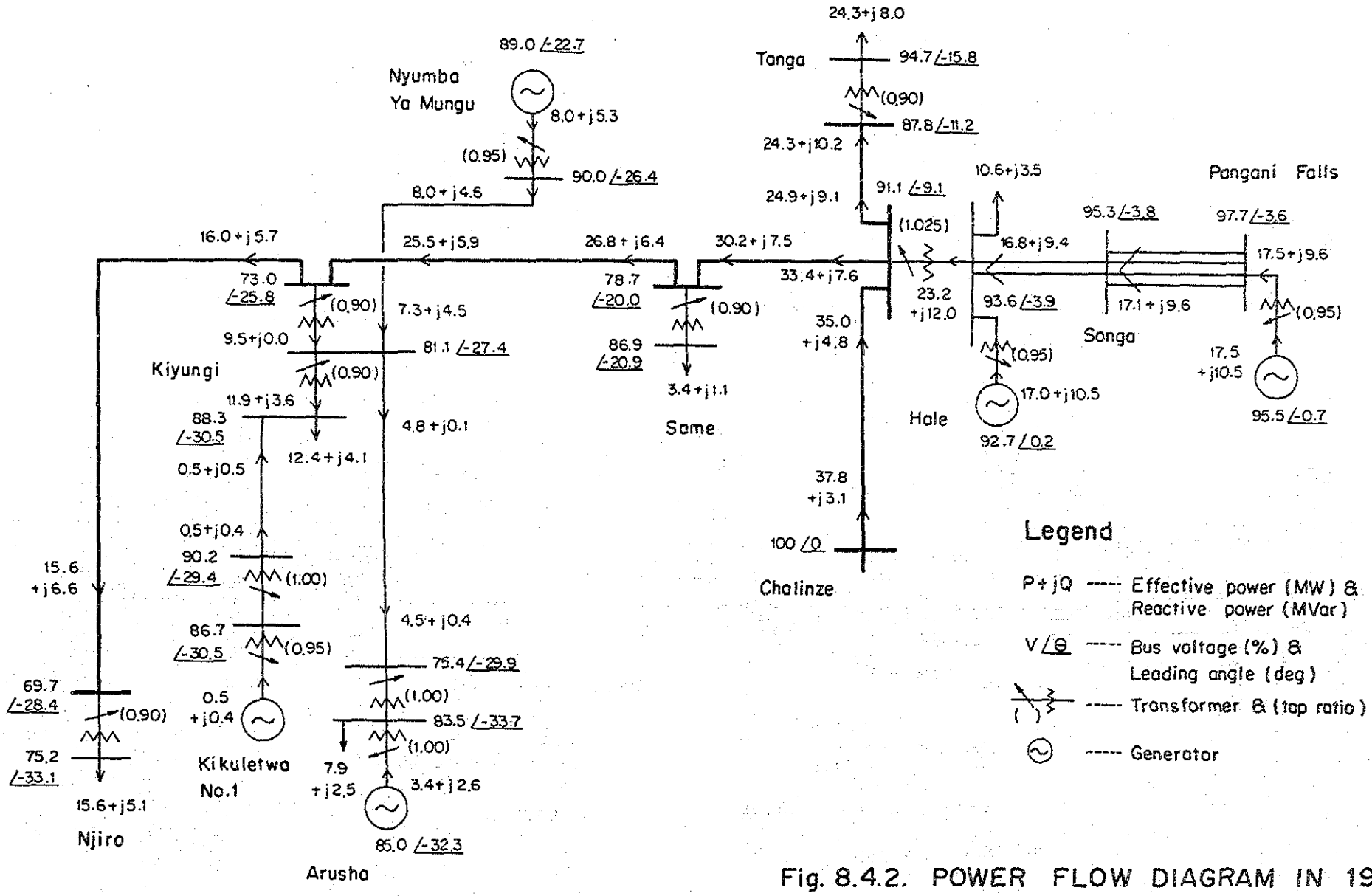


Fig. 8.4.2. POWER FLOW DIAGRAM IN 1991

(Before Rehabilitation of Kikuletwa No.1 Project, without Static Condenser)

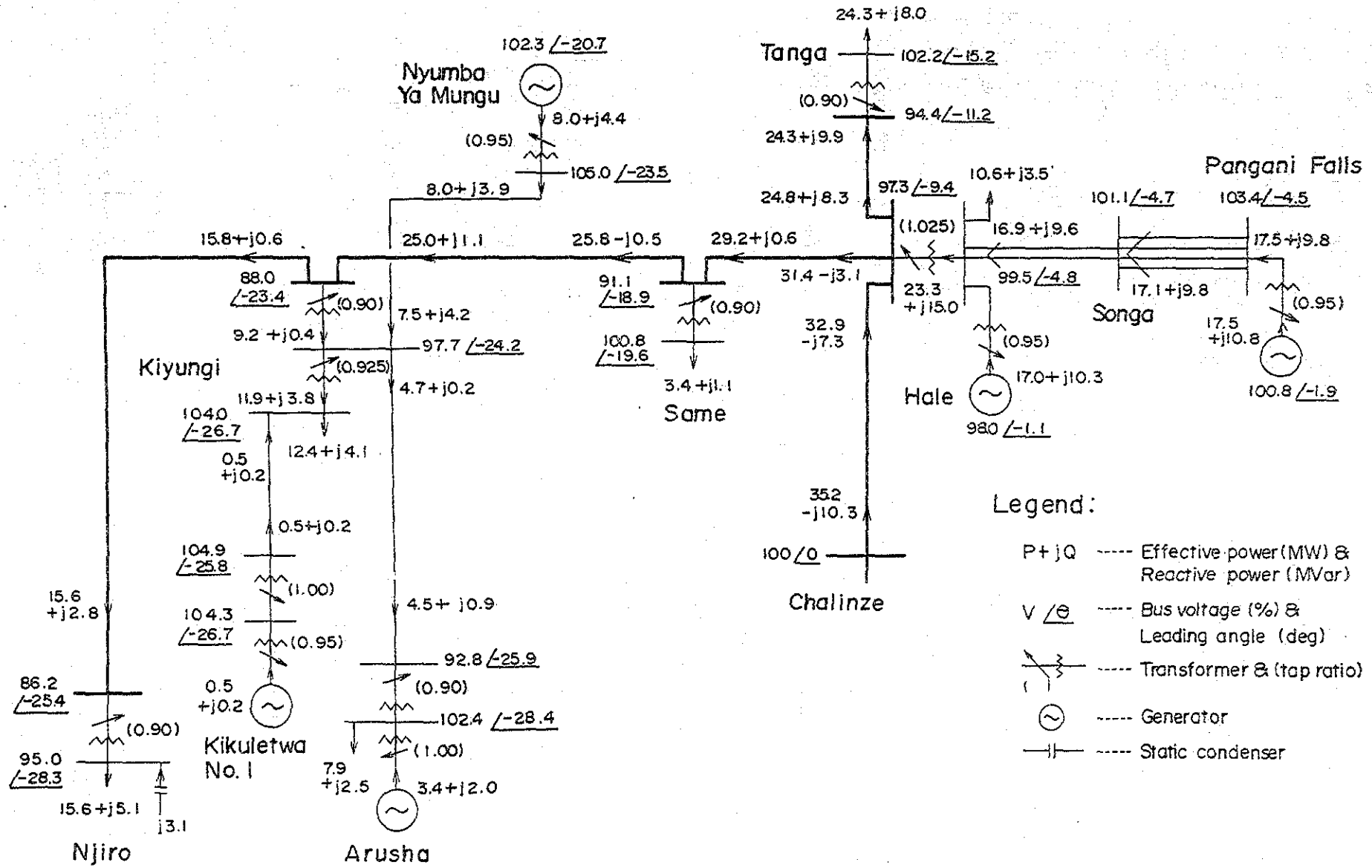


Fig. 8.4.3 POWER FLOW DIAGRAM IN 1991
(Before Rehabilitation of Kikuletwa No.1 Project, with Static Condenser at Njiro)

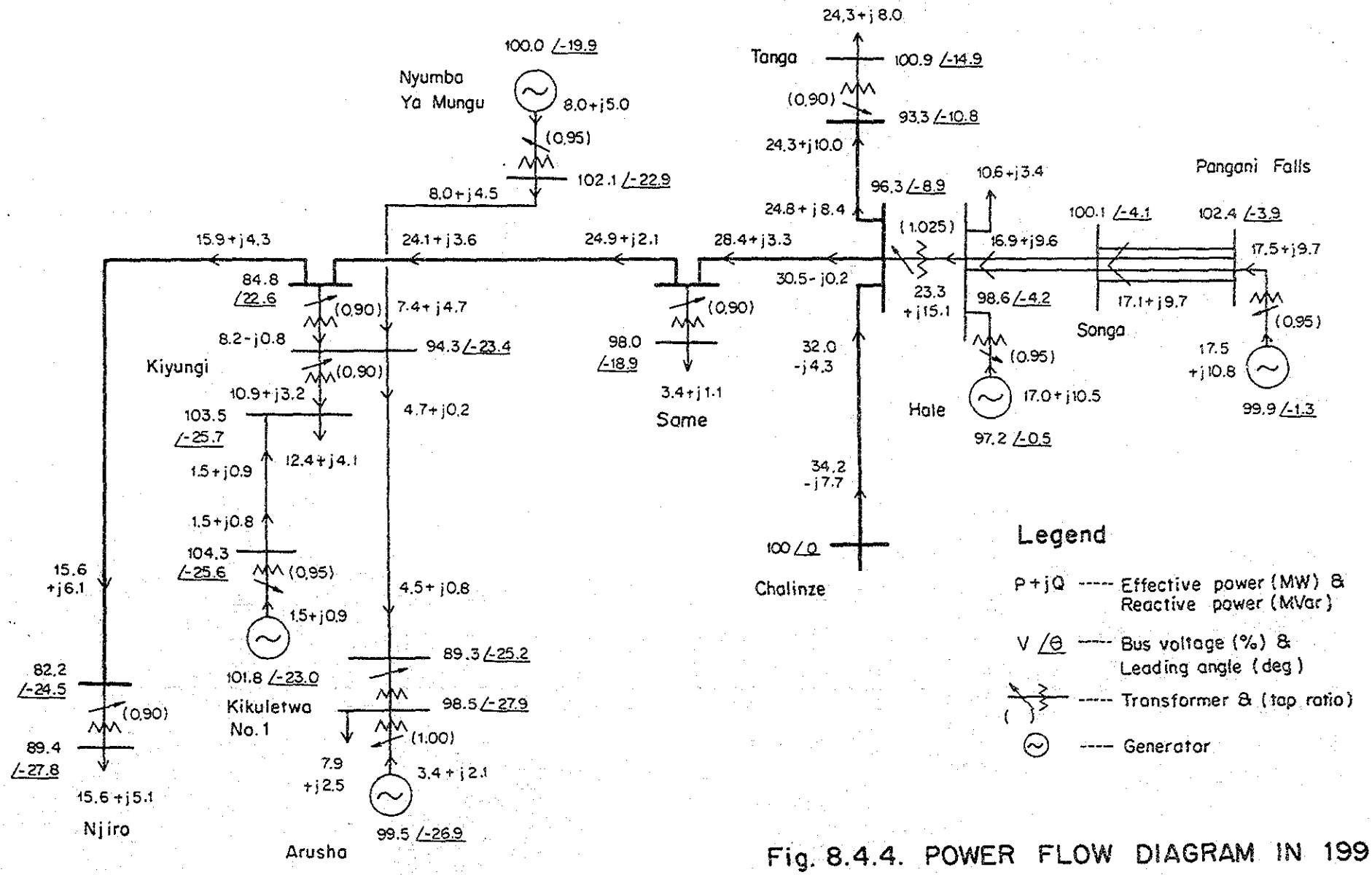


Fig. 8.4.4. POWER FLOW DIAGRAM IN 1991

(After Rehabilitation of Kikuletwa No.1 Project, without Static Condenser)

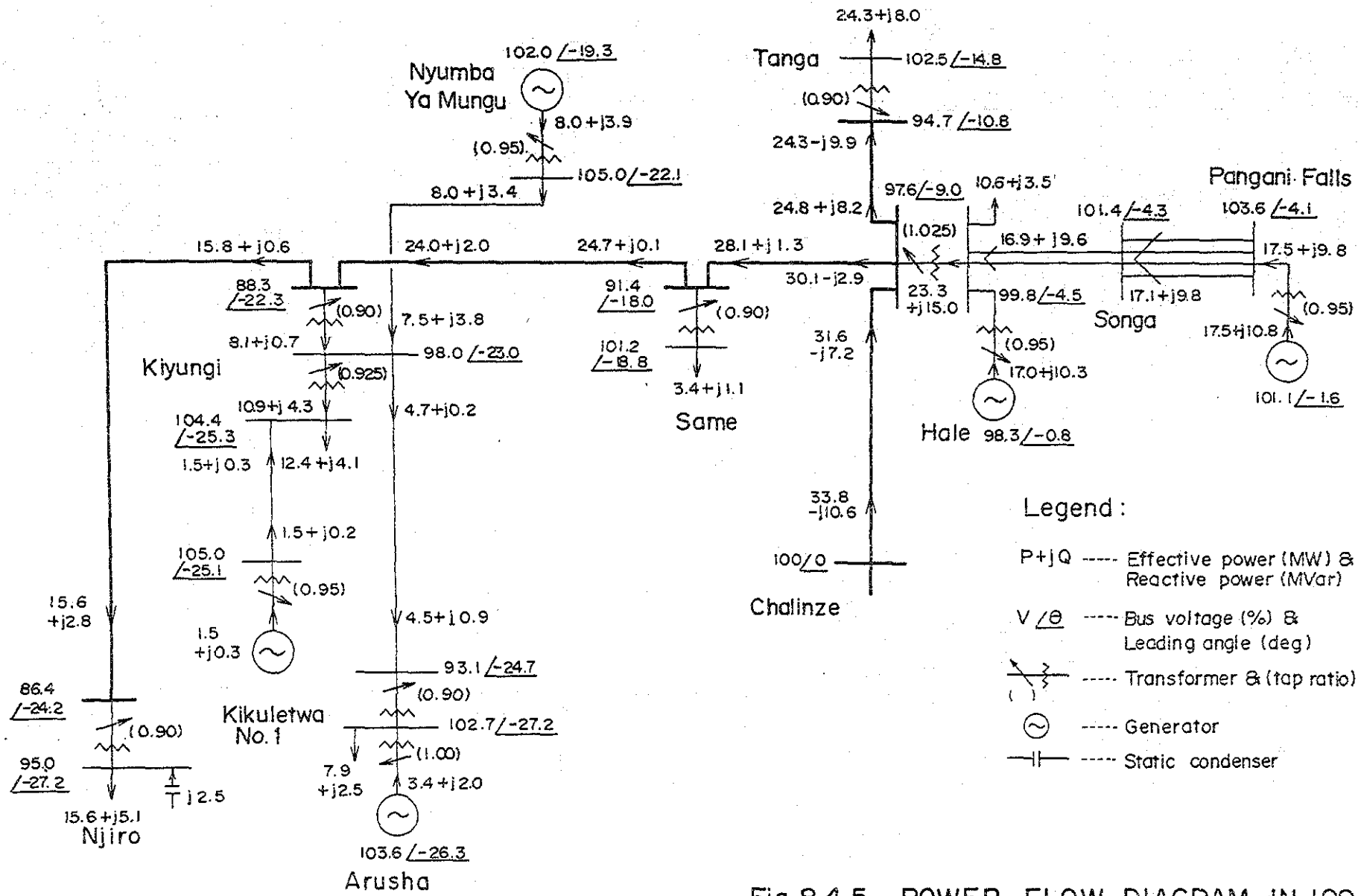


Fig.8.4.5 POWER FLOW DIAGRAM IN 1991
(After Rehabilitation of Kikuletwa No.1 Project, with Static Condenser at Njiro)

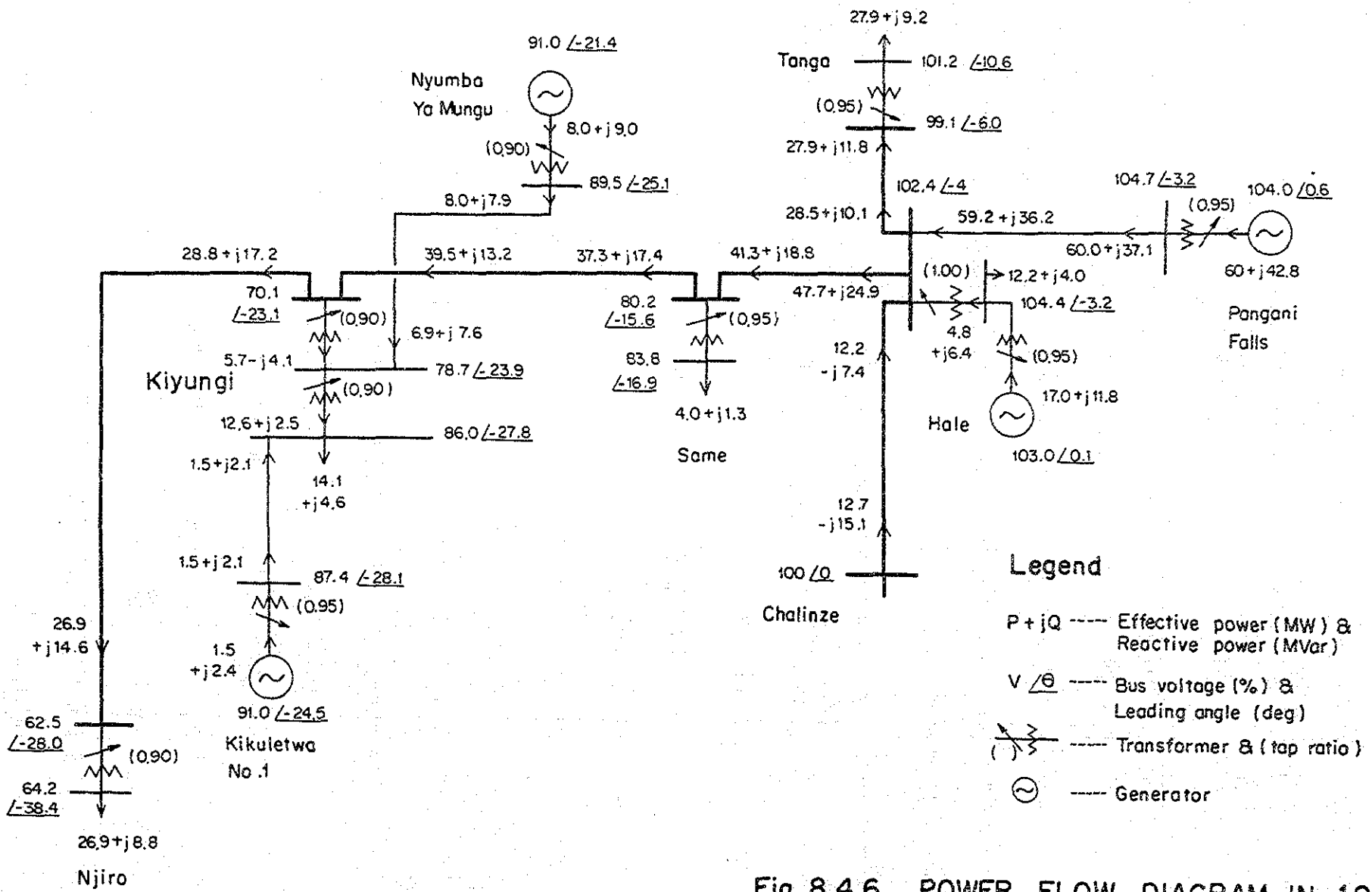


Fig. 8.4.6. POWER FLOW DIAGRAM IN 1994

(Before Kikuletwa No.2 Project, without Static Condenser)

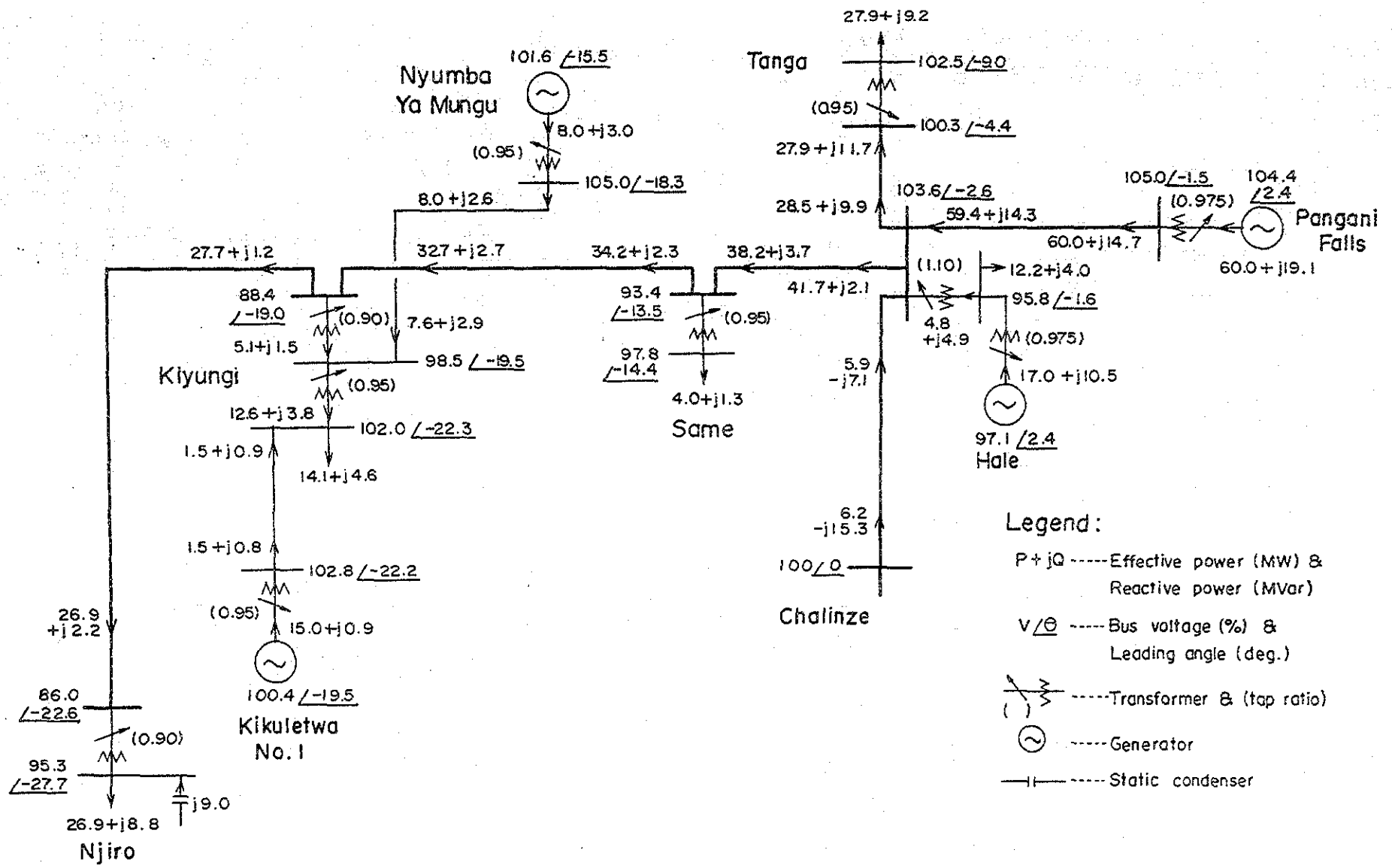


Fig.8.4.7 POWER FLOW DIAGRAM IN 1994
(Before Kikuletwa No.2 Project, with Static Condenser at Njiro)

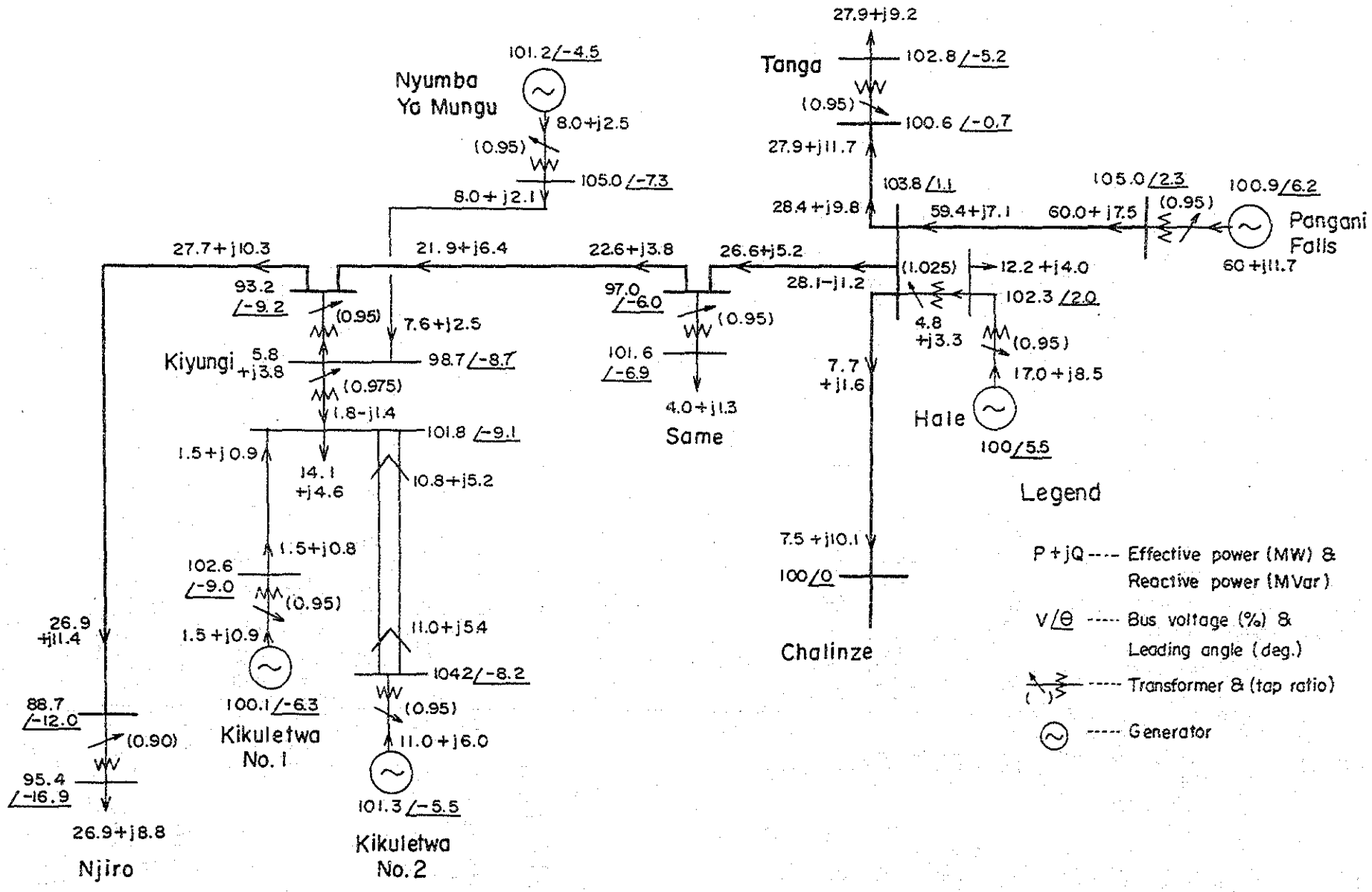


Fig. 8.4.8 POWER FLOW DIAGRAM IN 1994
(33kV Double Circuit for Kikuletwa No.2 Project)

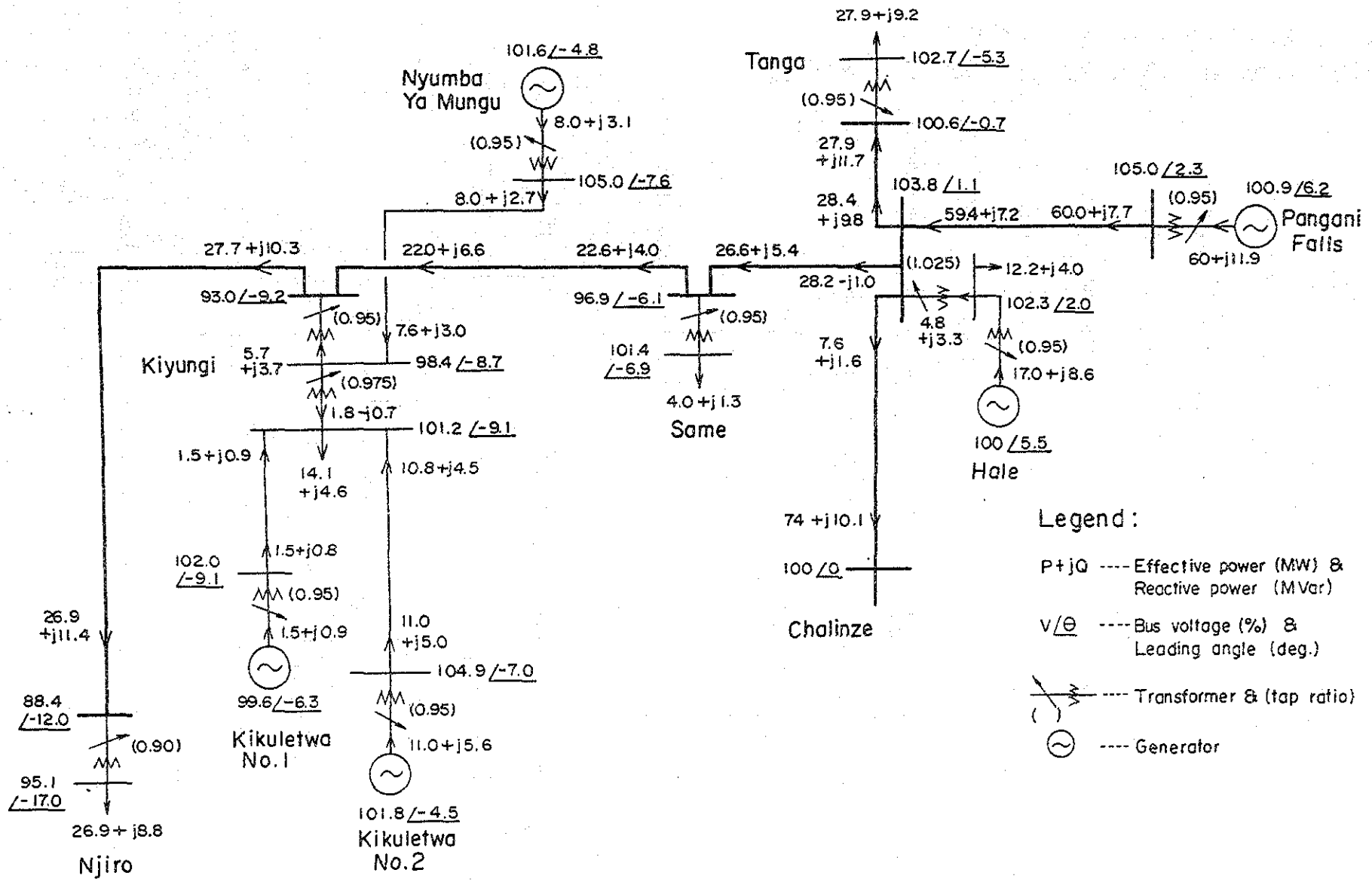


Fig. 8.4.9 POWER FLOW DIAGRAM IN 1994
(33kV Single Circuit for Kikuletwa No.2 Project)

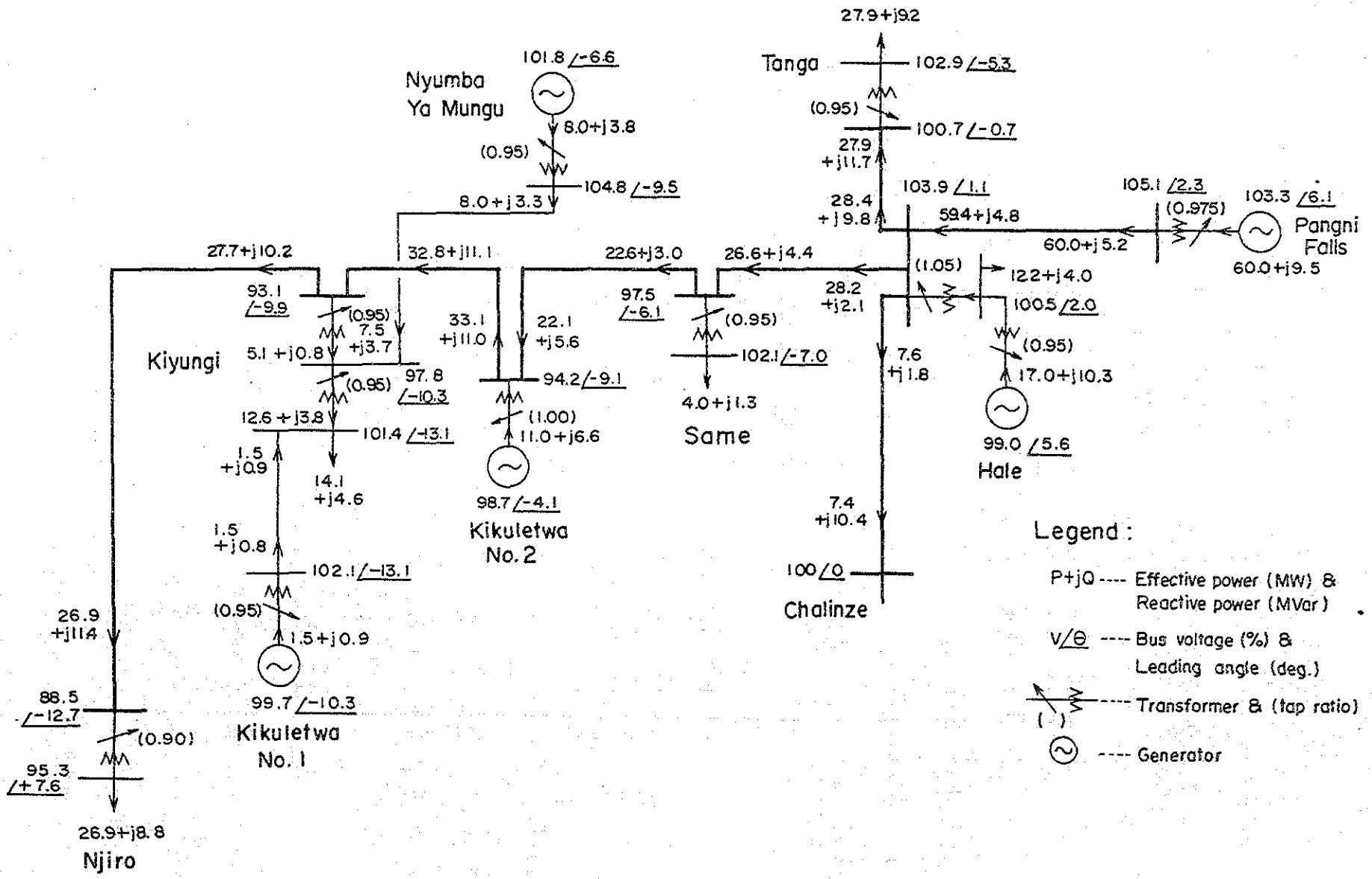


Fig. 8.4.10 POWER FLOW DIAGRAM IN 1994
(132kV Line for Kikuletwa No.2 Project)

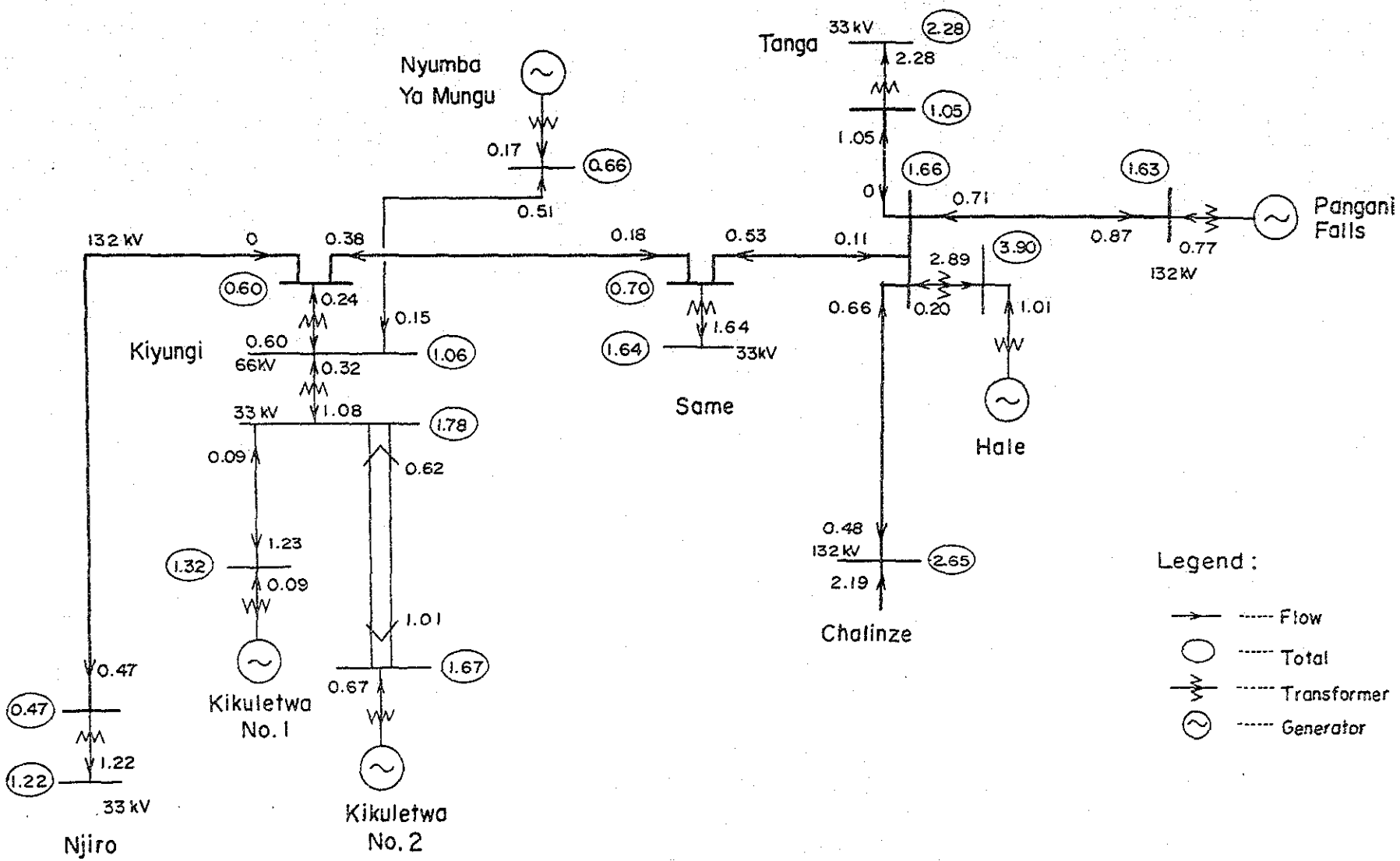


Fig. 8.4.11 SHORT CIRCUIT CURRENT
(3 ϕ - fault in 1994, kA)

第 9 章
予備設計

第9章　予備設計

9.1　Kikuletwa No.1 水力発電計画（改造計画）……　9－1

9.1.1　水槽水位の検討　……　9－1

9.1.2　水路断面の補強　……　9－3

9.1.3　水　槽　……　9－3

9.1.4　鉄管路および発電所　……　9－3

9.1.5　電気機器　……　9－4

9.1.6　屋外開閉所　……　9－5

9.2　Kikuletwa No.2 水力発電計画　……　9－5

9.2.1　取水ダム　……　9－5

9.2.2　取水口　……　9－10

9.2.3　導水路　……　9－10

9.2.4　水　槽　……　9－11

9.2.5　水圧鉄管路　……　9－11

9.2.6　発電所　……　9－11

9.2.7　電気機器　……　9－12

9.2.8　屋外開閉所　……　9－14

9.2.9　送電線　……　9－14

9.1　Kikuletwa No.1 水力発電計画（改造計画）

本改造計画の最も重要な点は，出来るだけ既設の設備を有効に活用し，最大のエネルギーを得ることである。

当発電所の建設は，約50年前に建設されたものである。このため，各設備概要および設計図面（一部機器関係図面を除く）もない。従って調査団は，主要設備について現地で概略の測量を行い，最適改造計画を立案した。

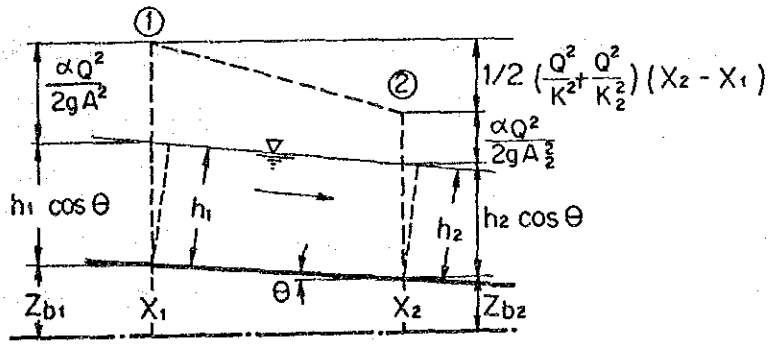
9.1.1　水槽水位の検討

既設水路は，Kikuletwa 川および Kware川の２つの水路によって，水槽に導水されている。

Fig. 9.1.1 に示した水路の縦断面のように，当発電所の主水路は構造的にみると，Kikuletwa 水路であって，Kware 水路は支水路となっている。

従って，水槽水位によって最も影響を受ける Kikuletwa 水路について，水槽水位と取水口水位の検討を次の如く，逐次計算法によって行った。

$$\Delta h = h_2 - h_1 = z_{b1} + z_{b2} + \frac{\alpha Q^2}{2g}\left(\frac{1}{A_1^2} - \frac{1}{A_2^2}\right) - \frac{Q}{2}\left(\frac{1}{K_1^2} + \frac{1}{K_2^2}\right)(x_2 - x_1)$$



(1)　計算条件

（ｉ）上式により，Kikuletwa Canal について水路の通水量に対する水槽水位と取水位の検討を行う。

(ii) 粗度係数

吹付けコンクリート仕上の場合　n＝0.016

コンクリート仕上げの場合　　n＝0.013

(iii) 検討ケース

ケース	通水量(cu.m/sec.)	水槽水位（m）
Case 1	8.9	830.30
Case 2	8.9	830.40
Case 3	15.4	830.00
Case 4	15.4	830.10
Case 5	15.4	830.20
Case 6	15.4	830.30

(2) ケース・スタディ

前記条件により，計算した結果は次のとおりである。

ケース	Q(cu.m/sec.)	水槽水位（m）	取水位標高（m）	平均水面勾配
Case 1	8.9	830.30	830.331	1／11,935
Case 2	8.9	830.40	830.428	1／13,214
Case 3	15.4	830.00	830.188	1／ 1,968
Case 4	15.4	830.10	830.256	1／ 2,371
Case 5	15.4	830.20	830.33	1／ 2,846
Case 6	15.4	830.30	830.412	1／ 3,304

(3) 検討結果

計算結果より，水槽水位の標高を830.30mとした場合，最大使用水量（Qmax＝15.4cu.m/sec.）を取水するに必要な取水位は，830.412 mとなる。

従って，既設取水ダムのクレスト標高（830.46m）で最大使用水量を取水することが出来る。

Kikuletwa 水路および Kware 水路の標準断面は，矩形断面で，底面巾はほぼ4.00mとなっている。また，それぞれの水路敷勾配は1／450，1／800 となっているので，各水路よりの取水量の比は1：0.74となる。従って，最大使用水量15.4cu.m/sec. は，各水路より次の割合で供給される。

Kikuletwa Canal ：　8.9cu.m/sec.

Kware Canal　　:　6.5cu.m/sec.

9.1.2　水路断面の補強

既設水路は部分的にコンクリート・ブロックで補強されているが，大部分は，素堀りのままである。

このため，水路の側壁は部分的に流水による洗堀のため，崩かいし，漏水している個所が多い。

従って，側壁の崩かい個所は，側壁を整形した後吹付けコンクリートで保護する。

水路底部は，崩かい土砂の堆積を除去したのち，一定の勾配になるように整形した後，コンクリートを打設する。上記のように既設水路を補強することによって，最大使用水量15.4cu.m/sec. が通水可能となる。

9.1.3　水　槽

既存の水槽を東側に拡巾する。

鉄管路呑口部前面には，スクリーン，排砂ゲート等の付属設備を配置した。

また，既設水槽については，現状の施設を出来るだけ活用することとし，部分的に老朽化した側壁部および水槽底部の岩盤露出部分は，コンクリートによって補強し，漏水を防止することとした。

更に発電所の負荷遮断によって発生する余剰水を安全に排除するため，水槽に横越流式余水吐を設けた。

また，余水路に取り付ける水路は，現在使用している水路の断面，勾配に準じ一部改修するように計画した。

9.1.4　鉄管路および発電所

水圧鉄管は水槽より１条（内径 2.5m，延長は19.7m）で，発電所に接続する。

水圧鉄管は，鉄管の防錆を兼ねてコンクリートで保護し，土中に埋設される。

発電所は，Kikuletwa 川左岸に位置し，半地下式である。発電所の位置は，掘削時の発破により，周辺の既設構造物に損害を与えない距離をおくと共に，鉄管の延長が短くなるように選定した。

9.1.5 電気機器

(1) 主機台数の選定

Kikuletwa No.1 発電所（改造計画）は，基準有効落差 12.70m，最大使用水量は 15.40cu.m/sec. の水路式発電所である。

当地点の流況より渇水時の流量と平均流量（水車の最高効率点：加重平均使用量）との差が20%以下なので，渇水時でも著しい効率低下のおそれがない。また運用面からみても，この計画出力は，ＴＡＮＥＳＣＯの保有する電力系統全体に対する割合が小さいので故障脱落時の系統に及ぼす影響が少ないと考えられる。これら二つの理由から，水車の定格出力，1,600kW 1台とした。

(2) 主機の選定

前述の基本諸元に適応できる水車の形は，プロペラ形が最も適している。

プロペラ形水車は，構造上チューブラ水車とカプラン水車とに分類される。またチューブラ水車にはＳ型とバルブ型とがある。

前述の諸条件より，最も経済的であり，また運転保守の容易性を考慮して横軸Ｓ形チューブラ水車で，固定翼ランナーを選定した。

主な電気機器の概略諸元は次のとおりである。

（ｉ）水　車

型　　式	：	横軸円筒プロペラＳ形チューブラ水車
台　　数	：	1台
基準有効落差	：	12.7m
使用水量	：	15.4 cu.m/sec.
定格出力	：	1,600 kW
回転速度	：	375 r.p.m

（ii）発電機

型　　式	：	3相交流同期発電機
台　　数	：	1台
出　　力	：	1,750 kVA
周波数	：	50 Hz

（iii）主要変圧器

型　　式	：	屋外形3相自冷式

台　　数　：　1台

定格容量　：　1,750 kVA

電　　圧　：　11／33 kV

(3) 発電所

発電所は，半地下式発電所である。既設発電所の直下流に計画され，主機1台と補機類，組立て用天井クレーン等を設置することとした。

(4) 主回路接続

主回路はFig. 9.1.2に示すとおり，11kV母線に発電機用の遮断器と所内電源用変圧器を接続する。11kV母線と屋外主要変圧器の間は，11kV CVケーブルで接続される。また，非常用電源の確保のため，既設の一般配電線からも受電出来るように配慮する必要がある。

9.1.6 屋外開閉所

既設開閉所の上流側に隣接して，開閉所を新設する。33kV送電線引留鉄構，33kV遮断器，断路器，避雷器，保護・計測器用変成器および主要変圧器等を設置する。

発電所と屋外開閉所間の接続は，11kV CVケーブル（約 100m）を使用する。

9.2 Kikuletwa No.2水力発電計画

9.2.1 取水ダム

(1) ダムサイトの選定

ダムサイトは，既設のKikuletwa No.1水力発電所の下流約 2.2kmの地点に選定した。

当ダム地点は，調整池を含めて第4章で述べたように，地質構造上最適な地点である。地形的には，右岸は比較的に急傾斜であるが，左岸は，約1/7程度のゆるやかな法面勾配である。

調整池の機能を維持するために，主として洪水時に流入する浮遊土砂は土砂吐ゲートで排除する。取水ダム地点の流量は第5章で述べる如く，平均年において年間約45日間は最大使用水量（17.9cu.m/sec.）を上廻る。この余剰水は土砂吐

ゲートから下流に排除する。これに伴って，調整池内に堆砂する土砂を流下させることが出来る。

(2) 調整池内の年間堆砂量の検討

調整池に流入し堆積される堆砂量の予測手法は，次の３つの方法が考えられる。

（ｉ）既設の貯水池や調整池の調査結果から経験式により，年平均堆砂量を予測する方法。

Kikuletwa No.2 水力発電計画地点の下流にあるNyumba ya Mungu 貯水池では，堆砂量の測定記録がない。また直上流のKikuletwa No.1 水力発電所（既設）の取水ダム前面における堆砂量の測定記録もなく，この方法による検討は出来ない。

（ii）年間平均堆砂量が知られている，類似の他の流域との比較による方法。

当地域に類似した流域の地質，地形，植生や降水量などを示す他の流域の年間平均堆砂量の測定実績がないので，この方法によることも出来ない。但し，米国の地質学者（Witzig, Brune-Allen, Brown-Jarvis, Churchill, Borland)によれば，掃流砂と浮遊砂とが混在する一般のダム貯水池内の堆砂量の資料から，次のような式を導いている。

$$qs = K\ (C/F)^{0.569}$$

但し，qs：　平均年堆砂率（cu.m/sq. km/ 年）

C ：　貯水容量（cu.m）

F ：　流域面積（sq.km）

K ：　平均値として 0.501

上式により当地点の堆砂量を推定すると次のようになる。

$$qs = 0.501\left(\frac{208,875}{2,280}\right)^{0.569}$$

$$= 6.55\text{cu.m/sq.km/ 年)}$$

$$\therefore\ Q_s = 6.55 \times 2,280 = 14,934\text{cu.m/年}$$

（iii）貯水池，調整池のダムサイト近傍の測水所で，浮流砂量と日平均流量の測定資料を用いて，年間流出土砂量を推定する。

第５章で検討したとおり，Weru-Weru 川測水所（No.1 DD－5 A）の流量－浮遊物含有量の関係式を用いて，平均年（1970年）におけるKikuletwa 川

の浮遊量を推定すれば，24,505cu.mとなり，これは年間sq. km当たり，11.04 cu.mに相当する。

上記検討結果，（ii）と（iii）の平均堆砂率を比較すると，ほぼ近似している。

(3) 捕捉効果（trap efficiency）

捕捉効果とは，調整池に流入してくる土砂が，池内に沈砂することである。

BruneはFig. 9.2.1のような捕捉効果と，総貯水容量／年間総流入量の関係を示している。

Kikuletwa No.2水力発電計画の調整池について，Brune の関係図を基に検討すると，

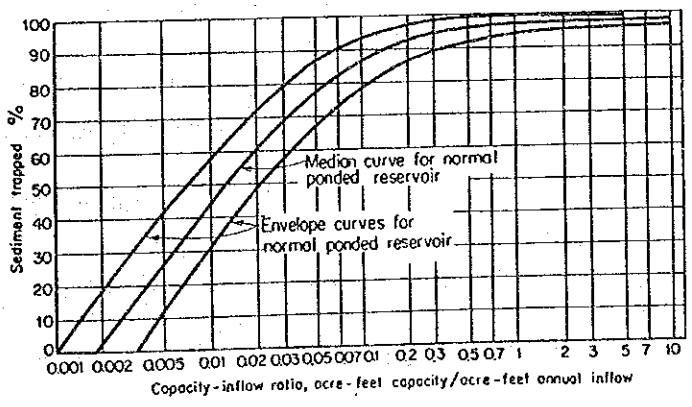
$$\text{Capacity-Inflow ratio} = \frac{208,875\,m^3}{410,587,700\ m^3} = 0.0005$$

であるから，貯水容量／年間総流入量の値が非常に小さい。

一方，直上流の既設 Kikuletwa No.1水力発電所（運転開始後50年経過）の取水ダム前面の沈砂量が非常に小さい。上記の検討および実績からみて，調整池内の沈砂量は少ないものと推定される。

また，水車ランナーの流砂による摩耗状況も非常に少ないため，約50年間にわたって運転されていることでも流砂量が少ないことが推察できる。

Fig. 9.2.1. TRAP EFFICIENCY AS RELATED TO CAPACITY-INFLOW RATIO



Source : From Ven Te Chow, "Handbook of Applied Hydrology", pp. 17-23, Mc Graw-Hill Book Company. New York, 1964

(4) 検討結果

調整池への流砂量の流入は主として洪水時にもたらされることが予想される。

取水口部に隣接して設けた土砂吐ゲートを雨期の間 —— 特に最大使用水量以

上の流入があるとき —— 開放することによって，洪水をダム下流に放流する。この操作により取水ダム前面に堆砂した土砂は，フラッシュされ調整池の有効容量に支障を与えることはない。

(5) ダム非越流部の高さ

ダムの非越流部の高さは次式により求めるものとする。

設計水位が常時満水位　　$hf = hw + he + ha$

設計水位が設計洪水位　　$hf = hw$

上記の計算値の大きい方の値を採用するものとする。

ここに，

hf：　必要水位からの加算値（m）

he：　地震による波浪高さ（m）

hw：　風による波浪高さ（m）

ha：　洪水吐の有無による加算値（0.5 m）

a)　地震による波浪高さ

$$he = \frac{1}{2}\,\frac{k\tau}{\pi}\sqrt{gHo}$$

ここに，

k　：　水平震度（0.12）

τ　：　地震周期（1.0 sec.）

Ho　：　常時満水位からの調整池の水深（8 m）

$$he : \frac{1}{2} \times \frac{0.12 \times 1.0}{\pi} \times \sqrt{9.8 \times 8} = 0.17\text{m}$$

b)　風による波浪高さ

$$Hw = 0.00086\ V^{1.1}\ F^{0.45}$$

ここに，

F　：　対岸距離（50m）

V　：　10分間の平均風速（30m／S）

$$Hw = 0.00086 \times 30^{1.1} \times 50^{0.45} = 0.21\text{m}$$

c)　非越流部の高さ

設計水位が常時満水位の場合

$$hf = hw + he + ha$$

$$hf = 0.21 + 0.17 + 0.50 = 0.88m$$

非越流部標高＝821.00＋0.88＝821.88

したがって非越部の高さは，822.00mとする。

(6) 越流部

クレスト形状を標準頂とした場合の流量公式は次のとおり。

$$Q = CBH^{3/2}$$

$$Cd = 2.20 - 0.0416\left(\frac{Hd}{W}\right)^{0.990}$$

但し，

Q ： 設計洪水量 (300 cu.m/sec.)

C ： 流量係数

B ： 越流頂の長さ (28m)

H ： 越流水頭

Hd ： 設計水頭

W ： ダムの高さ (6 m)

Cd ： H＝Hdにおける流量係数

流量係数 C＝2.20と仮定すると，

$$Hd_1 = \left(\frac{Q}{C \cdot B}\right)^{2/3} = 2.87m$$

$$Cd_1 = 2.20 - 0.046\left(\frac{Hd}{W}\right)^{0.99} = 2.181$$

$$Hd = \left(\frac{Q}{Cd \cdot B}\right)^{2/3} = 2.89m$$

$$Cd = 2.20 - 0.046\left(\frac{Hd}{W}\right)^{0.99} = 2.181$$

よって設計水頭 Hd＝2.89mの時の流量係数は，Cd＝2.181 となる。故に越流水深は，H≒2.90mとする。

従って，洪水時の標高は，818.00＋2.90＝820.90≒821.00とする。

(7) 仮排水計画

工事中は半川締切工法により，Kikuletwa 川の河川を切換える。

当地点は，左岸側の土砂吐部を利用して水廻しをするのが最も経済的である。

工事中の洪水量は，3年確率洪水の65cu.m/sec. とし，上流締切りの高さは，

814.00mとした。土砂吐ゲートによる放流量と調整池水位の関係をFig. 9.2.2に示す。

9.2.2 取水口

取水口は，ダム軸に直角な方向にした。即ち，河川と並行して取水することにより，直接調整池からの土砂の流入をさけるように配慮した。

また，9.2.3で述べるように水路は，無圧水路で導水するので，取水口ゲートで流量調節を行うことになる。但し，雨期において連続して最大使用水量以上の流入量がある場合は，ダムの土砂吐ゲートの操作によって，洪水をダム下流に放流する。

取水口の敷高は，調整池の水位が低水位標高816.00mのときでも，最大取水量17.9cu.m/sec. が取水出来るようにした。

水路は最大取水量を流下できる水深2.80mを確保し，水路の敷高は下記のとおり813.20mとなる。

水路敷高＝816.00－2.80＝813.20m

9.2.3 導水路

導水路のルートは，Kikuletwa 川左岸の比較的平坦な台地を通過する。

この付近の地質は第4章に述べたとおり，崖錐堆積物の厚さが1m以下で，基盤は堅硬な凝灰角礫岩である。水路のルート選定にあたっては，縮尺 1/5,000の航測図を用いて，出来るだけ水路周辺の崩かい等の危険性がない所を選定した。選定された水路縦断面を見ると，取水口から約 2.2kmの区間は，水路敷高から地表までの土被りが10～18mとなる。この間について，ボーリング調査等の地質調査結果，地下水位面が高く，水路敷はこの地下水位面以下のゾーンを通過せざるを得ないことが判明した(Fig. 4.3.2参照)。

従って，上記区間の水路として，トンネル案も検討したが，トンネル掘削に伴う地下水処理および土被りが浅いこと等，施工上予想されない困難な問題が発生する危険性がある。従って，所定の工期内に安全に施工できるよう，この区間は明かりで掘削を行い，蓋きょとする。また10m以下の土被りの部分，延長 1,050mの区間は開きょとした。

開水路および蓋きょの水理特性曲線はFig. 9.2.3およびFig. 9.2.4に示すとおりである。

9.2.4　水　槽

水槽形状は，水槽内の流速が Vmax ≦1.0 m/sとなるよう計画した。

平面形状については３ｍの暫縮区間により水圧鉄管路にスムーズに移行するようにした。また，鉄管呑口前面には，水圧鉄管内の点検等を考慮して，制水口ゲートを設けた。縦断形状は，流入速度，鉄管路呑口部分の有効水深，水理条件を考慮し，水槽敷高，勾配等を計画した。

発電所における負荷遮断時に最大使用水量17.9cu.m/sec. が流下できるように，水槽の左側に延長16ｍの横越流余水吐を計画した。越流水深は0.70ｍとした。余水路断面は水路巾 2.4ｍ，敷勾配は1/10とした。

9.2.5　水圧鉄管路

水圧鉄管路の設計は，施工および維持管理等の容易なこと等から露出型とした。

水圧鉄管は上部で１条，内径 2.6ｍ，発電所に入る直前で２条に分岐する溶接鋼管とする。管胴材は，ＳＭ41（ＪＩＳ）もしくは，これに相当する材料を用いるものとする。

鉄管路側方の切り取り勾配は，１：0.5 として，吹付コンクリートで法面を保護することとした。

発電所と水圧管路取付部においては，鉄管をコンクリートで埋設し，上部を土砂で埋戻すこととした。

9.2.6　発電所

発電所は Kikuletwa 川の左岸側に設置し，地上式とした。発電所に据付けられる水車，発電機は２台で，合計出力は11,000kW，最大使用水量17.9cu.m/sec. である。水車中心標高は，放水位標高（ＥＬ730.90ｍ）とドラフト吸出高を考慮して，ＥＬ729.40ｍとした。組立室の標高は洪水位（ＥＬ735.00ｍ）を考慮してＥＬ736.00ｍとした。

発電所進入道路の敷標高は組立室標高と同じく，ＥＬ736.00で取り付ける様にした。

9.2.7 電気機器

(1) 主機台数の選定

Kikuletwa No.2.水力発電計画は，Arusha および Kilimajaro 地域の電力供給のうえから重要な電力供給源として期待される。

当地点の流況状態等を考慮して，年間発生電力量の増加が期待できるよう2台案を採用した。

(2) 主機の選定

水車の比速度は次式によって表わされる。

$$ns = n \times P^{1/2} / H^{5/4}$$

但し

ns ： 比速度（m－kW）

H ： 有効落差（m）

n ： 回転速度（r.p.m）

P ： 有効落差 H（m）における最大出力（kW）

$$P = 9.8 \times 8.95 \times 78.2 \times 0.84 = 5,761 \text{ kW}$$

フランシス水車の適用可能最高比速度は，

$$Nsmax \leq \frac{20,000}{H+20} + 30$$

$$= 234 \ (m-kW)$$

このときの水車回転速度は，

$$ns = \frac{Nsmax \cdot H^{5/4}}{P^{1/2}} = \frac{54,415.7}{75.9} = 716.9 \ (r.p.m)$$

従って，水車の回転速度は 716.9 r.p.m以下とすべきである。

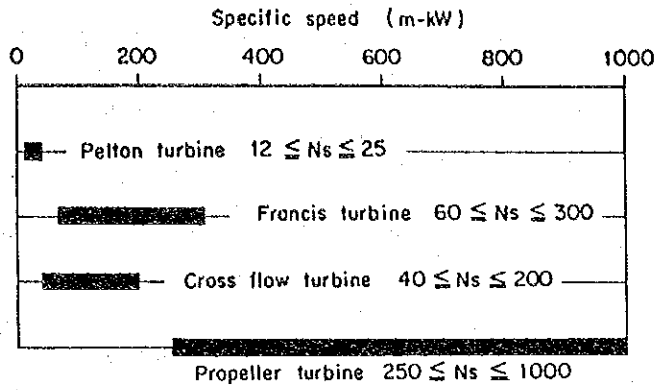
一方，水車に直結される発電機の同期回転速度は，50Hz標準回転連応速度として，600 r.p.mが選定される。

このときの水車の比速度（Ns）は次のようになる。

$$Ns = N \times \frac{P^{1/2}}{78.2^{5/4}} = 196 \quad (m-kW)$$

この比速度に適応する水車形式は，Fig.9.2.5のように，フランシス水車が最適である。

Fig. 9.2.5. RANGE OF SPECIFIC SPEED BY TURBINE TYPE



Kikuletwa No. 2 計画地点の，主要な電気機器の概略諸元は次のとおりである。

(i) 水　車

形　　式	:	立軸フランシス
台　　数	:	2台
基準有効落差	:	78.2m
最大使用水量	:	8.95cu.m/sec.
定格出力	:	5,800 kW
回転速度	:	600 r.p.m

(ii) 発電機

形　　式	:	3相交流同期発電機
台　　数	:	2台
定格出力	:	6,500 kVA
周波数	:	50 Hz

(iii) 主要変圧器

形　　式	:	屋外形3相風冷式
台　　数	:	1台
定格出力	:	13,000 kVA
電　　圧	:	11／33 kV

(3) 発電所

発電所建物は，DWG No.9に示すように，Kikuletwa 川に併行して，平面的には横巾 37.50m×縦巾 11.00mの矩形である。

発電所内には，制御室，主機2台と分解・組立用スペースなどを配置し，天井走行クレーン・11kV開閉機器および補機類などが設置される。

(4) 主回路

主回路の接続をFig. 9.2.6に示す。発電機の並列は低圧同期方式を採用して，所内電源の供給を容易にする。

主要変圧器は，屋外形とし，水槽の近くの屋外開閉所に設置する。

発電所と開閉所の間は，架線により11kV母線連絡線2回線で接続される。

9.2.8 屋外開閉所

屋外開閉所は，水槽の近くの平坦部に新設する。

開閉所には，主要変圧器，33kV用開閉機器，保護・計測用変成器などを設置する。開閉所の運転監視制御は，総て発電所の配電盤から行うものとする。

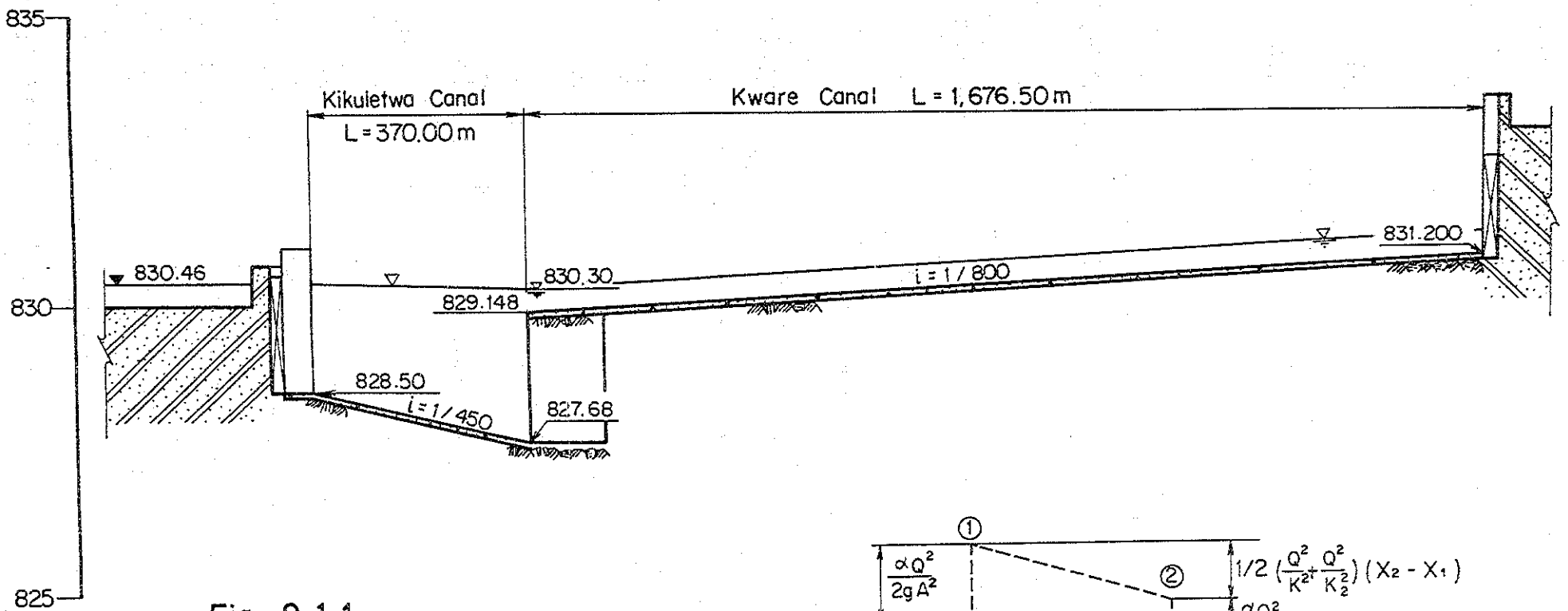
開閉所の機器配置をFig. 9.2.7に示す。

9.2.9 送電線

新設する33kV送電線設備の概要は以下のとおりである。

送電々圧	:	33kV
送電方式	:	3相3線式
周波数	:	50Hz
電線サイズ	:	Wolf(ACSR 160mm²相当)
架空地線	:	GSW 30mm².
碍子	:	33kVピン碍子 (直線型木柱および角度・引留型木柱のジャンパー線用) 250mm径懸垂碍子，1連3個 (角度・引留型木柱用)
亘長	:	14km
支持物	:	木柱，2回線垂直配列

Fig. 9.2.8に代表的な33kV送電線（2回線）の配列を示す。



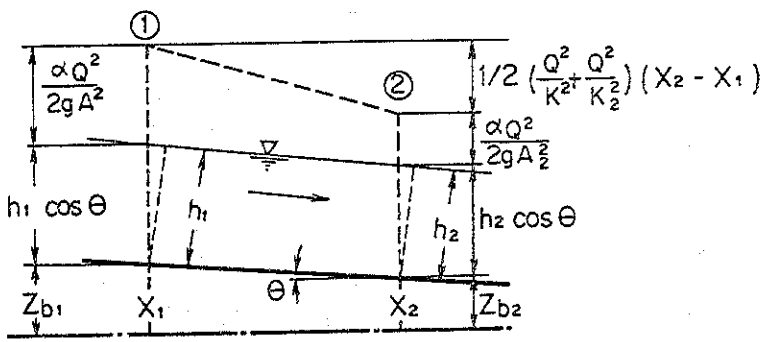


Fig. 9.1.1.

PROFILE OF KIKULETWA AND KWARE CANALS, KIKULETWA No.1 PROJECT

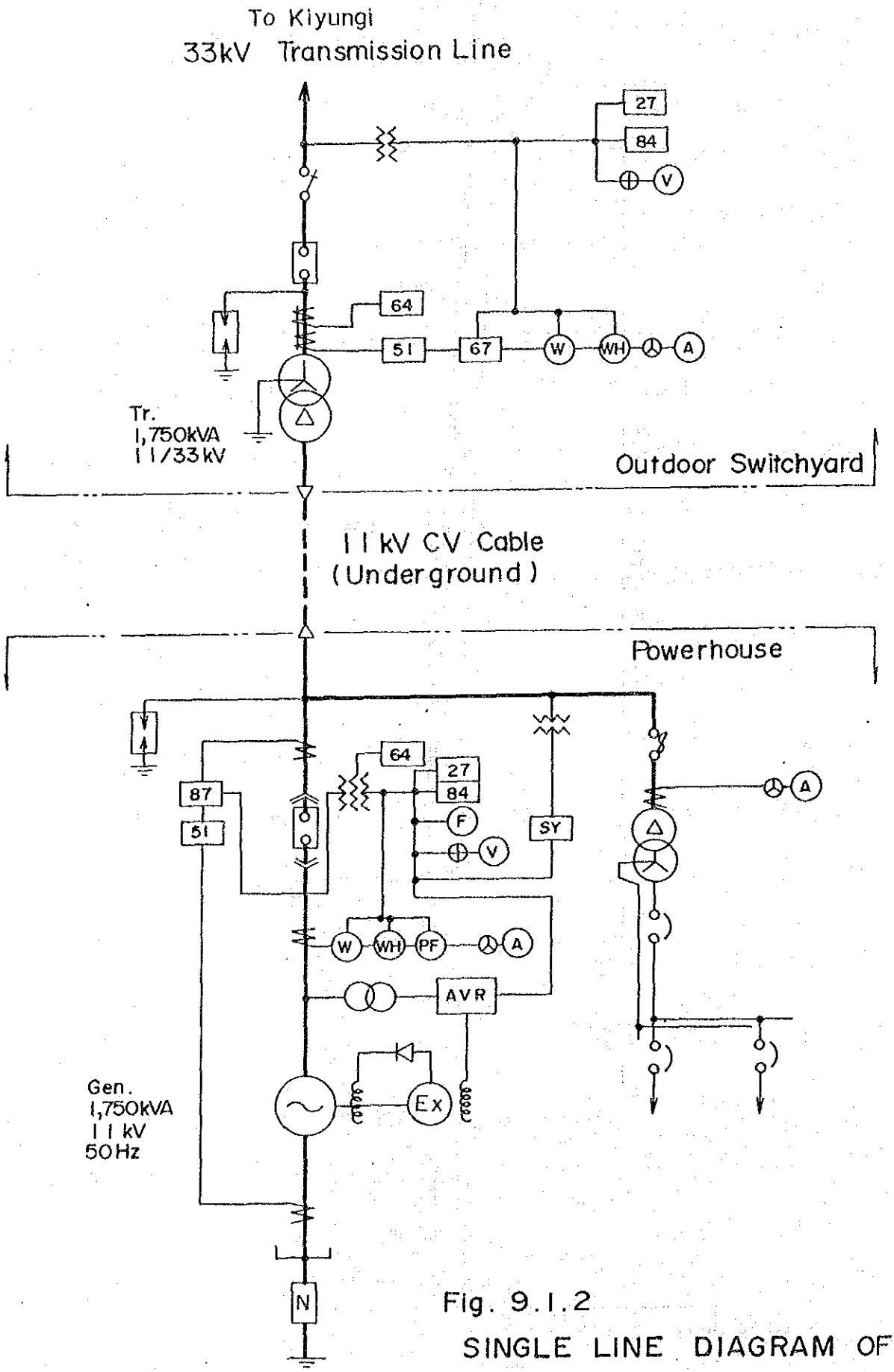
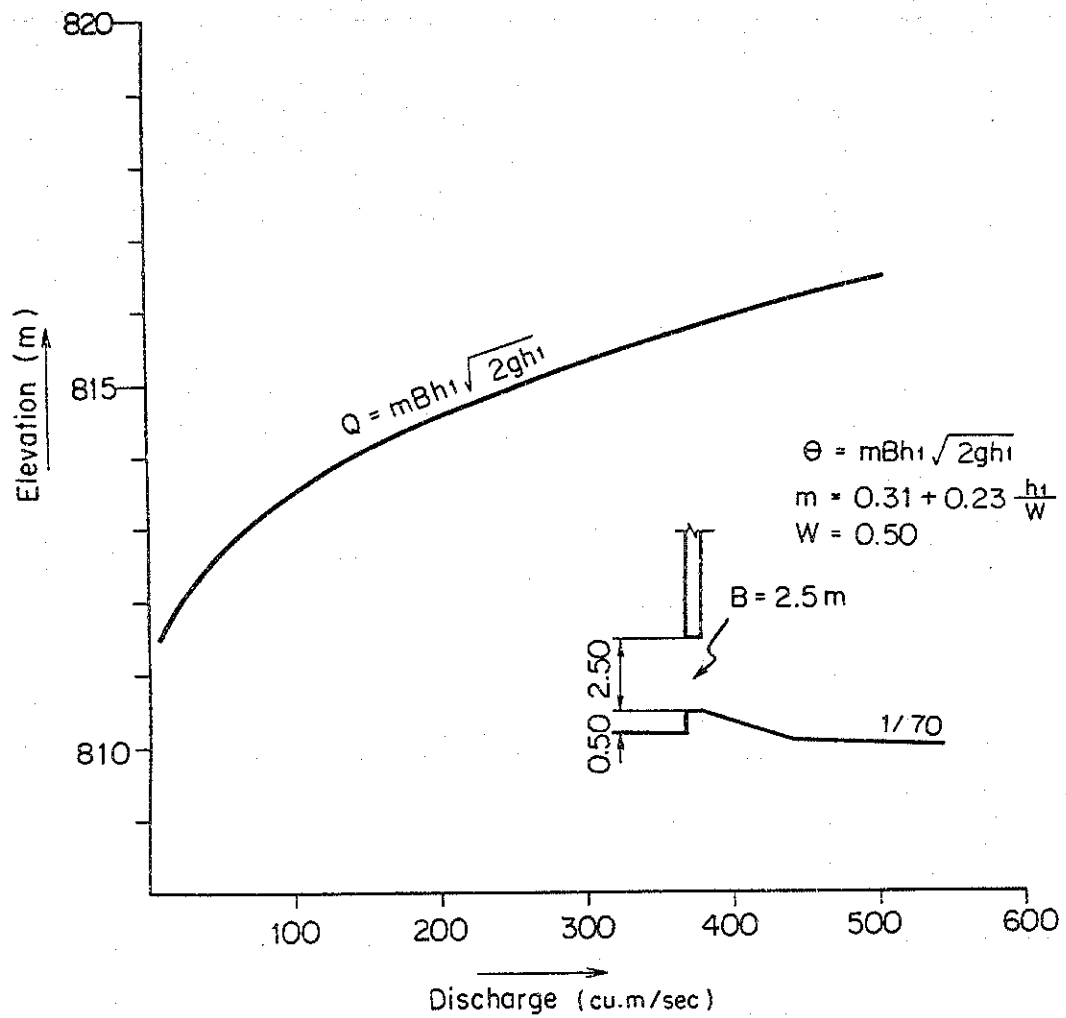


Fig. 9.1.2

SINGLE LINE DIAGRAM OF KIKULETWA No.1 PROJECT

Fig. 9.2.2. DISCHARGE FROM FLASH GATE



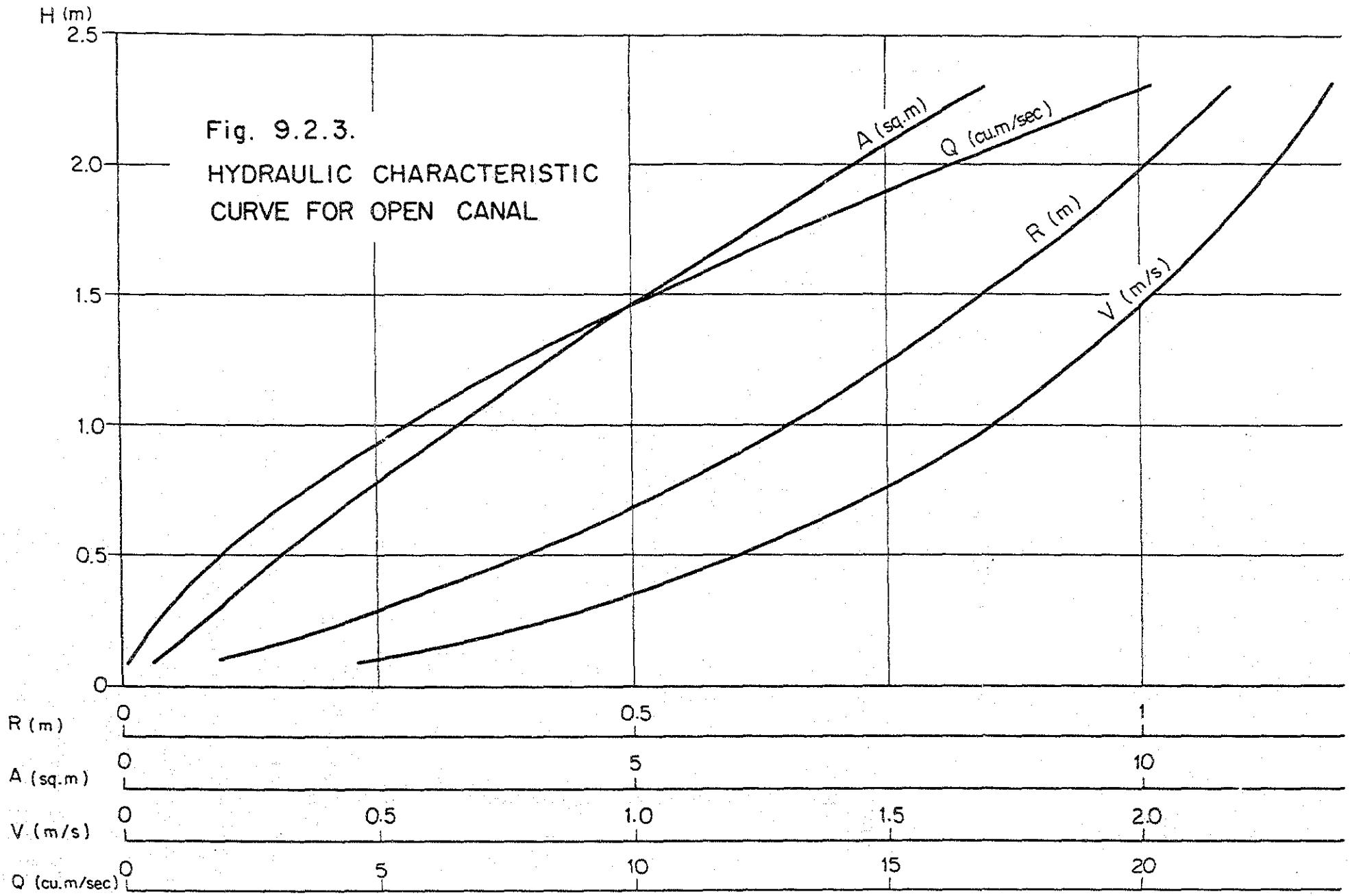


Fig. 9.2.3.
HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVE FOR OPEN CANAL

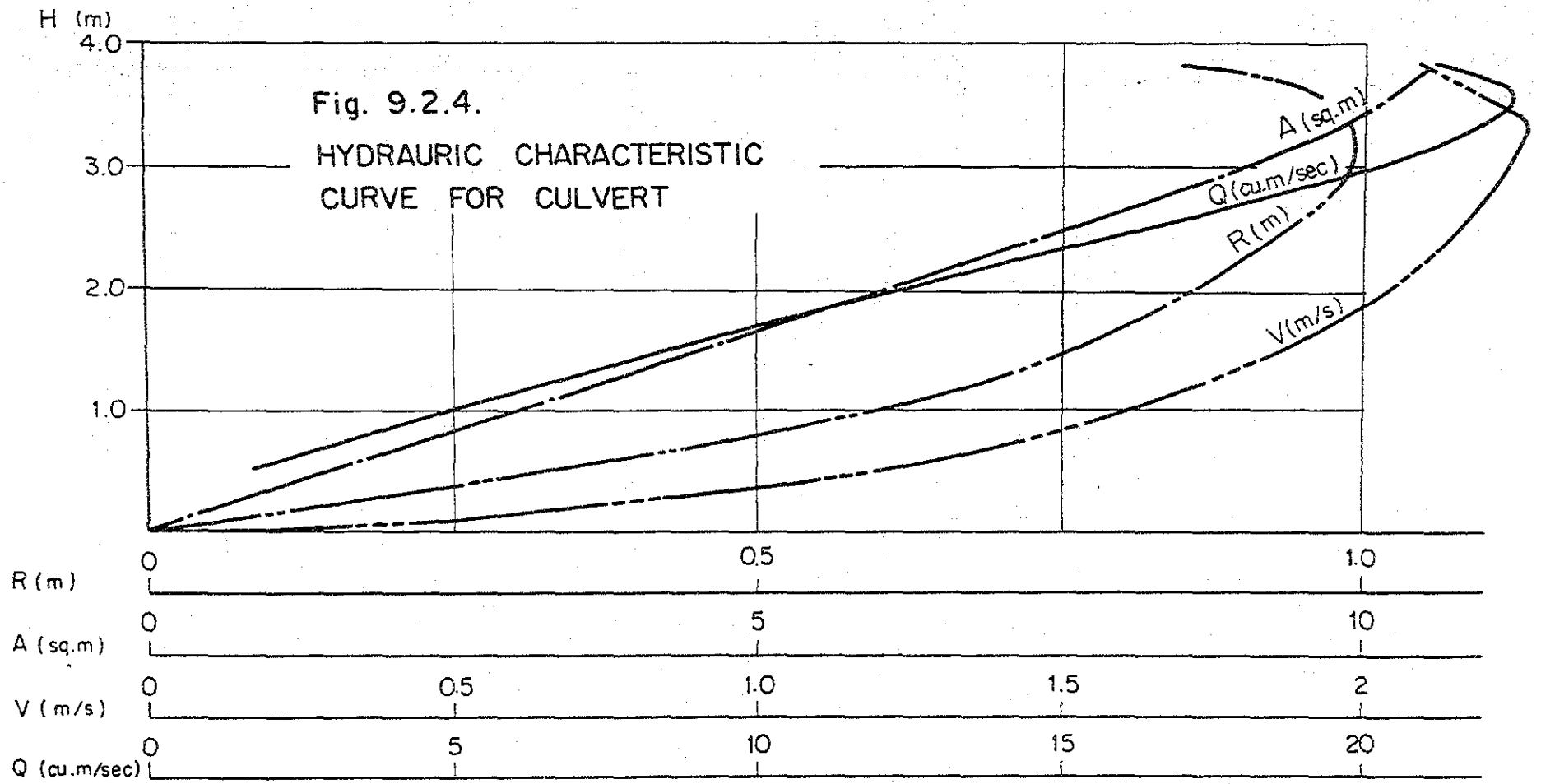


Fig. 9.2.4.
HYDRAURIC CHARACTERISTIC CURVE FOR CULVERT

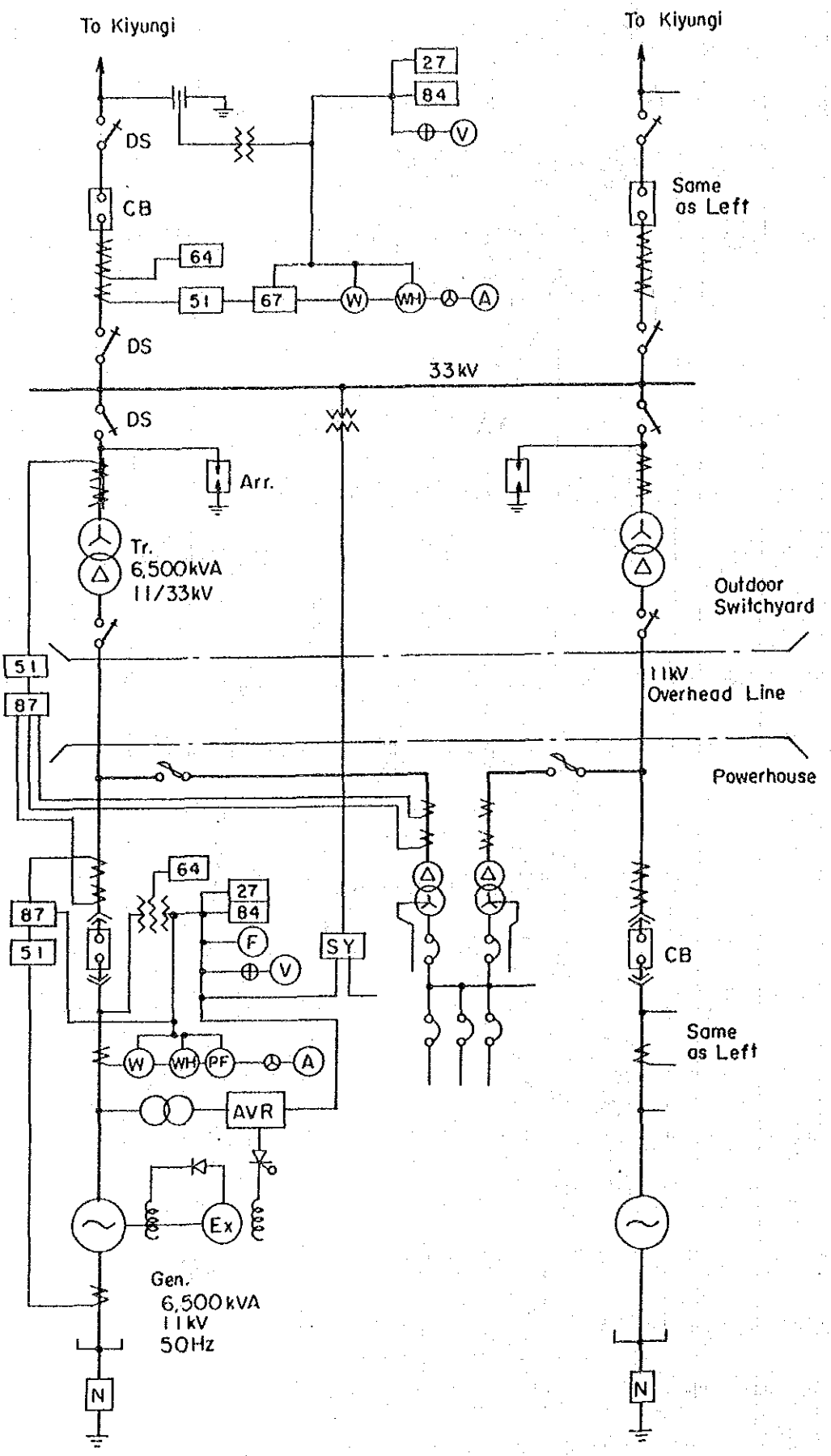


Fig. 9.2.6 SINGLE LINE DIAGRAM OF KIKULETWA No.2 PROJECT

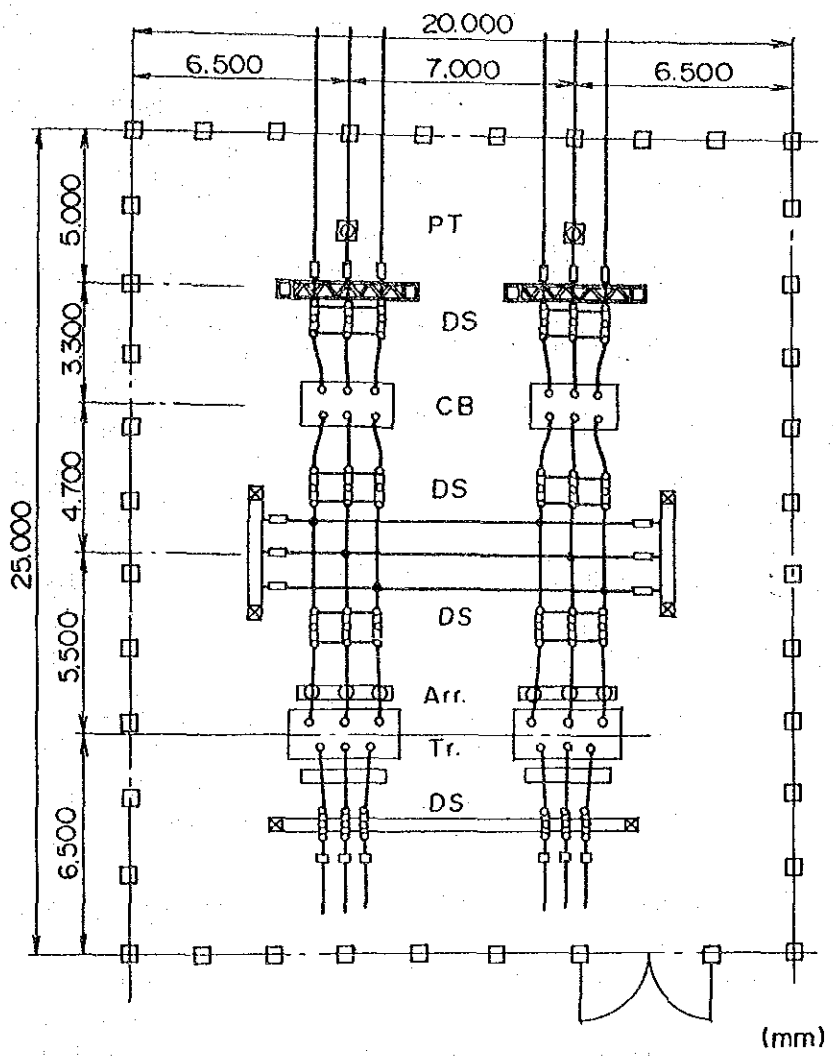
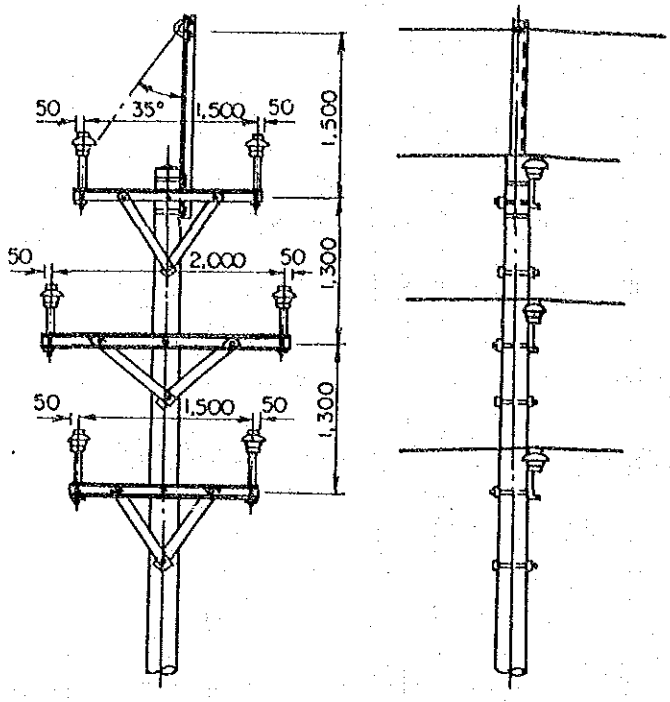
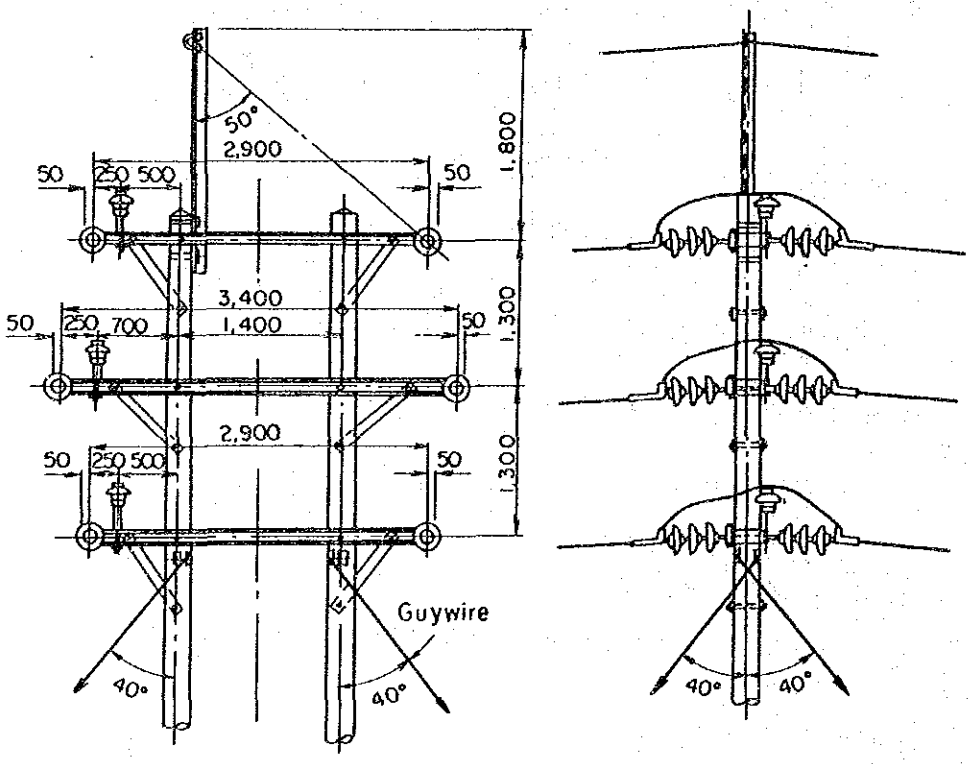


Fig. 9.2.7 GENERAL ARRANGEMENT OF OUTDOOR SWITCHYARD FOR KIKULETWA NO. 2 PROJECT



(a) Tangent Type Support



(b) Angle Type Support

Fig. 9.2.8 33kV TRANSMISSION LINE TYPICAL SUPPORTS(Double Circuit)

第10章
工事計画

第10章　工事計画

１０.１　概　要 …… 10－１

１０.２　輸送路および運搬方法 …… 10－１

　１０.２.１　輸送路 …… 10－１

　１０.２.２　運搬方法 …… 10－２

１０.３　工事用電力 …… 10－３

１０.４　各設備の工事方法 …… 10－３

　１０.４.１　Kikuletwa No.１水力発電計画（改造計画）…… 10－３

　１０.４.２　Kikuletwa No.２水力発電計画 …… 10－５

１０.５　工事工程 …… 10－７

第１０章　工事計画

10.1 概　要

Kikuletwa No.1およびNo.2水力発電計画の設備出力は，夫々1.5 MWおよび11.0 MWで合計設備出力は，12.5 MW である。

両地点で発生する電力は，Kilimajaroおよび Arusha 地域の電力需要に対応するため，運開は以下に示す時期を目途としている。

Kikuletwa No.1　運開　：1991

Kikuletwa No.2　運開　：1994

工事計画は，上記の開発スケジュールに合わせて立案する。

10.2 輸送路および運搬方法

10.2.1 輸送路

(1) 既設道路

Kikuletwa No.2水力発電計画地点は，既設のＴＡＮＥＳＣＯ Kikuletwa 発電所下流 2.2kmに取水ダム，また6kmの地点に発電所を建設する計画である。計画地点に至る輸送路としては，Tanga港から HaleおよびSameを経由して Moshiに至る幹線道路約 350kmと，更に MoshiからKifura部落を経由して既設 Kikuletwa発電所に至る約40kmの道路がある。

何れも道路路面の維持補修は不充分であるが，特に Moshiから既設Kikuletwa発電所に至る約40kmの区間については，工事着手前に路盤の整備を行い，輸送路を確保することが必要である。この道路が本計画の全体工事工程を支配する重要な要素となるので，短期間施工が要求される。

(2) 新設道路

既設 Kikuletwa発電所から Kikuletwa No.2計画地点までは，現在道路がないため，Kikuletwa No.2計画の建設には，新設道路が必要となる。この道路は全

長約6kmでKikuletwa No.2計画のアクセス道路として使用される。

10.2.2 運搬方法

Kikuletwa No.1およびNo.2発電所の建設には，建設用資機材，水力機器（ゲート鉄管等），電気機器（水車，発電機等）および送変電設備等の資機材が運搬される。

建設用資機材の最長尺材および最重量物は，次のとおり想定される。

	最重量物		最大長尺材	
Kikuletwa No.1計画	工事中 ジャンボ・ブレーカー	約15ton		
	発電設備 発電機ローター	約8ton	水圧鉄管	約6m
Kikuletwa No.2計画	工事中 ブルドーザー	約20ton		
	発電設備 発電機ローター	約18ton	走行クレーン	約9m

これらの資機材は，以下の方法で運搬する計画である。

(1) 重量物輸入材

工事用機械を含めた輸入資機材の大部分は，インド洋に接するTanga港にて荷揚する。

Tanga港よりトラックまたはトレーラにてサイトまで運搬する計画である。

(2) 軽量輸入材

機器，部品等の軽量輸入材は，空路にてKilimajaro空港に輸入し，国内道路を利用してサイトまで陸送する計画である。

(3) 国内調達資材

国内で調達可能な資機材は，Arushaおよび国内の他の都市で調達して，国内道路を利用して陸送する。

10.3 工事用電力

(1) Kikuletwa No.1 水力発電計画（改造計画）

当計画の工事に必要な電源容量は，1,000 kW程度と予想される。工事用電源の確保方法としては，既設の開閉所から受電する方法とディーゼル発電機を設置して受電する方法が考えられる。最も経済的な受電方法としては，既設の開閉所から受電するのが好ましいが，当地域の電力事情は非常に不安定であり，その供給信頼度等を考えるとディーゼル発電機による方法が最も好ましい。

ディーゼル発電機は，作業範囲等を考慮して 250kVA 容量の可搬式のものを4台設置する方法が適当と思われる。

(2) Kikuletwa No.2 水力発電計画

当発電所建設に必要とする工事用電源容量は，最大約 4,000kWと推定される。この工事用電力のために，33kVの送電線および開閉所を建設工事着手前に先行して施工することにより，仮設備用にも適用することが出来る。従って，この送電線の工事は建設工事の開始までに完了しておく必要がある。

10.4 各設備の工事方法

10.4.1 Kikuletwa No.1 水力発電計画（改造計画）

(1) 準備工事

準備工事としては，10.2.1で述べた既設道路の補修および改良の他に，仮建物として，ＴＡＮＥＳＣＯの建設事務所および付属建物，資材倉庫，修理工場等が必要となる。これらの設備は既設道路の補修後，直ちにまたは，道路工事と併行して短期間に完了させる計画である。

(2) コンクリート設備

コンクリートの総打設量は，水路で約4,000cu.m，水槽，発電所で約 3,000cu.m である。当地点においてはコンクリート用骨材に適合する，掘削材料が少ないと判断されるため，別途計画地域近傍に，原石山を選定することとする。 地形的条件より， Kware水路の右岸側に骨材プラントを設置することとした。 骨材プラ

ントおよびコンクリートプラントの所要能力は，コンクリート打設工程等を勘案すると，各々10ton/hr.，10cu.m/hr.級が経済的であろう。

(3) 給気設備

工事に必要な圧縮空気の供給は，定置式と可搬式を併用する。定置式は，水槽ならびに発電所地点に必要な容量の設備を設け，その他の工事には可搬式を使用する。

(4) 給水設備

工事用水の水源は，Kikuletwa および Kwareの両川よりポンプアップし，貯水槽を設けて貯留して使用する。

貯水槽の水は，水路，水槽，水圧管路および発電所の各工事現場へ給水するほか，骨材プラント，コンクリートプラント等への給水も行うものとする。

(5) その他設備

水圧鉄管仮工場等その他設備は，計画地点近くに敷地造成を行い，設ける予定である。

(6) 水　路

水路の補修工事を実施する前に，Kikuletwa および Kwareの各水路の入口に設けてある既設の取水ゲートおよびダムに設けられた土砂吐ゲートを改修する。

水路を抜水した後，左右側壁の崩かい法面の整形を行い，吹付コンクリートによって側壁法面の補強を行い，つづいて水路底部の掘削を行う。

掘削土量は全体で約 4,500cu.mで，約5ヵ月で掘削を完了させる。このために必要な重機は，ブレーカー，小型ブルドーザー，小型のショベルおよびダンプトラック等が考えられる。

底部掘削完了後，直ちにインバートコンクリートの打設を行う。コンクリートの打設は約3ヵ月で完了する。

コンクリートの打設は，1ブロック15mを標準として施工する。

(7) 水　槽

水槽の掘削土量は，全体で約 2,000cu.mで，これを約 2.5ヵ月で完成させる。作業個所は，既設構造物に接近しているため，既設構造物に支障を与えないようブレーカー等によって岩盤掘削を行う。

また，既設構造物のコンクリート劣化部分を除去し，吹付コンクリートによっ

て補強した後，インバート部のコンクリートを打設する計画である。

(8) 鉄管路および発電所

鉄管路と発電所は近接しているため，掘削は順次上部の鉄管路側から行う。掘削した岩石は，Kware水路の右側の平坦部に運搬して捨土する。発電所の基礎部分の掘削は，河床より低くなるため，掘削に先立って放水口出口付近に高さ3m程度の締切りが必要となる。

コンクリートは基礎コンクリートおよび側壁コンクリートを先行して打設し，発電所周辺を整理して，発電機器の搬入を容易にする。

放水口は発電所と連続して施工する。

10.4.2 Kikuletwa No.2水力発電計画

(1) 準備工事

Kikuletwa No.2計画の準備工事としては，10.2.1で述べたように，MoshiからKikuletwa No.1計画（改造計画）地点までの，既設道路の終端部（Kawaya Dispensary 地点）より分岐して，No.2発電所まで約6kmのアクセス道路を新設すること，および既設道路の工事期間中の維持補修を行う。その他仮建物としては，ＴＡＮＥＳＣＯの現場管理事務所および付属建物，資材倉庫，修理工場等が必要となる。それらは，ダム地点および発電所地点にそれぞれ設置することとなる。

(2) コンクリート設備

コンクリート骨材は，発電所地点の下流約1km地点に設置する骨材プラントにより製造する予定である。

骨材の原料は，主として水路の掘削岩を流用する計画である。コンクリートプラントは骨材プラントの付近に設け，ここより3～4.5 cu.mトランシットミキサーにより各工事地点にコンクリートを供給する予定である。

骨材プラントおよびコンクリートプラントの所要能力は，コンクリート打設工程等を勘案すると，各々50 ton/hr.，25 cu.m/hr. 級が経済的となろう。

(3) 給気設備

工事に必要な圧搾空気の供給は，定置型およびポータブル型の併用とする。定置型は，ダム取水口の作業場所と，水槽，鉄管路，発電所に設置する。その他の工事地点については，ポータブル型を使用する。

(4) 給水設備

工事用水の水源は Kikuletwa川よりポンプアップし，貯水槽を設けて貯留して使用する。

骨材プラント・コンクリートプラント等の用水は，直接 Kikuletwa川よりポンプアップして使用する。

(5) その他設備

モータープール，水圧鉄管仮工場等，その他設備は計画地点近くの台地に設ける予定である。

(6) 取水ダム

まず左岸側の取水口部およびダム土砂吐部を施工し，仮締切ダムを盛りたてた後，河流の切替えを行い，土砂吐部を仮排水路として利用する。

河流の切替え後，越流部の基礎掘削を行い，コンクリートダムの打設を行う。

ダムの基礎掘削は合計 7,500cu.mで，6ヵ月間で完了しコンクリートは 4,100 cu.mで同じく6ヵ月間で施工するものとする。

(7) 導水路

本計画地点の工程を左右するのが，導水路工事である。導水路の掘削は，開きょ部および蓋きょ部にわけて，それぞれ同時に着手する。掘削した岩の一部は，コンクリート骨材に利用するので骨材プラントまで運搬する。

掘削土量は，全体で 323,500cu.mで約2ヵ年でこの掘削を完了させる。このための重機としては，15 ton級ジャンボブレーカー，ディッパー容量 1.5～ 3.0cu.m級のショベル，18 ton積級のダンプトラック15～20 ton級のブルドーザー等となるであろう。

また，水路沿いにはトラックが運行できるように巾員が十分広く，勾配が緩やかな道路を設ける必要がある。

掘削完了後，コンクリートを打設する。コンクリートは，鋼製移動型枠を用いて打設する。

(8) 水　槽

水槽掘削は，開きょ掘削完了後引き続き施工する。

掘削土量は，7,500 cu.m（余水路を含む）で，これを約5ヵ月で完成させる。掘削完了後直ちにコンクリート打設を行う。

(9) 水圧管路

水圧管路の終端部は，急傾斜面の工事であるため，掘削作業期間中には，鉄管路下部に位置する発電所の工事を行うことは不可能である。従って，水圧管路の布設工程を考慮し，上部の比較的勾配の緩い部分と下部の急傾斜面部分の二区間に分けて工事を行うものとする。

(10) 発電所

水圧管路の急傾斜面部分の掘削完了後，直ちに基礎掘削を行い，コンクリートの打設を開始する。

なお，掘削に先立ち，Kikuletwa 川の左岸に仮締切りを行う必要がある。

その他，発電所の施工については特に問題はない。

10.5 工事工程

Kikuletwa No.1 水力発電所（改造計画）およびNo.2 水力発電所の工事期間は，それぞれ15ヵ月，48ヵ月必要と考えられる。それぞれの工事工程を，Table 10.5.1 および Table 10.5.2 に示す。

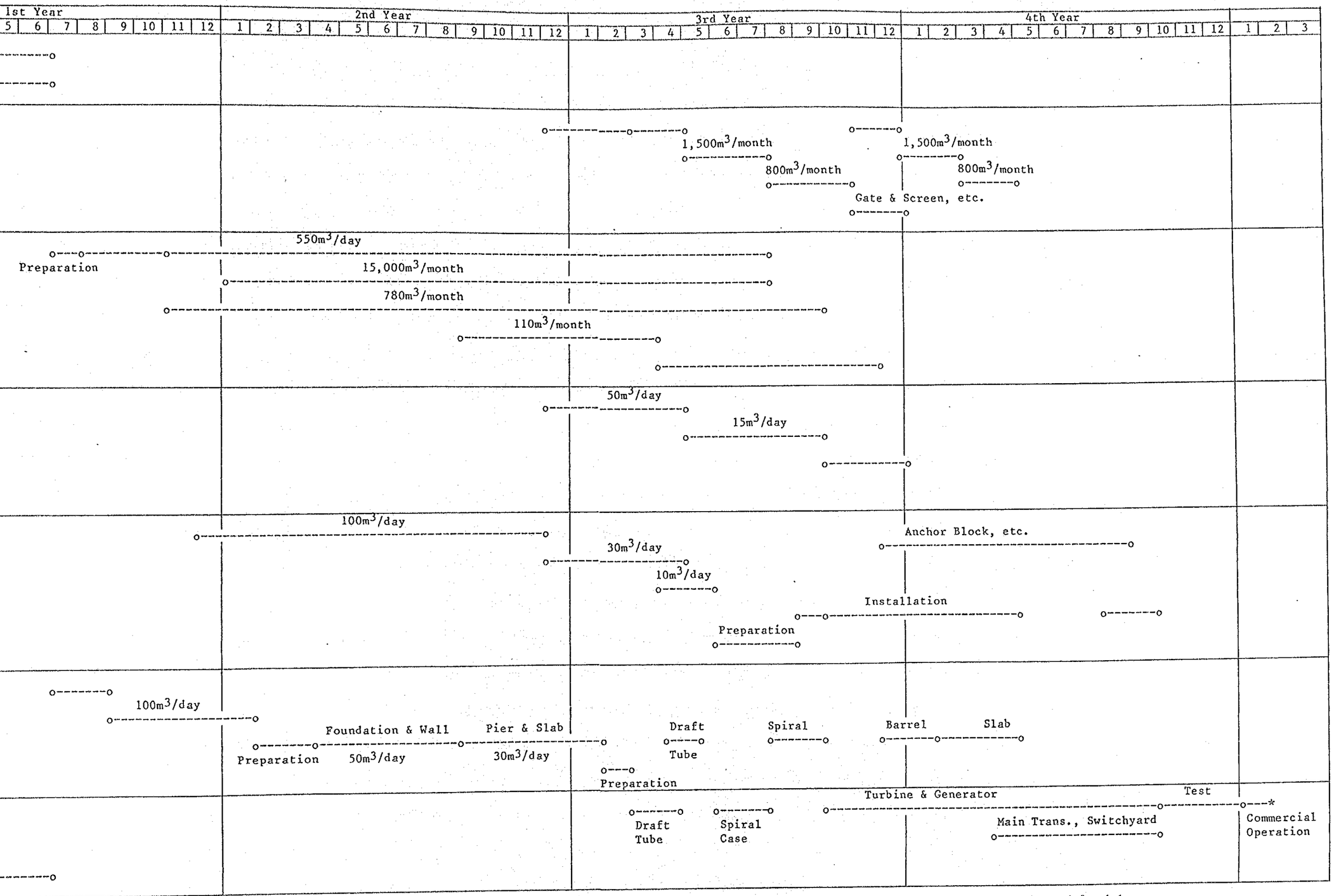
Table 10.5.1 CONSTRUCTION SCHEDULE OF KIKULETWA NO.1 HYDROPOWER PROJECT (REHABILITATION)

Item		Quantity	1st Year												2nd Year											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Preparatory Works	Access Road	L.S	o------o																							
	Camp and Others	L.S	o--o-------o																							
Headrace	Excavation Com.	3,530m^3					o-----o	50m^3/day		o----------o																
						Preparation					20m^3/day															
	" Rock	920m^3									o-------o															
	Concrete	3,100m^3										50m^3/day o---------o														
	Shotcrete	800m^3									10m^3/day o----------o															
	Others	L.S																								
Head Tank	Excavation Com.	400m^3				o---o																				
							40m^3/day																			
	" Rock	1,320m^3					o-----o																			
								20m^3/day																		
	Concrete	1,100m^3						o---------o																		
	Hydraulic Equipment	L.S									o---o															
	Others	L.S										o----------o														
Powerhouse, Penstock and Tailrace	Excavation Com.	500m^3				o---o																				
							1,100m^3/month																			
	" Rock	4,400m^3					o----------o																			
	Backfill	1,800m^3																								
									Foundation																	
	Concrete	1,660m^3							o----------o																	
									20m^3/day																	
	Penstock Liner	L.S										o---o														
	Hydraulic Equipment	L.S											o---o													
					coffer dam																					
	Others	L.S	o------o---o																							
			Preparation																							
Electro-Mechanical Equipment											Turbine & Generator, Test															
	Turbine, Generator	L.S									o----------*															
											Main Trans., Switchyard															
	Trans, Switchyard	L.S									o---o															
	Others																									

Table 10.5.2 CONSTRUCTION SCHEDULE OF KIKULETWA NO.2 HYDROPOWER PROJECT

Item		Quantity	1st Year	2nd Year	3rd Year
Preparatory Works	Access Road	L.S			
	Camp and Others	L.S			
Diversion Wier	Coffer Dam	L.S			
	Dam Excavation	7,500m^3			1,500m^3/month
	" Concrete	4,100m^3			800m^3/month
	Hydraulic Equipment	L.S			Gate &
Headrace	Open Excavation	323,500m^3	Preparation	550m^3/day	
	Backfill	282,300m^3		15,000m^3/month	
	Concrete	17,980m^3		780m^3/month	
	Shotcrete	750m^3		110m^3/month	
	Others	L.S			
Head Tank	Open Excavation	7,500m^3			50m^3/day
	Concrete	2,300m^3			15m^3/day
	Hydraulic Equipment	L.S			
	Others	L.S			
Penstock	Open Excavation	28,400m^3		100m^3/day	
	Concrete	4,200m^3			30m^3/day
	Shortcrete	500m^3			10m^3/day
	Penstock Liner	L.S			Insta
	Others	L.S			Preparation
Powerhouse and Tailrace	Coffer Dam	L.S			
	Open Excavation	11,600m^3	100m^3/day		
	Concrete	4,600m^3		Preparation; Foundation & Wall 50m^3/day; Pier & Slab 30m^3/day	Draft Tube; Spiral; Ba
	Others	L.S			Preparation
Electro-Mechanical Equipment	Turbine, Generator	L.S			Draft Tube; Spiral Case; Turbi
	Trans. Switchyard	L.S			
	Transmission Line	L.S			

SCHEDULE OF KIKULETWA NO.2 HYDROPOWER PROJECT



第11章
工事費積算

第11章　工事費積算

11.1　積算方針 …… 11－1

11.2　工事費積算 …… 11－1

11.2.1　直接工事費 …… 11－1

11.2.2　間接工事費 …… 11－2

11.2.3　内貨（L.C）と外貨（F.C）の区分 …… 11－3

11.2.4　建設工事費 …… 11－3

11.1 積算方針

Kikuletwa No.1およびNo.2水力発電所の工事費は以下の基本的方針によって算定した。

(1) 工事費は，準備工事，土木工事，水力機械設備，電気機械設備，送変電設備，エンジニアリングおよび管理費，予備費の項目からなる。

(2) 工事費はタンザニアにおける類似計画の資料に基づいて算定した。ただし，一部の工事費については日本を含む外国における類似工事費を参考にした。

(3) 外貨との交換レートは，1988年３月現在の１ＵＳ＄あたり 93.56T.shとした。

(4) エンジニアリングおよび管理費は直接工事費の10%を計上した。

(5) 予備費は（直接工事費＋管理費）の10%を計上した。

(6) 土地取得費および補償費

土木工事および付属施設送変電施設等の土地取得費については，すべて国有地のため必要としない。又，建設工事に関連すると思われる範囲は，現在未耕作地・未利用地であるので，作物や家屋等に対する補償を必要としない。工事に伴う作物の踏み荒らし等の補償費は少額のため，特に計上せずプロジェクトの予備費（Contingency)に含まれることにする。

11.2 工事費積算

11.2.1 直接工事費

(1) 準備工事費

建設工事の本格的開始前に準備しなければならない設備工事として，工事用道路，現場事務所および宿舎設備等を含むＴＡＮＥＳＣＯのキャンプ設備，詳細調査工事と材料試験および工事用電力設備等の費用を計上した。

(2) 土木工事費

工事費積算に使用した工事数量は第9章，予備設計で検討した図面に基づいて算出した。

土木工事の単価はＴＡＮＥＳＣＯから提供された労務費，資材費および類似工事の単価を参考にして算出した。

建設資機材のうち，セメント，骨材，木材，その他の国内生産資機材を品質の許す範囲で出来るだけ多く使用することとし，鉄筋，鋼製型枠等の鋼材および建設用機械類は輸入資機材を使用することとした。

(3) 水力機械設備費

ゲート，スクリーンおよび水圧鉄管は，すべて外国から輸入するものとする。これらの設備に要する費用は，1988年3月時点の日本国におけるＦＯＢ価格，輸送費，および据付費を基準にして積算した。

(4) 電気機械設備費

水車，発電機，変圧器および補機類はすべて外国から輸入するものとする。これらの設備に要する費用は，1988年3月時点の日本国におけるＦＯＢ価格，輸送費および据付費を基準にして積算した。

(5) 送変電設備費

送電線（33kV，14km），取水ダム配電線（11kV，3km），変電所および工事用変電所の各設備はすべて外国から輸入するものとし，これらの設備費は，1988年3月時点の日本国におけるＦＯＢ価格，輸送費（海上および内陸）および据付費を基準にして積算した。

11.2.2 間接工事費

(1) 工事管理費

建設工事を実施するに当たって必要となるＴＡＮＥＳＣＯの工事管理費として，直接工事費の10%を計上した。このうち技術管理費（技術コンサルタント費を含む），として80%，一般管理費として20%を計上した。また，技術管理費については，大半が技術コンサルタント費用であるため，80%を外貨分（Ｆ．Ｃ）とし，20%を内外分（Ｌ．Ｃ）とした。一般管理費については，全てＴＡＮＥＳＣＯの一般管理費となるため，内貨分（Ｌ．Ｃ）に計上した。

(2) 予備費

建設工事の実施に伴って，設計変更および条件変更等による工事数量の増加が予想されるため，その費用として直接工事費と管理費の合計の10%を予備費として計上した。

11.2.3 内貨（L.C）と外貨（F.C）の区分

工事費の内貨・外貨の区分については，労務費および国内で調達できる材料（セメント，木材等）は内貨とし，鋼材（鉄筋，型鋼等）および工事用機械等の輸入資機材については，外貨とした。

電気機械費，水力機械費および送電設備費は機器類をすべて輸入するためＣＩＦ価格および据付費の一部を外貨とし，輸入関税，内陸輸送費および据付費の一部を内貨とした。

11.2.4 建設工事費

総建設工事は内貨および外貨に区分し，ＵＳ＄で表示した。積算に使用する為替レートは１ＵＳ＄＝93.56Tshとした。総建設工事費を，Table 11.2.1 および Table 11.2.2，年度別所要資金を Table 11.2.3 および 11.2.4 に示す。

第７章で選定された最適規模を有するKikuletwa No.1およびNo.2水力発電所の建設に要するプロジェクトコストは以下のとおりである。

(Unit : Thousand US$)

	Kikuletwa No.1	Kikuletwa No.2
1. 準備工事	81	8,450
2. 土木工事	2,365	18,341
3. 水力機械設備	210	2,505
4. 電気機械設備	3,168	10,730
5. 送変電設備	125	800
小計	5,949	40,826
6. 工事監理費	595	4,083
7. 予備費	654	4,491
合計	7,198	49,400

Table 11.2.1 ESTIMATED CONSTRUCTION COST OF KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER PROJECT (REHABILITATION)

(Unit: Thousand US$)

	Work Item	Local Currency	Foreign Currency	Total
1	Preparation Work	19	62	81
	(i) Access Road	4	7	11
	(ii) Camp for TANESCO	10	40	50
	(iii) Miscellaneous Work	5	15	20
2	Civil Work	455	1,910	2,365
	(i) Dam and Intake	-	-	-
	(ii) Headrace	208	1,022	1,230
	(iii) Head Tank	61	235	296
	(iv) Penstock (v) Power House	183	639	822
	(vi) Miscellaneous Work	3	14	17
3	Hydraulic Equipment	10	200	210
4	Electro-Mechanical Equipment	310	2,858	3,168
5	Transmission Line	3	122	125
	Total (1 - 5)	797	5,152	5,949
6	Administrational Engineering Fee	119	476	595
7	Contingency	65	589	654
	Grand Total	981	6,217	7,198

Table 11.2.2 ESTIMATED CONSTRUCTION COST OF KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT

(Unit: Thousand US$)

	Work Item	Local Currency	Foreign Currency	Total
1	Preparation Work	2,065	6,358	8,450
	(i) Access Road	915	2,135	3,050
	(ii) Camp for TANESCO	800	3,200	4,000
	(iii) Miscellaneous Work	350	1,050	1,400
2	Civil Work	2,754	15,587	18,341
	(i) Dam and Intake	220	1,252	1,472
	(ii) Headrace	1,768	9,848	11,616
	(iii) Head Tank	110	710	820
	(iv) Penstock	216	1,401	1,617
	(v) Power House	240	1,576	1,816
	(vi) Miscellaneous Work	200	800	1,000
3	Hydraulic Equipment	143	2,362	2,505
4	Electro-Mechanical Equipment	1,073	9,657	10,730
5	Transmission Line	160	640	800
	Total (1 - 5)	6,195	34,631	40,826
6	Administrational Engineering Fee	620	3,463	4,083
7	Contingency	682	3,809	4,491
	Grand Total	7,497	41,903	49,400

Table 11.2.3 DISBURSEMENT SCHEDULE FOR KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER PROJECT

(Unit: 10^3 US$)

Work Item	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year	Total
1. Civil Works	2,202	244			2,446
1-1 Preparatory Works	73	8			81
1-2 Headrace	1,107	123			1,230
1-3 Head Tank	267	29			296
1-4 Penstock & Powerhouse	740	82			822
1-5 Miscellaneous Works	15	2			17
2. Hydraulic Equipment	189	21			210
3. Electromechanical Equipment	2,851	317			3,168
4. Transmission Line & Substation	113	12			125
5. Total Cost (1+2+3+4)	5,355	594			5,949
6. Engineering & Administration (5 x 10%)	536	59			595
7. Physical Contingency (5+6) x 10%	589	65			654
Grand Total (5+6+7)	6,840	718			7,198

Table 11.2.4 DISBURSEMENT SCHEDULE FOR KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT

(Unit: 10^3 US$)

Work Item	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year	Total
1. Civil Works	10,731	8,827	5,089	2,144	26,791
1-1 Preparatory Works	5,915	1,690	845	-	8,450
1-2 Diversion Weir	-	736	442	294	1,472
1-3 Headrace	3,486	4,646	2,323	1,161	11,616
1-4 Head Tank	-	82	492	246	820
1-5 Pensotck & Powerhouse	1,030	1,373	687	343	3,433
1-6 Miscellaneous Works	300	300	300	100	1,000
2. Hydraulic Equipment	-	500	1,755	250	2,505
3. Electromechanical Equipment	-	3,220	3,220	4,290	10,730
4. Transmission Line & Substation	800	-	-	-	800
5. Total Cost (1+2+3+4)	11,531	12,547	10,064	6,684	40,826
6. Engineering & Administration (5 x 10%)	1,153	1,255	1,006	669	4,083
7. Physical Contingency (5+6) x 10%	1,268	1,380	1,107	736	4,491
Grand Total (5+6+7)	13,952	15,182	12,177	8,089	49,400

第12章
候補プロジェクト設定のための経済評価

第12章　候補プロジェクト設定のための経済評価

12.1　評価方法 …… 12－1

12.1.1　概　要 …… 12－1

12.1.2　代替火力発電所 …… 12－1

12.1.3　耐用年数の相違による建設費の調整 …… 12－1

12.2　評価の前提条件 …… 12－2

12.2.1　技術的条件 …… 12－2

12.2.2　その他の条件 …… 12－3

12.3　評価結果 …… 12－4

12.3.1　最適発電規模決定のための評価 …… 12－4

12.3.2　等価割引率 …… 12－5

12.4　結　論 …… 12－6

第１２章　候補プロジェクト設定のための経済評価

12.1　評価方法

１2.1.1　概　要

発電プロジェクトの経済性は，当該プロジェクトの建設開始時点から運転開始後の一定年限までの期間に発生する総費用を，それと同期間における代替火力発電所の総費用と等しくさせるような等価割引率（所謂“経済的内部収益率－EIRR）を以て評価される。この場合，双方の総費用はいずれも現在価値換算される。

このようにして算出された等価割引率は，資本の機会費用を反映する社会的割引率と比較され，もしこの等価割引率が社会的割引率よりも高ければ当該プロジェクトは経済的であり，逆ならば経済的でないと判断される。

１2.1.2　代替火力発電所

各種形式の火力発電所，すなわちガスタービン発電所，ディーゼル発電所，汽力発電所およびコンバインドサイクル発電所のうち，本件の小水力発電プロジェクトに対して最も適当な代替火力発電所はディーゼル発電所である。このことは，本件プロジェクトの発電規模および高い設備利用率から見て言えることである。

経済比較のために選ばれた代替ディーゼル発電所の単機容量およびkW当りの建設費は以下のように見積った。

	Kikuletwa No.1計画 (1.5MW)	Kikuletwa No.2計画 (11.0MW)
代替ディーゼル発電所：		
単　機　容　量	0.5MW×3	5.5MW×2
kW当り建設単価	US$　1,200	US$　950

１2.1.3　耐用年数の相違による建設費の調整

一般に，発電設備の経済的耐用年数は水力の場合は50年，ディーゼル発電所の場合は15年と見積られている。発電形式の異なるこれら２つの発電所の経済比較において

は，両発電所を同一のベースで比較するため，建設費についての調整が必要である。

上記の調整方法には２つの方法がある。第１の方法は，水力の耐用年数50年とディーゼルの耐用年数15年の最小公倍数である150年の運転期間にわたり両者の費用比較を行うことであり，第２の方法は，両者の費用比較を短い方の耐用年数，すなわちディーゼルのそれである15年間の運転期間について行い，その際，水力の建設費については当該比較期間に対応するよう調整を加えることである。これら２通りの方法は同一の結果をもたらす。本件の経済評価では後者の方法を用いた。

上記の水力発電プロジェクト建設費調整率は次のようにして計算される。

- 水力発電プロジェクトの耐用年数 …… n (50年)
- ディーゼル発電所の耐用年数 …… n' (15年)
- 水力発電プロジェクトの建設費 …… D
- 割引率 …… R

水力発電プロジェクトの平準化された建設費年賦額は次によって求められる。

$$D \times \frac{R(1+R)^n}{(1+R)^n-1}$$

ディーゼル発電所の耐用年数期間に発生する年経費の累積原価換算係数は次によって示される。

$$\frac{(1+R)^{n'}-1}{R(1+R)^{n'}}$$

従って，ディーゼル発電所の耐用年数に対応する水力発電プロジェクトの建設費部分は次の通りとなる。

$$D \times \frac{R(1+R)^n}{(1+R)^n-1} \times \frac{(1+R)^{n'}-1}{R(1+R)^{n'}}$$

12.2 評価の前提条件

12.2.1 技術的条件

経済評価に用いた技術的条件は以下の通りである。

項　　目	水力発電ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ	送電設備	代替ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電所
a) 発電所の所内電力消費率：			
電力ロス	1.5%		2.0%
電力量ロス	1.8%		2.5%
b) 送電損失率		1.0%	
c) 事故および保守による発電所停止率	2.5%		20%
d) 工事費に対する運転維持費の経費率	1.9%	2.4%	5.0%
e) 経済的耐用年数	50年	40年	15年
f) 発電所の熱効率	—	—	37%
			(2,324kcal/kWh)
g) ディーゼル・オイルの発熱量	—	—	(8,900kcal/lt)
h) 潤滑油の消費率			6.0g/kWh

i) 工事費の年度展開（%）：

	Kikuletwa			
	No.2	No.1		
初年度	28.7	91.62	—	—
2年目	31.24	8.38	—	—
3年目	25.06	—	—	20
4年目	15.0	—	100	80

12.2.2　その他の条件

a) ディーゼル・オイルの価格　Tsh 18.50/lt（Arusha発電所における現行価格）

b) 潤滑油の価格　Tsh 150.0/lt（比重0.90）
（Arusha発電所における現行価格）

輸送距離が極めて長いため，タンザニアにおけるディーゼル発電所の使用燃料価格は国際価格水準から見て非常に高い。

ディーゼルオイルの経済価格は，一般に，原油価格の，1.25～1.30倍と見積もられている。将来，中期的なタンザニアの輸入原油価格をUS$18/barrelと想定すると，精油所出口におけるディーゼルオイルのlt当りの経済価格は次の通りとなる。

－ US$18 × 68.5 × 1.25（または1.30）÷ 159

= Tsh 9.69 (or Tsh 10.08)/lt

－ 石油輸送費は，Tsh10/kl-km(道路輸送）であり，本件プロジェクトの計画地域の場合は輸送距離は約600kmである。従って，lt当りの輸送費は次の通りとなる。

Tsh10kl×600÷1000=Tsh6.0/lt

－ 従って，内陸輸送費を含めたディーゼルオイルの経済価格はTsh15.7/lt～Tsh16.1/ltと見積られる。

従って，タンザニアの現行ディーゼルオイル価格（Tsh18.50/lt)は経済価格を僅かに上回る程度であり，これを長期的なプロジェクト経済評価に用いることは差支えないと思われる。

c) 通貨換算率　　US$1.0=Tsh68.50（1987年９月30日現在の公式レート）

d) 価格条件　　1987年９月末現在の価格を以て経済評価を行った。

12.3 評価結果

12.3.1 最適発電規模決定のための評価

第７章において，Kikuletwa No.1およびNo.2計画の発電規模について，それぞれ，幾つかの代案をとり上げて検討した。割引率を10%とし，運転期間15年として，これら代案の原価換算総費用を，代替ディーゼル発電計画のそれと比較して得た便益／費用比率は以下の通りである。

プロジェクト名	Firm出力 (MW)	年間発電量 (GWh)	発電所建設費 (百万US$)	便益／費用比率
Kikuletwa No.1 計画				
A (15.4 cu.m/s)	1.055	10.53	7.073	1.267
B (13.3 cu.m/s)	1.055	10.25	6.965	1.260
C (12.0 cu.m/s)	1.055	9.91	6.763	1.264
D (11.0 cu.m/s)	1.055	9.36	6.641	1.234
E (16.4 cu.m/s)	1.055	11.54	8.300	1.161

Kikuletwa No.2 計画

A' (20.6 cu.m/s)	12.7	67.30	52.04	1.150
B' (17.9 cu.m/s)	11.0	67.09	48.60	1.174
C' (15.1 cu.m/s)	9.3	64.50	45.90	1.153
D' (13.8 cu.m/s)	8.5	63.29	44.37	1.148

以上の結果は，Kikuletwa No.1計画の場合はA案が最適であり，Kikuletwa No.2計画の場合はB案が最適であることを示すものである。

上記便益／費用比率の算出内訳は，Kikuletwa No.1計画についてはTables 12.3.1～12.3.5に，Kikuletwa No.2計画についてはTables 12.3.6～12.3.9に示す通りである。

12.3.2 等価割引率

便益／費用分析によって最適案として選定されたKikuletwa No.1計画と，Kikuletwa No.2計画，ならびに，その他Mini hydroプロジェクトのそれぞれについて，代替ディーゼル発電計画と比較した場合の等価割引率を算出すると次の通りである。

プロジェクト名	等価割引率	(割引率10%) 便益／費用比率
Kikuletwa No.1計画	13.30%	1.267
Kikuletwa No.2計画	12.03%	1.174
Himo No.1 計画 (リハビリテーション)	11.03%	1.08
Himo No.2 計画	0.1%以下	0.21
Hingilili 計画	6.63%	0.70
Ndungu計画	8.52%	0.87
Ihindi計画	0.96%	0.34
Gulutu計画	1.97%	0.39

なお，Kikuletwa No.1およびNo.2計画の等価割引率の算出内訳は，それぞれTables 12.3.10～12.3.12およびTables 12.3.13～12.3.15に示す通りである。

12.4 結 論

上記に示された各プロジェクトの経済性と電力供給面における貢献の度合いを考慮すると，将来の実施プロジェクトとしてKikuletwa No.1計画（リハビリテーション計画）およびKikuletwa No.2計画が推奨される。

KIKULETA NO. 1 PROJECT

Table 12.3.1 - Table 12.3.5

Table 12.3.1 BENEFIT/COST RATIO
(15-Year Operation)

Discount rate: 10.00%
Hydro firm capacity: 1055 kW
Hydro power generation: 10530 MWh
Hydro investment cost: 7073 T.US$

(US$ thousand)

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.1	Diesel Power Plant
Investment cost	5218.4	1357.4
Operation & maintenance cost	905.8	506.1
Fuel cost		4882.4
Lubricating oil cost		1010.5
Total cost	6124.1	7756.4
Benefit - Cost		1632.3
Benefit/Cost ratio		1.267

Table 12.3.2 BENEFIT/COST RATIO
(15-Year Operation)

Discount rate: 10.00%
Hydro firm capacity: 1055 kW
Hydro power generation: 10250 MWh
Hydro investment cost: 6965 T.US$

(US$ thousand)

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.1	Diesel Power Plant
Investment cost	5140.0	1357.4
Operation & maintenance cost	892.2	506.1
Fuel cost		4752.5
Lubricating oil cost		983.7
Total cost	6032.2	7599.7
Benefit - Cost		1567.5
Benefit/Cost ratio		1.260

Table 12.3.3 BENEFIT/COST RATIO
(15-Year Operation)

Discount rate: 10.00%
Hydro firm capacity: 1055 kW
Hydro power generation: 9910 MWh
Hydro investment cost: 6763 T.US$

(US$ thousand)

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.1	Diesel Power Plant
Investment cost	4993.3	1357.4
Operation & maintenance cost	866.9	506.1
Fuel cost		4594.9
Lubricating oil cost		951.0
Total cost	5860.3	7409.4
Benefit - Cost		1549.2
Benefit/Cost ratio		1.264

Table 12.3.4 BENEFIT/COST RATIO
(15-Year Operation)

Discount rate: 10.00%
Hydro firm capacity: 1055 kW
Hydro power generation: 9360 MWh
Hydro investment cost: 6641 T.US$

(US$ thousand)

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.1	Diesel Power Plant
Investment cost	4904.8	1357.4
Operation & maintenance cost	851.7	506.1
Fuel cost		4339.9
Lubricating oil cost		898.3
Total cost	5756.4	7101.6
Benefit - Cost		1345.2
Benefit/Cost ratio		1.234

Table 12.3.5 BENEFIT/COST RATIO
(15-Year Operation)

Discount rate: 10.00%
Hydro firm capacity: 1055 kW
Hydro power generation: 11540 MWh
Hydro investment cost: 8300 T.US$

(US$ thousand)

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.1	Diesel Power Plant
Investment cost	6109.0	1357.4
Operation & maintenance cost	1059.5	506.1
Fuel cost		5350.7
Lubricating oil cost		1107.5
Total cost	7168.5	8321.6
Benefit - Cost		1153.2
Benefit/Cost ratio		1.161

KIKULETA NO. 2 PROJECT

Table 12.3.6 - Table 12.3.9

Table 12.3.6 BENEFIT/COST RATIO
(15-Year Operation)

Discount rate: 10.00%
Hydro firm capacity: 12700 kW
Hydro power generation: 67300 MWh
Hydro investment cost: 52040 T.US$

(US$ thousand)

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.2	Diesel Power Plant
Investment cost	34353.5	10690.9
Operation & maintenance cost	5492.0	3986.1
Fuel cost		25788.8
Lubricating oil cost		5337.7
Total cost	39845.5	45803.4
Benefit - Cost		5957.9
Benefit/Cost ratio		1.150

Table 12.3.7 BENEFIT/COST RATIO
(15-Year Operation)

Discount rate: 10.00%
Hydro firm capacity: 11000 kW
Hydro power generation: 67090 MWh
Hydro investment cost: 48600 T.US$

(US$ thousand)

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.2	Diesel Power Plant
Investment cost	32112.1	9259.8
Operation & maintenance cost	5135.9	3452.5
Fuel cost		25708.3
Lubricating oil cost		5321.0
Total cost	37248.0	43741.7
Benefit - Cost		6493.7
Benefit/Cost ratio		1.174

Table 12.3.8 BENEFIT/COST RATIO
(15-Year Operation)

Discount rate: 10.00%
Hydro firm capacity: 9300 kW
Hydro power generation: 64500 MWh
Hydro investment cost: 45900 T.US$

(US$ thousand)

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.2	Diesel Power Plant
Investment cost	30352.9	7828.8
Operation & maintenance cost	4856.4	2918.9
Fuel cost		24715.9
Lubricating oil cost		5115.6
Total cost	35209.2	40579.2
Benefit - Cost		5369.9
Benefit/Cost ratio		1.153

Table 12.3.9 BENEFIT/COST RATIO
(15-Year Operation)

Discount rate: 10.00%
Hydro firm capacity: 8500 kW
Hydro power generation: 63290 MWh
Hydro investment cost: 44370 T.US$

(US$ thousand)

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.2	Diesel Power Plant
Investment cost	29356.0	7155.3
Operation & maintenance cost	4698.0	2667.8
Fuel cost		24252.2
Lubricating oil cost		5019.6
Total cost	34053.9	39095.0
Benefit - Cost		5041.1
Benefit/Cost ratio		1.148

KIKULETA NO. 1 PROJECT

Table 12.3.10 - Table 12.3.12

Table 12.3.10 EQUALIZING DISCOUNT RATE
(15-Year Operation)

Discount rate: 13.20%

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.1	(US$ thousand) Diesel Power Plant
Investment cost	5657.4	1308.4
Operation & maintenance cost	729.6	407.7
Fuel cost		3932.9
Lubricating oil cost		814.0
Total cost	6387.1	6463.0
Benefit - Cost		75.9
Benefit/Cost ratio		1.012

Table 12.3.11 EQUALIZING DISCOUNT RATE
(15-Year Operation)

Discount rate: 13.30%

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.1	(US$ thousand) Diesel Power Plant
Investment cost	5667.7	1306.9
Operation & maintenance cost	724.9	405.1
Fuel cost		3907.6
Lubricating oil cost		808.8
Total cost	6392.6	6428.3
Benefit - Cost		35.7
Benefit/Cost ratio		1.006

Table 12.3.12 EQUALIZING DISCOUNT RATE
(15-Year Operation)

Discount rate: 13.40%

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.1	(US$ thousand) Diesel Power Plant
Investment cost	5677.8	1305.5
Operation & maintenance cost	720.3	402.5
Fuel cost		3882.5
Lubricating oil cost		803.6
Total cost	6398.1	6394.0
Benefit - Cost		-4.0
Benefit/Cost ratio		0.999

KIKULETA NO. 2 PROJECT

Table 12.3.13 - Table 12.3.15

Table 12.3.13 EQUALIZING DISCOUNT RATE
(15-Year Operation)

Discount rate: 12.02%

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.2	(US$ thousand) Diesel Power Plant
Investment cost	33313.5	8722.9
Operation & maintenance cost	4310.5	2897.7
Fuel cost		21577.0
Lubricating oil cost		4465.9
Total cost	37624.0	37663.5
Benefit - Cost		39.5
Benefit/Cost ratio		1.001

Table 12.3.14 EQUALIZING DISCOUNT RATE
(15-Year Operation)

Discount rate: 12.03%

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.2	(US$ thousand) Diesel Power Plant
Investment cost	33317.9	8720.3
Operation & maintenance cost	4306.9	2895.2
Fuel cost		21558.8
Lubricating oil cost		4462.2
Total cost	37624.8	37636.5
Benefit - Cost		11.7
Benefit/Cost ratio		1.000

Table 12.3.15 EQUALIZING DISCOUNT RATE
(15-Year Operation)

Discount rate: 12.04%

PRESENT WORTH	Kikuletwa No.2	(US$ thousand) Diesel Power Plant
Investment cost	33322.4	8717.8
Operation & maintenance cost	4303.3	2892.8
Fuel cost		21540.6
Lubricating oil cost		4458.4
Total cost	37625.6	37609.5
Benefit - Cost		-16.1
Benefit/Cost ratio		1.000

第13章
財務分析

第13章　財務分析

１３.１　分析方法 …… 13－１

１３.２　分析のための条件 …… 13－１

１３.２.１　財務的等価割引率算出のための条件 …… 13－１

１３.２.２　損益計算とキャッシュフロー算出のための条件 …… 13－４

１３.３　分析結果 …… 13－５

１３.３.１　等価割引率 …… 13－５

１３.３.２　損益計算およびキャッシュフロー …… 13－６

１３.３.３　収益率 …… 13－６

第１３章　財務分析

13.1　分析方法

財務分析は次の２通りの方法を用いて行われた。

（ｉ）販売電力収入の現価換算額が，工事着工時点から設備耐用年数の末年までの間に発生する総費用の現価換算額と等しくなるような等価割引率を算出する。この等価割引率を，タンザニア国でプロジェクト評価に通常用いられている社会的割引率と比較することによって，本計画の財務的健全度を評価する。

（ii）幾つかの条件に応ずる調達資金返済計画を作成し，各ケースについて損益計算とキャッシュフローおよびキャッシュバランスを検討する。その検討結果に基づいて，適当と思われる資金調達条件を勘案する。

（iii）以上の財務分析は，Kikuletwa No.1水力発電計画（改造計画）と Kikuletwa No.2水力発電計画のそれぞれについて行う。

13.2　分析のための条件

１3.2.1　財務的等価割引率算出のための条件

(1)　送配電損失率

タンザニア全体の連系々統の送配電損失率は，1983年20.6%，1984年22.0%，1985年21.7%，1986年21.0%と可成り高い。しかしながら，1973～79年頃は，ほぼ16%前後であった。送配電損失率低減のための努力は，今後のＴＡＮＥＳＣＯの大きな課題となっているが，それには可成りの年月が必要と思われる。本報告書では，将来の送配電損失率を次のように想定した。

Kikuletwa No.1発電所運開後：

最初５年間の末期まで	：	20%
次の５年間	：	19%
次の５年間	：	18%

次の５年間　　：　　17%

以　　後　　：　　16%

(2) 発電々力量および販売電力量

第６章でのべたとおり，それぞれの発電所の年間発電々力量は次のとおりである。

Kikuletwa No 1 発電所　：　10,530 MWh／年

Kikuletwa No 2 発電所　：　67,090 MWh／年

従って，各発電所の販売電力量は，上記発電量から(1)項の送配電損失を差引いたものとなる。

(3) 売電単価

KWh当たりの売電単価は，1980年の64.38 T.Centsから，1984年は132.81 T.Cents，1986年は 294.53 T.Cents と急上昇しているが，これを米国通貨に換算すると，1980年は 6.03 US Cents，1984年は 8.47 US Cents，1986年は 7.67 US Centsで，それ程大きな変動ではない。1980年から1984年までの上昇率は年平均 8.8%で，ほぼノーマルな上昇傾向と言える。

因みに，1980年から1987年までの売電単価の変動を示すと次のとおりである。

年度	T.Cents／kWh	1 US$ 当たり通貨交換率(T.sh)	US Cents／kWh
1980	64.38	10.67	6.03
1981	65.58	9.77	6.71
1982	70.60	10.25	6.89
1983	104.60	11.91	8.78
1984	132.81	15.68	8.47
1985	196.96	17.74	11.10
1986	294.53	38.36	7.67
1987	395.80	68.50	5.78

前表において，1985年の急上昇と1986年および1987年の大幅な下落は，電気料金の価格調整が急激な為替レートの変動にスムーズに追随できなかったことに起因するものと考えられる。従って，1987年の米国通貨換算売電単価をもって本水力開発計画の将来の営業収益を予測することは適当でないと思われる。

本 studyでは，為替レートの変動がそれほど大きくなかった1980～1984年期間の米国通貨換算の売電単価年平均上昇率 8.8%をベースとして，1988年現在の売電単価を想定することとした。なお，電力の供給原価には，発電費のほかに送変電費，配電費，一般管理費等が含まれており，総原価のうち発電部門の占める割合には，殆どの国々において，概ね65%～70%である。本報告書ではこれを67%と仮定した。これにより，発電部門における kWh当りの平均売電収入は，下記に示すように US Cents 7.95となる。

$$8.47\times(1+0.088)^{4}\times0.67=\text{US Cents } 7.95/\text{kWh}$$

(4) 年度別工事費

Kikuletwa No.1およびNo.2水力発電計画の年度別工事費は，次のように見積もられる。

(単位：千US$)

	Kikuletwa No.1 計画			Kikuletwa No.2 計画		
年度	外貨	内貨	計	外貨	内貨	計
1989	5,597	883	6,480	-	-	-
1990	620	98	718	11,835	2,117	13,952
1991	-	-	-	12,877	2,305	15,182
1992	-	-	-	10,329	1,848	12,177
1993	-	-	-	6,862	1,227	8,089
合計	6,217	981	7,198	41,903	7,497	49,400

(5) 運転維持費

水力発電所の年間運転維持費は，要員の給与水準や保守の頻度，程度等によって多少の差はあるが，一般に，建設費の1～2%である。本報告書では，1.5 %と想定する。従って，

Kikuletwa No.1発電所： 7,198 × 0.015= 108.0 千US$／年

Kikuletwa No.2発電所： 49,400 × 0.015= 741.0 千US$／年

(6) 一般管理費

一般管理費は企業の財務方式によって配賦方法が異なるが，一般に，建設費の0.3 ～ 0.5%である。本報告書では 0.4%と想定する。従って，

Kikuletwa No.1発電所： 7,198 × 0.004= 28.8 千US$／年

Kikuletwa No.2発電所： 49,400 × 0.004= 197.6 千US$／年

(7) 耐用年数および計算期間

各水力発電所の耐用年数は50年と想定する。各発電所の収益および費用の計算期間は次のとおりとする。

販売電力収入： 運開後50年間

費　　用：

建　設　費　　建設期間（No.1発電所2年，No.2発電所4年）

運転維持費　　運開後 50 年間

一般管理費　　運開後 50 年間

13.2.2 損益計算とキャッシュフロー算出のための条件

(1) 資金調達条件

水力発電所の建設は，所要資金量が大きく，その反面，資本回転率が低い。従って，できるだけ低金利で返済期間の長い借款条件が望ましい。このような資金の調達源として，次のものが考えられるであろう。

- 協力国政府ベースのソフトローン
- 関連国際金融機関のプロジェクト・ローン

本報告書では，次の2通りの借款条件を想定し，それぞれに基づいて各発電所の損益計算とキャッシュフローの算出を行うものとする。

- 政府ベースによる借款

金　　利： 1.5%

返済期間： 30年（返済猶予期間10年を含む）

- 国際金融機関からの借款

金　　利： 7.64 %

返済期間： 15年（返済猶予期間5年を含む）

返済は元利均等払いとする。従って，毎年の返済額は次のとおりとなる。

- 政府ベースによる借款：

$$借入額 \times 0.015 \times (1 + 0.015)^{20} / ((1 + 0.015)^{20} - 1)$$

- 国際金融機関からの借款：

$$借入額 \times 0.0764 \times (1+0.0764)^{10} / \{(1+0.0764)^{10}-1\}$$

(2) 減価償却費

減価償却は残存価格を零とした定額法を用いる。従って，毎年の減価償却費は次のとおりとなる。

（建設費＋建中利子）／耐用年数（50年）

(3) 売電収入，運転維持費，一般管理費

売電収入，運転維持費，一般管理費は，それぞれ，13.2.1節に示したとおりである。

(4) 計算期間

損益計算およびキャッシュフローは，調達資金の返済が完了するまでの期間について行えば充分である。本報告書で適用した2通りの借款条件では，より長い返済期間は政府ベースの30年である。従って，損益計算およびキャッシュフローの算出は運開後30年間とする。

13.3 分析結果

13.3.1 等価割引率

分析の基となる基本数値をKikuletwa No.1水力発電計画についてはTable13.3.1，Kikuletwa No.2水力発電計画については Table 13.3.2に示す。また，財務的等価割引率の算出結果は，それぞれ Table 13.3.3 (A)～ 13.3.3 (C)，および Table 13.3.4 (A)～ 13.3.4 (C)に示すとおりである。これらの表によると，各発電計画の等価割引率は：

Kikuletwa No.1計画 ： 6.08%

Kikuletwa No.2計画 ： 5.93%

13.2.1(3)項に示したＴＡＮＥＳＣＯのKWh 当たり売電単価は原価主義料金制に基づくものであり，先進工業諸国のそれとほぼ同水準にある。一方，最近における国際金利水準は，概ね 5.5～ 6.5%前後に定着している。

従って，原価主義料金制度の下において6％前後の等価割引率を示す，Kikuletwa

No.1及びNo.2計画は，財務的に健全なものであると結論できよう。

13.3.2 損益計算およびキャッシュフロー

Kikuletwa No.1およびNo.2計画それぞれの損益計算とキャッシュフローは以下の表に示される。

政府ベース借款の場合；

Kikuletwa No.1計画： Table 13.3.5 (A)～ 13.3.8

Kikuletwa No.2計画： Table 13.3.9 (A)～ 13.3.12

国際金融機関からの借款の場合；

Kikuletwa No.1計画： Table 13.3.13 (A)～ 13.3.16

Kikuletwa No.2計画： Table 13.3.17 (A)～ 13.3.20

以上の表から得られる結論は次のとおりである。

(i) 政府ベース借款の場合：No.1およびNo.2両計画とも，運開初年度からキャッシュバランスは黒字となり，30年間の累積黒字はそれぞれ，6,958.4 千US$ および36,989.9千US$ に達する (Table 13.3.8および Table 13.3.12参照)。

(ii) 国際金融機関からの借款の場合：No.1計画およびNo.2計画とも，運開初年度から借入金返済が終了する年まで，キャッシュバランスは毎年赤字となり，30年間の累積黒字はNo.1計画は 2,501.1千US$，No.2計画は 3,947.9千US$ となる。(Table 13.3.16および Table 13.3.20参照)。

(iii) 従って，13.3.1項に示した等価割引率や，後述 13.3.3項に示す財務本来の収益率から見ると，本水力計画の経済性は充分に確認されるけれども，所要資金を商業ベースの国際金融機関から調達した場合には，企業の財政負担は可成り厳しくなる。従って，所要資金は長期低率の協力国政府ベースの金融機関から調達するのが適当と考えられる。

13.3.3 収益率

一般に，事業の収益性は稼動資産に対する純利益の比率を以て測定される。この率を財務本来の用語で収益率という。収益率が高いほど事業の健全度は高く評価される。

Kikuletwa No.1およびNo.2計画について，30年間の運転を通じて算出される収益

率は以下のとおりである。

(1) 政府ベース借款による場合。

(a) KikuletwaNo.1 計画

	金額（千US$）	
初期投資額	7,198.0	
建中利子	151.2	(Table 13.3.6)
合計	7,349.2	(初年度稼動資産)
減価償却費	147.0	(Table 13.3.7)
純利益	9,898.1	(Table 13.3.7)

30年間の稼動資産累計額：

15×（2×7,349.2 −29×147.0）= 156,531.0

収益率：

9,898.1／ 156,531.0= 6.32 %

(b) KikuletwaNo.2 計画

	金額（千US$）	
初期投資額	49,400.0	
建中利子	1,636.5	(Table 13.3.10)
合計	51,036.5	(初年度稼動資産)
減価償却費	1,020.7	(Table 13.3.11)
純利益	57,404.6	(Table 13.3.11)

30年間の稼動資産累計額：

15×（2×51,036.5−29×1,020.7）=1,087,090.5

収益率：

57,404.6／ 1,087,090.5=5.28%

(2) 国際金融機関からの借款の場合

(a) Kikuletwa No.1 計画

	金額（千US$）	
初期投資額	7,198.0	
建中利子	770.0	(Table 13.3.14)
合計	7,968.0	(初年度稼動資産)

減価償却費	159.4	(Table 13.3.15)
純　利　益	5,688.3	(Table 13.3.15)

30年間の稼動資産累計額：

15×（2×7,968.0－29×159.4）＝ 169,701.0

収益率：

5,688.3／ 169,701.0＝ 3.35 %

(b) Kikuletwa No.2 計画

	金額（千US$）	
初期投資額	49,400.0	
建中利子	8,335.0	(Table 13.3.18)
合　計	57,735.0	(初年度稼動資産)
減価償却費	1,154.7	(Table 13.3.19)
純　利　益	27,041.9	(Table 13.3.19)

30年間の稼動資産累計額：

15×（2×57,735.0－29×1,154.7）＝1,229,755.5

収益率：

27,041.9／ 1,229,755.5＝2.2 %

収益率の基準は事業の種類によって異なるが，電力事業の場合には2%以上が望ましいといわれている。従って，Kikuletwa No.1およびNo.2水力発電計画ともに，収益率の点からも望ましい計画と考えられる。

Table 13.3.1 BASIC DATA ON REVENUE & EXPENSE
- Kikuletwa No.1 Project -

REVENUE ACCOUNT

Energy sold (MWh)	
1st 5 years	8424
2nd 5 years	8529
3rd 5 years	8635
4th 5 years	8740
Last 30 years	8845
Sales revenue (US$ thousand):	
1st 5 years	669.7
2nd 5 years	678.1
3rd 5 years	686.5
4th 5 years	694.8
Last 30 years	703.2

EXPENSE ACCOUNT

Investment cost (US$ thousand)	
1st year	6480
2nd year	718
3rd year	0
4th year	0
O & M cost (US$ thousand):	108.0
Administration (US$ thousand):	28.8

Table 13.3.2 BASIC DATA ON REVENUE & EXPENSE
- Kikuletwa No.2 Project -

REVENUE ACCOUNT

Energy sold (MWh)	
Ist 5 years	53672
2nd 5 years	54343
3rd 5 years	55014
4th 5 years	55685
Last 30 years	56356
Sales revenue (US$ thousand):	
1st 5 years	4266.9
2nd 5 years	4320.3
3rd 5 years	4373.6
4th 5 years	4426.9
Last 30 years	4480.3

EXPENSE ACCOUNT

Investment cost (US$ thousand)	
Ist year	13952
2nd year	15182
3rd year	12177
4th year	8089
O & M cost (US$ thousand):	741.0
Administration (US$ thousand):	197.6

Table 13.3.3 (A) REVENUE & EXPENSE BALANCE
- Kikuletwa No.1 Project -

Discount rate: 6.09%

PRESENT WORTH REVENUE (US$ thousand)		PRESENT WORTH EXPENSE (US$ thousand)	
Energy sales revenue	8678.3	Investment cost	6948.3
		O & M cost	1366.5
		Administration cost	364.4
Balance	-1.0	Total expense	8679.3

Table 13.3.3 (B) REVENUE & EXPENSE BALANCE
- Kikuletwa No.1 Project -

Discount rate: 6.08%

PRESENT WORTH REVENUE (US$ thousand)		PRESENT WORTH EXPENSE (US$ thousand)	
Energy sales revenue	8693.4	Investment cost	6948.7
		O & M cost	1368.9
		Administration cost	365.0
Balance	10.7	Total expense	8682.6

Table 13.3.3 (C) REVENUE & EXPENSE BALANCE
- Kikuletwa No.1 Project -

Discount rate: 6.07%

PRESENT WORTH REVENUE (US$ thousand)		PRESENT WORTH EXPENSE (US$ thousand)	
Energy sales revenue	8708.5	Investment cost	6949.1
		O & M cost	1371.2
		Administration cost	365.7
Balance	22.5	Total expense	8686.0

Table 13.3.4 (A) REVENUE & EXPENSE BALANCE
- Kikuletwa No.2 Project -

Discount rate: 5.92%

PRESENT WORTH REVENUE (US$ thousand)		PRESENT WORTH EXPENSE (US$ thousand)	
Energy sales revenue	56957.1	Investment cost	44643.9
		O & M cost	9657.7
		Administration cost	2575.4
Balance	80.1	Total expense	56877.0

Table 13.3.4 (B) REVENUE & EXPENSE BALANCE
- Kikuletwa No.2 Project -

Discount rate: 5.93%

PRESENT WORTH REVENUE (US$ thousand)		PRESENT WORTH EXPENSE (US$ thousand)	
Energy sales revenue	56857.0	Investment cost	44636.7
		O & M cost	9640.9
		Administration cost	2570.9
Balance	8.6	Total expense	56848.5

Table 13.3.4 (C) REVENUE & EXPENSE BALANCE
- Kikuletwa No.2 Project -

Discount rate: 5.94%

PRESENT WORTH REVENUE (US$ thousand)		PRESENT WORTH EXPENSE (US$ thousand)	
Energy sales revenue	56757.3	Investment cost	44629.4
		O & M cost	9624.2
		Administration cost	2566.5
Balance	-62.7	Total expense	56820.0

Table 13.3.5 (A) REPAYMENT SCHEDULE (FOREIGN CURRENCY PORTION)
- Kikuletwa No.1 Project -

Loan Amount (US$ thousand) 6217

Year	Outstanding debt (Year-beginning)	Interest	Principal	Annuity	Outstanding debt (Year-end)
1991	6217.0	93.3			
1992	6217.0	93.3			
1993	6217.0	93.3			
1994	6217.0	93.3			
1995	6217.0	93.3			
1996	6217.0	93.3			
1997	6217.0	93.3			
1998	6217.0	93.3			
1999	6217.0	93.3			
2000	6217.0	93.3			
2001	6217.0	93.3	268.9	362.1	5948.1
2002	5948.1	89.2	272.9	362.1	5675.3
2003	5675.3	85.1	277.0	362.1	5398.3
2004	5398.3	81.0	281.1	362.1	5117.1
2005	5117.1	76.8	285.4	362.1	4831.8
2006	4831.8	72.5	289.6	362.1	4542.1
2007	4542.1	68.1	294.0	362.1	4248.1
2008	4248.1	63.7	298.4	362.1	3949.8
2009	3949.8	59.2	302.9	362.1	3646.9
2010	3646.9	54.7	307.4	362.1	3339.5
2011	3339.5	50.1	312.0	362.1	3027.5
2012	3027.5	45.4	316.7	362.1	2710.8
2013	2710.8	40.7	321.5	362.1	2389.3
2014	2389.3	35.8	326.3	362.1	2063.0
2015	2063.0	30.9	331.2	362.1	1731.9
2016	1731.9	26.0	336.1	362.1	1395.7
2017	1395.7	20.9	341.2	362.1	1054.5
2018	1054.5	15.8	346.3	362.1	708.2
2019	708.2	10.6	351.5	362.1	356.7
2020	356.7	5.4	356.8	362.1	-0.0
Total		1957.8	6217.0	7242.3	

Table 13.3.5 (B) REPAYMENT SCHEDULE (LOCAL CURRENCY PORTION)
- Kikuletwa No.1 Project -

Loan Amount (US$ thousand) 981

Year	Outstanding debt (Year-beginning)	Interest	Principal	Annuity	Outstanding debt (Year-end)
1991	981.0	14.7			
1992	981.0	14.7			
1993	981.0	14.7			
1994	981.0	14.7			
1995	981.0	14.7			
1996	981.0	14.7			
1997	981.0	14.7			
1998	981.0	14.7			
1999	981.0	14.7			
2000	981.0	14.7			
2001	981.0	14.7	42.4	57.1	938.6
2002	938.6	14.1	43.1	57.1	895.5
2003	895.5	13.4	43.7	57.1	851.8
2004	851.8	12.8	44.4	57.1	807.4
2005	807.4	12.1	45.0	57.1	762.4
2006	762.4	11.4	45.7	57.1	716.7
2007	716.7	10.8	46.4	57.1	670.3
2008	670.3	10.1	47.1	57.1	623.2
2009	623.2	9.3	47.8	57.1	575.5
2010	575.5	8.6	48.5	57.1	526.9
2011	526.9	7.9	49.2	57.1	477.7
2012	477.7	7.2	50.0	57.1	427.7
2013	427.7	6.4	50.7	57.1	377.0
2014	377.0	5.7	51.5	57.1	325.5
2015	325.5	4.9	52.3	57.1	273.3
2016	273.3	4.1	53.0	57.1	220.2
2017	220.2	3.3	53.8	57.1	166.4
2018	166.4	2.5	54.6	57.1	111.8
2019	111.8	1.7	55.5	57.1	56.3
2020	56.3	0.8	56.3	57.1	-0.0
Total		308.9	981.0	1142.8	

Table 13.3.6 ANNUAL DISBURSEMENT AND IDC
- Kikuletwa No.1 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	Foreign loan	IDC	Local loan	IDC	Total fund	IDC
1989	5597.0	42.0	883.0	6.6	6480.0	48.6
1990	620.0	88.6	98.0	14.0	718.0	102.6
Total	6217.0	130.6	981.0	20.6	7198.0	151.2

Note: IDC --- Interest during construction

Table 13.3.7

PROFIT AND LOSS STATEMENT
- Kikuletwa No.1 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	OPERATING REVENUE	OPERATING EXPENSES O & M	Admin.	Deprec.	Total	OPERATING INCOME	INTEREST F.C.	L.C.	NET INCOME
1991	669.7	108.0	28.8	147.0	283.7	386.0	93.3	14.7	278.0
1992	669.7	108.0	28.8	147.0	283.7	386.0	93.3	14.7	278.0
1993	669.7	108.0	28.8	147.0	283.7	386.0	93.3	14.7	278.0
1994	669.7	108.0	28.8	147.0	283.7	386.0	93.3	14.7	278.0
1995	669.7	108.0	28.8	147.0	283.7	386.0	93.3	14.7	278.0
1996	678.1	108.0	28.8	147.0	283.7	394.3	93.3	14.7	286.4
1997	678.1	108.0	28.8	147.0	283.7	394.3	93.3	14.7	286.4
1998	678.1	108.0	28.8	147.0	283.7	394.3	93.3	14.7	286.4
1999	678.1	108.0	28.8	147.0	283.7	394.3	93.3	14.7	286.4
2000	678.1	108.0	28.8	147.0	283.7	394.3	93.3	14.7	286.4
2001	686.5	108.0	28.8	147.0	283.7	402.7	93.3	14.7	294.7
2002	686.5	108.0	28.8	147.0	283.7	402.7	89.2	14.1	299.4
2003	686.5	108.0	28.8	147.0	283.7	402.7	85.1	13.4	304.1
2004	686.5	108.0	28.8	147.0	283.7	402.7	81.0	12.8	309.0
2005	686.5	108.0	28.8	147.0	283.7	402.7	76.8	12.1	313.8
2006	694.8	108.0	28.8	147.0	283.7	411.1	72.5	11.4	327.2
2007	694.8	108.0	28.8	147.0	283.7	411.1	68.1	10.8	332.2
2008	694.8	108.0	28.8	147.0	283.7	411.1	63.7	10.1	337.3
2009	694.8	108.0	28.8	147.0	283.7	411.1	59.2	9.3	342.5
2010	694.8	108.0	28.8	147.0	283.7	411.1	54.7	8.6	347.7
2011	703.2	108.0	28.8	147.0	283.7	419.4	50.1	7.9	361.5
2012	703.2	108.0	28.8	147.0	283.7	419.4	45.4	7.2	366.9
2013	703.2	108.0	28.8	147.0	283.7	419.4	40.7	6.4	372.4
2014	703.2	108.0	28.8	147.0	283.7	419.4	35.8	5.7	378.0
2015	703.2	108.0	28.8	147.0	283.7	419.4	30.9	4.9	383.6
2016	703.2	108.0	28.8	147.0	283.7	419.4	26.0	4.1	389.4
2017	703.2	108.0	28.8	147.0	283.7	419.4	20.9	3.3	395.2
2018	703.2	108.0	28.8	147.0	283.7	419.4	15.8	2.5	401.1
2019	703.2	108.0	28.8	147.0	283.7	419.4	10.6	1.7	407.1
2020	703.2	108.0	28.8	147.0	283.7	419.4	5.4	0.8	413.3
Total	20677.2	3239.1	863.8	4409.5	8512.4	12164.9	1957.8	308.9	9898.1

Note-1: O & M --- Operation and maintenance cost
Note-2: Admin.--- Administration cost
Note-3: Deprec.-- Depreciation
Note-4: F.C. --- Foreign currency portion
Note-5: L.C. --- Local currency portion

Table 13.3.8 C A S H F L O W
- Kikuletwa No,1 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	CASH INFLOW Net income	Deprec.	Total	CASH OUTFLOW IDC	Pri(FC)	Pri(LC)	Total	BALANCE
1989				48.6			48.6	-48.6
1990				102.6			102.6	-102.6
1991	278.0	147.0	425.0					425.0
1992	278.0	147.0	425.0					425.0
1993	278.0	147.0	425.0					425.0
1994	278.0	147.0	425.0					425.0
1995	278.0	147.0	425.0					425.0
1996	286.4	147.0	433.3					433.3
1997	286.4	147.0	433.3					433.3
1998	286.4	147.0	433.3					433.3
1999	286.4	147.0	433.3					433.3
2000	286.4	147.0	433.3					433.3
2001	294.7	147.0	441.7		268.9	42.4	311.3	130.4
2002	299.4	147.0	446.4		272.9	43.1	316.0	130.4
2003	304.1	147.0	451.1		277.0	43.7	320.7	130.4
2004	309.0	147.0	455.9		281.1	44.4	325.5	130.4
2005	313.8	147.0	460.8		285.4	45.0	330.4	130.4
2006	327.2	147.0	474.1		289.6	45.7	335.3	138.8
2007	332.2	147.0	479.2		294.0	46.4	340.4	138.8
2008	337.3	147.0	484.3		298.4	47.1	345.5	138.8
2009	342.5	147.0	489.5		302.9	47.8	350.7	138.8
2010	347.7	147.0	494.7		307.4	48.5	355.9	138.8
2011	361.5	147.0	508.4		312.0	49.2	361.3	147.2
2012	366.9	147.0	513.9		316.7	50.0	366.7	147.2
2013	372.4	147.0	519.4		321.5	50.7	372.2	147.2
2014	378.0	147.0	524.9		326.3	51.5	377.8	147.2
2015	383.6	147.0	530.6		331.2	52.3	383.4	147.2
2016	389.4	147.0	536.4		336.1	53.0	389.2	147.2
2017	395.2	147.0	542.2		341.2	53.8	395.0	147.2
2018	401.1	147.0	548.1		346.3	54.6	400.9	147.2
2019	407.1	147.0	554.1		351.5	55.5	407.0	147.2
2020	413.3	147.0	560.2		356.8	56.3	413.1	147.2
Total	9898.1	4409.5	14307.6	151.2	6217.0	981.0	7349.2	6958.4

Note-1: Pri(FC) -- Repayment of principal (Foreign currency portion)
Note-2: Pri(LC) -- Repayment of principal (Local currency portion)
Note-3: Deprec. -- Depreciation cost
Note-4: IDC ---- Interest during construction

Table 13.3.9 (A) REPAYMENT SCHEDULE (FOREIGN CURRENCY PORTION)
- Kikuletwa No.2 Project -

Loan Amount (US$ thousand) 41903

Year	Outstanding debt (Year-beginning)	Interest	Principal	Annuity	Outstanding debt (Year-end)
1994	41903.0	628.5			
1995	41903.0	628.5			
1996	41903.0	628.5			
1997	41903.0	628.5			
1998	41903.0	628.5			
1999	41903.0	628.5			
2000	41903.0	628.5			
2001	41903.0	628.5			
2002	41903.0	628.5			
2003	41903.0	628.5			
2004	41903.0	628.5	1812.1	2440.7	40090.9
2005	40090.9	601.4	1839.3	2440.7	38251.6
2006	38251.6	573.8	1866.9	2440.7	36384.7
2007	36384.7	545.8	1894.9	2440.7	34489.8
2008	34489.8	517.3	1923.3	2440.7	32566.5
2009	32566.5	488.5	1952.2	2440.7	30614.3
2010	30614.3	459.2	1981.5	2440.7	28632.8
2011	28632.8	429.5	2011.2	2440.7	26621.6
2012	26621.6	399.3	2041.4	2440.7	24580.2
2013	24580.2	368.7	2072.0	2440.7	22508.2
2014	22508.2	337.6	2103.1	2440.7	20405.1
2015	20405.1	306.1	2134.6	2440.7	18270.5
2016	18270.5	274.1	2166.6	2440.7	16103.9
2017	16103.9	241.6	2199.1	2440.7	13904.8
2018	13904.8	208.6	2232.1	2440.7	11672.7
2019	11672.7	175.1	2265.6	2440.7	9407.1
2020	9407.1	141.1	2299.6	2440.7	7107.5
2021	7107.5	106.6	2334.1	2440.7	4773.5
2022	4773.5	71.6	2369.1	2440.7	2404.4
2023	2404.4	36.1	2404.6	2440.7	-0.2
Total		13195.8	41903.1	48813.5	

Table 13.3.9 (B) REPAYMENT SCHEDULE (LOCAL CURRENCY PORTION)
- Kikuletwa No.2 Project -

Loan Amount (US$ thousand) 7497

Year	Outstanding debt (Year-beginning)	Interest	Principal	Annuity	Outstanding debt (Year-end)
1994	7497.0	112.5			
1995	7497.0	112.5			
1996	7497.0	112.5			
1997	7497.0	112.5			
1998	7497.0	112.5			
1999	7497.0	112.5			
2000	7497.0	112.5			
2001	7497.0	112.5			
2002	7497.0	112.5			
2003	7497.0	112.5			
2004	7497.0	112.5	324.2	436.7	7172.8
2005	7172.8	107.6	329.1	436.7	6843.7
2006	6843.7	102.7	334.0	436.7	6509.7
2007	6509.7	97.6	339.0	436.7	6170.7
2008	6170.7	92.6	344.1	436.7	5826.6
2009	5826.6	87.4	349.3	436.7	5477.3
2010	5477.3	82.2	354.5	436.7	5122.8
2011	5122.8	76.8	359.8	436.7	4763.0
2012	4763.0	71.4	365.2	436.7	4397.7
2013	4397.7	66.0	370.7	436.7	4027.0
2014	4027.0	60.4	376.3	436.7	3650.8
2015	3650.8	54.8	381.9	436.7	3268.9
2016	3268.9	49.0	387.6	436.7	2881.2
2017	2881.2	43.2	393.5	436.7	2487.8
2018	2487.8	37.3	399.4	436.7	2088.4
2019	2088.4	31.3	405.3	436.7	1683.1
2020	1683.1	25.2	411.4	436.7	1271.7
2021	1271.7	19.1	417.6	436.7	854.1
2022	854.1	12.8	423.9	436.7	430.2
2023	430.2	6.5	430.2	436.7	-0.0
Total		2360.9	7497.0	8733.4	

Table 13.3.10 ANNUAL DISBURSEMENT AND IDC
- Kikuletwa No.2 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	Foreign loan	IDC	Local loan	IDC	Total fund	IDC
1990	11835.0	88.8	2117.0	15.9	13952.0	104.6
1991	12877.0	274.1	2305.0	49.0	15182.0	323.1
1992	10329.0	448.1	1848.0	80.2	12177.0	528.3
1993	6862.0	577.1	1227.0	103.3	8089.0	680.3
Total	41903.0	1388.1	7497.0	248.4	49400.0	1636.5

Note: IDC --- Interest during construction

Table 13.3.11 PROFIT AND LOSS STATEMENT
- Kikuletwa No.2 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	OPERATING REVENUE	OPERATING EXPENSES O & M	Admin.	Deprec.	Total	OPERATING INCOME	INTEREST F.C.	L.C.	NET INCOME
1994	4266.9	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2307.6	628.5	112.5	1566.6
1995	4266.9	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2307.6	628.5	112.5	1566.6
1996	4266.9	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2307.6	628.5	112.5	1566.6
1997	4266.9	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2307.6	628.5	112.5	1566.6
1998	4266.9	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2307.6	628.5	112.5	1566.6
1999	4320.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2360.9	628.5	112.5	1619.9
2000	4320.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2360.9	628.5	112.5	1619.9
2001	4320.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2360.9	628.5	112.5	1619.9
2002	4320.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2360.9	628.5	112.5	1619.9
2003	4320.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2360.9	628.5	112.5	1619.9
2004	4373.6	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2414.3	628.5	112.5	1673.3
2005	4373.6	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2414.3	601.4	107.6	1705.3
2006	4373.6	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2414.3	573.8	102.7	1737.8
2007	4373.6	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2414.3	545.8	97.6	1770.9
2008	4373.6	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2414.3	517.3	92.6	1804.4
2009	4426.9	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2467.6	488.5	87.4	1891.7
2010	4426.9	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2467.6	459.2	82.2	1926.2
2011	4426.9	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2467.6	429.5	76.8	1961.3
2012	4426.9	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2467.6	399.3	71.4	1996.8
2013	4426.9	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2467.6	368.7	66.0	2032.9
2014	4480.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2520.9	337.6	60.4	2122.9
2015	4480.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2520.9	306.1	54.8	2160.1
2016	4480.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2520.9	274.1	49.0	2197.9
2017	4480.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2520.9	241.6	43.2	2236.2
2018	4480.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2520.9	208.6	37.3	2275.1
2019	4480.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2520.9	175.1	31.3	2314.5
2020	4480.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2520.9	141.1	25.2	2354.6
2021	4480.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2520.9	106.6	19.1	2395.3
2022	4480.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2520.9	71.6	12.8	2436.5
2023	4480.3	741.0	197.6	1020.7	1959.3	2520.9	36.1	6.5	2478.4
Total	131741.0	22230.0	5928.0	30621.9	58779.9	72961.4	13195.8	2360.9	57404.6

Note-1: O & M --- Operation and maintenance cost
Note-2: Admin.--- Administration cost
Note-3: Deprec.-- Depreciation
Note-4: F.C. --- Foreign currency portion
Note-5: L.C. --- Local currency portion

Table 13.3.12 C A S H F L O W
- Kikuletwa No,2 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	CASH INFLOW Net income	Deprec.	Total	CASH OUTFLOW IDC	Pri(FC)	Pri(LC)	Total	BALANCE
1990				104.6			104.6	-104.6
1991				323.1			323.1	-323.1
1992				528.3			528.3	-528.3
1993				680.3			680.3	-680.3
1994	1566.6	1020.7	2587.3					2587.3
1995	1566.6	1020.7	2587.3					2587.3
1996	1566.6	1020.7	2587.3					2587.3
1997	1566.6	1020.7	2587.3					2587.3
1998	1566.6	1020.7	2587.3					2587.3
1999	1619.9	1020.7	2640.7					2640.7
2000	1619.9	1020.7	2640.7					2640.7
2001	1619.9	1020.7	2640.7					2640.7
2002	1619.9	1020.7	2640.7					2640.7
2003	1619.9	1020.7	2640.7					2640.7
2004	1673.3	1020.7	2694.0		1812.1	324.2	2136.4	557.7
2005	1705.3	1020.7	2726.0		1839.3	329.1	2168.4	557.7
2006	1737.8	1020.7	2758.6		1866.9	334.0	2200.9	557.7
2007	1770.9	1020.7	2791.6		1894.9	339.0	2233.9	557.7
2008	1804.4	1020.7	2825.1		1923.3	344.1	2267.4	557.7
2009	1891.7	1020.7	2912.4		1952.2	349.3	2301.5	611.0
2010	1926.2	1020.7	2947.0		1981.5	354.5	2336.0	611.0
2011	1961.3	1020.7	2982.0		2011.2	359.8	2371.0	611.0
2012	1996.8	1020.7	3017.6		2041.4	365.2	2406.6	611.0
2013	2032.9	1020.7	3053.7		2072.0	370.7	2442.7	611.0
2014	2122.9	1020.7	3143.6		2103.1	376.3	2479.3	664.3
2015	2160.1	1020.7	3180.8		2134.6	381.9	2516.5	664.3
2016	2197.9	1020.7	3218.6		2166.6	387.6	2554.3	664.3
2017	2236.2	1020.7	3256.9		2199.1	393.5	2592.6	664.3
2018	2275.1	1020.7	3295.8		2232.1	399.4	2631.5	664.3
2019	2314.5	1020.7	3335.3		2265.6	405.3	2670.9	664.3
2020	2354.6	1020.7	3375.3		2299.6	411.4	2711.0	664.3
2021	2395.3	1020.7	3416.0		2334.1	417.6	2751.7	664.3
2022	2436.5	1020.7	3457.3		2369.1	423.9	2792.9	664.3
2023	2478.4	1020.7	3499.2		2404.6	430.2	2834.8	664.3
Total	57404.6	30621.9	88026.5	1636.5	41903.1	7497.0	51036.6	36989.9

Note-1: Pri(FC) -- Repayment of principal (Foreign currency portion)
Note-2: Pri(LC) -- Repayment of principal (Local currency portion)
Note-3: Deprec. -- Depreciation cost
Note-4: IDC ---- Interest during construction

Table 13.3.13 (A) REPAYMENT SCHEDULE (FOREIGN CURRENCY PORTION)
- Kikuletwa No.1 Project -

Loan Amount (US$ thousand) 6217

Year	Outstanding debt (Year-beginning)	Interest	Principal	Annuity	Outstanding debt (Year-end)
1991	6217.0	475.0			
1992	6217.0	475.0			
1993	6217.0	475.0			
1994	6217.0	475.0			
1995	6217.0	475.0			
1996	6217.0	475.0	436.5	911.5	5780.5
1997	5780.5	441.6	469.9	911.5	5310.6
1998	5310.6	405.7	505.8	911.5	4804.8
1999	4804.8	367.1	544.4	911.5	4260.3
2000	4260.3	325.5	586.0	911.5	3674.3
2001	3674.3	280.7	630.8	911.5	3043.5
2002	3043.5	232.5	679.0	911.5	2364.4
2003	2364.4	180.6	730.9	911.5	1633.6
2004	1633.6	124.8	786.7	911.5	846.8
2005	846.8	64.7	846.8	911.5	-0.0
Total		5273.2	6217.0	9115.3	

Table 13.3.13 (B) REPAYMENT SCHEDULE (LOCAL CURRENCY PORTION)
- Kikuletwa No.1 Project -

Loan Amount (US$ thousand) 981

Year	Outstanding debt (Year-beginning)	Interest	Principal	Annuity	Outstanding debt (Year-end)
1991	981.0	74.9			
1992	981.0	74.9			
1993	981.0	74.9			
1994	981.0	74.9			
1995	981.0	74.9			
1996	981.0	74.9	68.9	143.8	912.1
1997	912.1	69.7	74.1	143.8	838.0
1998	838.0	64.0	79.8	143.8	758.2
1999	758.2	57.9	85.9	143.8	672.2
2000	672.2	51.4	92.5	143.8	579.8
2001	579.8	44.3	99.5	143.8	480.2
2002	480.2	36.7	107.1	143.8	373.1
2003	373.1	28.5	115.3	143.8	257.8
2004	257.8	19.7	124.1	143.8	133.6
2005	133.6	10.2	133.6	143.8	-0.0
Total		832.1	981.0	1438.3	

Table 13.3.14 ANNUAL DISBURSEMENT AND IDC
- Kikuletwa No.1 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	Foreign loan	IDC	Local loan	IDC	Total fund	IDC
1989	5597.0	213.8	883.0	33.7	6480.0	247.5
1990	620.0	451.3	98.0	71.2	718.0	522.5
Total	6217.0	665.1	981.0	104.9	7198.0	770.0

Note: IDC --- Interest during construction

Table 13.3.15 PROFIT AND LOSS STATEMENT
- Kikuletwa No.1 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	OPERATING REVENUE	OPERATING EXPENSES O & M	Admin.	Deprec.	Total	OPERATING INCOME	INTEREST F.C.	L.C.	NET INCOME
1991	669.7	108.0	28.8	159.4	296.1	373.6	475.0	74.9	-176.3
1992	669.7	108.0	28.8	159.4	296.1	373.6	475.0	74.9	-176.3
1993	669.7	108.0	28.8	159.4	296.1	373.6	475.0	74.9	-176.3
1994	669.7	108.0	28.8	159.4	296.1	373.6	475.0	74.9	-176.3
1995	669.7	108.0	28.8	159.4	296.1	373.6	475.0	74.9	-176.3
1996	678.1	108.0	28.8	159.4	296.1	382.0	475.0	74.9	-168.0
1997	678.1	108.0	28.8	159.4	296.1	382.0	441.6	69.7	-129.4
1998	678.1	108.0	28.8	159.4	296.1	382.0	405.7	64.0	-87.8
1999	678.1	108.0	28.8	159.4	296.1	382.0	367.1	57.9	-43.0
2000	678.1	108.0	28.8	159.4	296.1	382.0	325.5	51.4	5.1
2001	686.5	108.0	28.8	159.4	296.1	390.3	280.7	44.3	65.3
2002	686.5	108.0	28.8	159.4	296.1	390.3	232.5	36.7	121.1
2003	686.5	108.0	28.8	159.4	296.1	390.3	180.6	28.5	181.2
2004	686.5	108.0	28.8	159.4	296.1	390.3	124.8	19.7	245.8
2005	686.5	108.0	28.8	159.4	296.1	390.3	64.7	10.2	315.4
2006	694.8	108.0	28.8	159.4	296.1	398.7			398.7
2007	694.8	108.0	28.8	159.4	296.1	398.7			398.7
2008	694.8	108.0	28.8	159.4	296.1	398.7			398.7
2009	694.8	108.0	28.8	159.4	296.1	398.7			398.7
2010	694.8	108.0	28.8	159.4	296.1	398.7			398.7
2011	703.2	108.0	28.8	159.4	296.1	407.1			407.1
2012	703.2	108.0	28.8	159.4	296.1	407.1			407.1
2013	703.2	108.0	28.8	159.4	296.1	407.1			407.1
2014	703.2	108.0	28.8	159.4	296.1	407.1			407.1
2015	703.2	108.0	28.8	159.4	296.1	407.1			407.1
2016	703.2	108.0	28.8	159.4	296.1	407.1			407.1
2017	703.2	108.0	28.8	159.4	296.1	407.1			407.1
2018	703.2	108.0	28.8	159.4	296.1	407.1			407.1
2019	703.2	108.0	28.8	159.4	296.1	407.1			407.1
2020	703.2	108.0	28.8	159.4	296.1	407.1			407.1
Total	20677.2	3239.1	863.8	4780.8	8883.7	11793.6	5273.2	832.1	5688.3

Note-1: O & M --- Operation and maintenance cost
Note-2: Admin.--- Administration cost
Note-3: Deprec.-- Depreciation
Note-4: F.C. --- Foreign currency portion
Note-5: L.C. --- Local currency portion

Table 13.3.16 C A S H F L O W
- Kikuletwa No,1 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	CASH INFLOW Net income	Deprec.	Total	CASH OUTFLOW IDC	Pri(FC)	Pri(LC)	Total	BALANCE
1989				247.5			247.5	-247.5
1990				522.5			522.5	-522.5
1991	-176.3	159.4	-17.0					-17.0
1992	-176.3	159.4	-17.0					-17.0
1993	-176.3	159.4	-17.0					-17.0
1994	-176.3	159.4	-17.0					-17.0
1995	-176.3	159.4	-17.0					-17.0
1996	-168.0	159.4	-8.6		436.5	68.9	505.4	-514.0
1997	-129.4	159.4	30.0		469.9	74.1	544.0	-514.0
1998	-87.8	159.4	71.6		505.8	79.8	585.6	-514.0
1999	-43.0	159.4	116.3		544.4	85.9	630.4	-514.0
2000	5.1	159.4	164.5		586.0	92.5	678.5	-514.0
2001	65.3	159.4	224.7		630.8	99.5	730.4	-505.7
2002	121.1	159.4	280.5		679.0	107.1	786.2	-505.7
2003	181.2	159.4	340.5		730.9	115.3	846.2	-505.7
2004	245.8	159.4	405.2		786.7	124.1	910.9	-505.7
2005	315.4	159.4	474.8		846.8	133.6	980.5	-505.7
2006	398.7	159.4	558.1					558.1
2007	398.7	159.4	558.1					558.1
2008	398.7	159.4	558.1					558.1
2009	398.7	159.4	558.1					558.1
2010	398.7	159.4	558.1					558.1
2011	407.1	159.4	566.4					566.4
2012	407.1	159.4	566.4					566.4
2013	407.1	159.4	566.4					566.4
2014	407.1	159.4	566.4					566.4
2015	407.1	159.4	566.4					566.4
2016	407.1	159.4	566.4					566.4
2017	407.1	159.4	566.4					566.4
2018	407.1	159.4	566.4					566.4
2019	407.1	159.4	566.4					566.4
2020	407.1	159.4	566.4					566.4
Total	5688.3	4780.8	10469.1	770.0	6217.0	981.0	7968.0	2501.1

Note-1: Pri(FC) -- Repayment of principal (Foreign currency portion)
Note-2: Pri(LC) -- Repayment of principal (Local currency portion)
Note-3: Deprec. -- Depreciation cost
Note-4: IDC ---- Interest during construction

Table 13.3.17 (A) REPAYMENT SCHEDULE (FOREIGN CURRENCY PORTION)
- Kikuletwa No.2 Project -

Loan Amount (US$ thousand) 41903

Year	Outstanding debt (Year-beginning)	Interest	Principal	Annuity	Outstanding debt (Year-end)
1994	41903.0	3201.4			
1995	41903.0	3201.4			
1996	41903.0	3201.4			
1997	41903.0	3201.4			
1998	41903.0	3201.4			
1999	41903.0	3201.4	2942.4	6143.8	38960.6
2000	38960.6	2976.6	3167.2	6143.8	35793.4
2001	35793.4	2734.6	3409.2	6143.8	32384.3
2002	32384.3	2474.2	3669.6	6143.8	28714.7
2003	28714.7	2193.8	3950.0	6143.8	24764.7
2004	24764.7	1892.0	4251.7	6143.8	20513.0
2005	20513.0	1567.2	4576.6	6143.8	15936.4
2006	15936.4	1217.5	4926.2	6143.8	11010.2
2007	11010.2	841.2	5302.6	6143.8	5707.6
2008	5707.6	436.1	5707.7	6143.8	-0.1
Total		35541.5	41903.1	61437.6	

Table 13.3.17 (B) REPAYMENT SCHEDULE (LOCAL CURRENCY PORTION)
- Kikuletwa No.2 Project -

Loan Amount (US$ thousand) 7497

Year	Outstanding debt (Year-beginning)	Interest	Principal	Annuity	Outstanding debt (Year-end)
1994	7497.0	572.8			
1995	7497.0	572.8			
1996	7497.0	572.8			
1997	7497.0	572.8			
1998	7497.0	572.8			
1999	7497.0	572.8	526.4	1099.2	6970.6
2000	6970.6	532.6	566.6	1099.2	6403.9
2001	6403.9	489.3	609.9	1099.2	5794.0
2002	5794.0	442.7	656.5	1099.2	5137.4
2003	5137.4	392.5	706.7	1099.2	4430.7
2004	4430.7	338.5	760.7	1099.2	3670.1
2005	3670.1	280.4	818.8	1099.2	2851.2
2006	2851.2	217.8	881.4	1099.2	1969.9
2007	1969.9	150.5	948.7	1099.2	1021.2
2008	1021.2	78.0	1021.2	1099.2	-0.0
Total		6358.9	7497.0	10992.0	

Table 13.3.18 ANNUAL DISBURSEMENT AND IDC
- Kikuletwa No.2 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	Foreign loan	IDC	Local loan	IDC	Total fund	IDC
1990	11835.0	452.1	2117.0	80.9	13952.0	533.0
1991	12877.0	1396.1	2305.0	249.8	15182.0	1645.9
1992	10329.0	2282.6	1848.0	408.4	12177.0	2691.0
1993	6862.0	2939.3	1227.0	525.9	8089.0	3465.2
Total	41903.0	7070.0	7497.0	1265.0	49400.0	8335.0

Note: IDC --- Interest during construction

Table 13.3.19

PROFIT AND LOSS STATEMENT
- Kikuletwa No.2 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	OPERATING REVENUE	OPERATING EXPENSES O & M	Admin.	Deprec.	Total	OPERATING INCOME	INTEREST F.C.	L.C.	NET INCOME
1994	4266.9	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2173.6	3201.4	572.8	-1600.5
1995	4266.9	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2173.6	3201.4	572.8	-1600.5
1996	4266.9	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2173.6	3201.4	572.8	-1600.5
1997	4266.9	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2173.6	3201.4	572.8	-1600.5
1998	4266.9	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2173.6	3201.4	572.8	-1600.5
1999	4320.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2227.0	3201.4	572.8	-1547.2
2000	4320.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2227.0	2976.6	532.6	-1282.2
2001	4320.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2227.0	2734.6	489.3	-996.9
2002	4320.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2227.0	2474.2	442.7	-689.9
2003	4320.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2227.0	2193.8	392.5	-359.3
2004	4373.6	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2280.3	1892.0	338.5	49.8
2005	4373.6	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2280.3	1567.2	280.4	432.7
2006	4373.6	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2280.3	1217.5	217.8	844.9
2007	4373.6	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2280.3	841.2	150.5	1288.6
2008	4373.6	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2280.3	436.1	78.0	1766.2
2009	4426.9	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2333.6			2333.6
2010	4426.9	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2333.6			2333.6
2011	4426.9	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2333.6			2333.6
2012	4426.9	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2333.6			2333.6
2013	4426.9	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2333.6			2333.6
2014	4480.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2387.0			2387.0
2015	4480.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2387.0			2387.0
2016	4480.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2387.0			2387.0
2017	4480.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2387.0			2387.0
2018	4480.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2387.0			2387.0
2019	4480.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2387.0			2387.0
2020	4480.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2387.0			2387.0
2021	4480.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2387.0			2387.0
2022	4480.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2387.0			2387.0
2023	4480.3	741.0	197.6	1154.7	2093.3	2387.0			2387.0
Total	131741.0	22230.0	5928.0	34641.0	62799.0	68942.3	35541.5	6358.9	27041.9

Note-1: O & M --- Operation and maintenance cost
Note-2: Admin.--- Administration cost
Note-3: Deprec.-- Depreciation
Note-4: F.C. --- Foreign currency portion
Note-5: L.C. --- Local currency portion

Table 13.3.20

C A S H F L O W
- Kikuletwa No,2 Project -

(Unit: US$ thousand)

Year	CASH INFLOW Net income	Deprec.	Total	CASH OUTFLOW IDC	Pri(FC)	Pri(LC)	Total	BALANCE
1990				533.0			533.0	-533.0
1991				1645.9			1645.9	-1645.9
1992				2691.0			2691.0	-2691.0
1993				3465.2			3465.2	-3465.2
1994	-1600.5	1154.7	-445.8					-445.8
1995	-1600.5	1154.7	-445.8					-445.8
1996	-1600.5	1154.7	-445.8					-445.8
1997	-1600.5	1154.7	-445.8					-445.8
1998	-1600.5	1154.7	-445.8					-445.8
1999	-1547.2	1154.7	-392.5		2942.4	526.4	3468.8	-3861.3
2000	-1282.2	1154.7	-127.5		3167.2	566.6	3733.8	-3861.3
2001	-996.9	1154.7	157.8		3409.2	609.9	4019.1	-3861.3
2002	-689.9	1154.7	464.8		3669.6	656.5	4326.1	-3861.3
2003	-359.3	1154.7	795.4		3950.0	706.7	4656.7	-3861.3
2004	49.8	1154.7	1204.5		4251.7	760.7	5012.4	-3808.0
2005	432.7	1154.7	1587.4		4576.6	818.8	5395.4	-3808.0
2006	844.9	1154.7	1999.6		4926.2	881.4	5807.6	-3808.0
2007	1288.6	1154.7	2443.3		5302.6	948.7	6251.3	-3808.0
2008	1766.2	1154.7	2920.9		5707.7	1021.2	6728.9	-3808.0
2009	2333.6	1154.7	3488.3					3488.3
2010	2333.6	1154.7	3488.3					3488.3
2011	2333.6	1154.7	3488.3					3488.3
2012	2333.6	1154.7	3488.3					3488.3
2013	2333.6	1154.7	3488.3					3488.3
2014	2387.0	1154.7	3541.7					3541.7
2015	2387.0	1154.7	3541.7					3541.7
2016	2387.0	1154.7	3541.7					3541.7
2017	2387.0	1154.7	3541.7					3541.7
2018	2387.0	1154.7	3541.7					3541.7
2019	2387.0	1154.7	3541.7					3541.7
2020	2387.0	1154.7	3541.7					3541.7
2021	2387.0	1154.7	3541.7					3541.7
2022	2387.0	1154.7	3541.7					3541.7
2023	2387.0	1154.7	3541.7					3541.7
Total	27041.9	34641.0	61682.9	8335.0	41903.1	7497.0	57735.1	3947.9

Note-1: Pri(FC) -- Repayment of principal (Foreign currency portion)
Note-2: Pri(LC) -- Repayment of principal (Local currency portion)
Note-3: Deprec. -- Depreciation cost
Note-4: IDC ---- Interest during construction