

第 13 章

財務分析

第13章 財務分析

13.1 財務分析の目的

前章の経済分析ではプロジェクトの妥当性を国家経済の観点から評価した。電力は基本インフラであり、国民生活に欠くべからざるものではあるが、投資コストを回収するに足る収益が期待されないプロジェクトの実施は中長期的に当該国にとり種々の問題を引き起こすことになる。従い本章では、本計画を独立した事業と考え、本計画の実施が TANESCO の財務状況あるいは収支に与える影響を定量的に評価した。

13.2 財務分析の方法

13.2.1 基本方針

本プロジェクトは既設の配電設備の改修・拡張を目的とするものである。この種のプロジェクトの場合、販売される電力は既設の設備に因るものと新規投資に因るものが混在し、また、既設設備の費用を本計画に關与する部分と關与しない部分に分けることは非常に難しい。従い、本調査では本プロジェクトの実施に伴い新たに供給される電力を販売収入とし、本プロジェクトの実施に伴い新たに必要となる投資コスト及び運転管理費を費用と見なし、財務分析を行うものとした。

13.2.2 評価方法

本調査では、以下の財務諸表を作成し、プロジェクトの収益性・資金繰りを評価する。また、プロジェクトの収益性を財務面から定量的に評価するために、FIRROI(Financial Internal Rate of Return on Investment)と FIRROE(Financial Internal Rate of Return on Equity)を算出する。FIRROI は必要な資金を全て自己資金でまかなう前提に基づき算出される財務的内部収益率であり、プロジェクト自体の収益性を判断することに用いられる。FIRROE は想定された資金計画(借入金・自己資金比率、借入条件)下での投下資金(自己資金)に対する収益性である。

- 損益計算書
- キャッシュフローテーブル

財務分析における評価の対象は、経済分析と同様に以下の2ケースとする。

- ピーカドに対応した設備投資を行い、変圧器・送電線等の過負荷運用を避けるケース(Case-A:ピーカド)
- 変圧器、送電線の過負荷運用をみとめるケース。具体的には、変圧器の増設は最大負荷が既設の120%に達した時点で実施、新設変電所の建設は On Going 以外については、1年先送りとする(Case-B)

13.3 前提条件

財務分析における主要な前提条件を以下にまとめる。

(1) 価格の基準と為替レート

本調査では現地調査を実施した 2001 年の固定価格で財務評価を行うものとし、インフレーションは考慮しない。計算は全て米ドル建てで行い、為替レートは 2001 年後半の実勢レートに基づき、以下の通りとする。

$$1 \text{ US\$} = 900 \text{ Tanzania Shilling}$$

(2) 計算期間

経済分析に準じ、財務分析の対象期間を 30 年とする。

(3) 販売収入

タンザニアでは、2002 年 5 月 1 日に電力料金の改訂が行なわれた。従い、本調査では、改訂された電力料金の推定平均料金である US¢ 7.92/kWh を販売収入算定の基本とする。具体的には、この単価に配電部分の原価比率(経済分析と同率:25.33%)を乗じ、配電セクターが受取るべき販売収入を US¢ 1.80/kWh とする。経済分析においてはロッドシディングを考慮したが、対象となる時間が少なく収益性に与える影響が極めて少ないので、財務分析ではロッドシディングは考慮しない。従い、電力販売量は Case-A、Case-B 共に Table13.1 の通りとなる。

Table 13.1 想定される電力供給量 (Unit: GWh)

Year	Dar es salaam		Kilimanjaro	
	Energy Sold	Increase in Energy Sold	Energy Sold	Increase in Energy Sold
2001	1,354.68	--	330.39	--
2002	1,466.54	111.86	369.90	39.51
2003	1,565.51	210.83	406.81	76.42
2004	1,671.50	316.82	441.79	111.40
2005	1,781.11	426.43	475.09	144.70
2006	1,889.49	534.81	506.86	176.47
2007	1,995.33	640.65	536.32	205.93
2008	2,105.57	750.89	567.02	236.63
2009	2,220.31	865.63	598.96	268.57
2010	2,339.83	985.16	632.23	301.84

料金徴収率については、近年、TANESCO の努力と LUKU メーターの普及に伴い料金徴収率が向上していること(2000 年では全国平均で 87%)、政府機関への LUKU メーターの導入が近々始まること、電力セクターの構造改革実施を控え政府機関の未払いが許されない状況になるであろう事等を考慮し、販売電力量の 90%が回収可能であるとす

(4) 減価償却

TANESCO の規定に従い、定額法(残存価値0)にて減価償却額を算出する。耐用年数は、以下のとおりである。

- 変電設備:60年
- 送配電設備:30年

(5) 税金

タンザニアの税制に従い、30%の法人税が賦課されるものとした。

(6) 運転費用

変電設備及び送電設備は年末に工事が完了するものとし、翌年から維持管理費が必要となるものとした。変電及び送電設備の維持管理は、それぞれ、建設費の0.5%及び0.7%とした。配電設備の維持管理費は Table 13.2 に示す様に、推定した。

Table 13.2 配電設備の維持管理費 (Unit: Thousand US\$)

Year	Dar es Salaam		Kilimanjaro	
	Case-A	Case-B	Case-A	Case-B
2002	130	96	90	101
2003	306	243	185	166
2004	488	406	211	210
2005	556	455	261	260
2006	639	452	261	273
2007	657	641	320	310
2008	681	650	357	347
2009 and after	704	692	357	369

(7) 資金計画

現時点では、本プロジェクトの資金源は確定していないが、TANESCO 自身が市中で資金(特に外貨)調達を行うことは不可能であると言わざるを得ない。従い、本調査では外貨部分については外国のワットンが適用されるものとし、内貨部分は TANESCO の自己資金とする。

外国の援助機関がタンザニアに対して適用している融資条件で最も有利なものは、金利 0.75%/年、返済猶予期間 10 年、返済期間 30 年である。しかし、通常、外国の援助機関から TANESCO への融資はタンザニア政府経由となり、上記の条件がそのまま TANESCO に適用されるわけではない。タンザニア政府が TANESCO に転貸する際の融資条件は、金利 8%/年、返済猶予期間 3~7 年、返済期間 20~30 年が一般的となっている。本調査では、本プロジェクトの収益性がさほど高くないと推定されたので、上記 2 条件の中間的な条件として、以下の融資条件を設定した。なお、操業中に資金不足が発生した場合には、年利 8%の短期資金が導入されることとした。

- 金利:3%/年

第13章 財務分析

- 返済猶予期間:7年
- 返済:返済猶予期間終了後25年

(8) 建設費

想定した2ケースの建設費を Table 13.3 及び Table 13.4 にまとめる。なお、TANESCO が過去に輸入した変電・配電機器等の輸入に際し、輸入関税は賦課されていないので、輸入関税はゼロとした。建設期間中の金利は、個々の工事期間が一年程度と短いので償却処理をせずに費用として処理することとした。従い、下表には建設期間中の金利は含めていない。

Table 13.3 建設費用の要約(Case-A)

Dar es Salaam (Unit: Thousand US\$)

Year	Substation			Transmission			Distribution			Total		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
2002	20,270	3,032	23,302	11,671	1,310	12,981	3,683	17	3,700	35,624	4,359	39,983
2003	12,530	1,887	14,417	3,503	761	4,264	4,999	23	5,022	21,032	2,671	23,703
2004	13,845	2,094	15,939	11,060	3,250	14,310	5,181	24	5,205	30,086	5,368	35,454
2005	2,962	454	3,416	834	98	932	1,920	9	1,929	5,716	561	6,277
2006	6,047	915	6,962	1,102	168	1,270	2,360	11	2,371	9,509	1,094	10,603
2007	2,439	369	2,808	520	61	581	508	2	510	3,467	432	3,899
2008	877	131	1,008	0	0	0	674	3	677	1,551	134	1,685
2009	4,994	754	5,748	0	0	0	643	3	646	5,637	757	6,394
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	63,964	9,636	73,600	28,690	5,648	34,338	19,968	92	20,060	112,622	15,376	127,998

Kilimanjaro (Unit: Thousand US\$)

Year	Substation			Transmission			Distribution			Total		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
2002	12,047	1,594	13,641	3,610	424	4,034	2,578	11	2,589	18,235	2,029	20,264
2003	4,516	685	5,201	4,195	493	4,688	2,682	12	2,694	11,393	1,190	12,583
2004	1,509	231	1,740	1,341	158	1,499	742	3	745	3,592	392	3,984
2005	662	100	762	7,916	2,352	10,268	1,406	7	1,413	9,984	2,459	12,443
2006	5,700	855	6,555	8,018	2,364	10,382	0	0	0	13,718	3,219	16,937
2007	1,684	254	1,938	0	0	0	1,666	8	1,674	3,350	282	3,612
2008	0	0	0	0	0	0	1,045	5	1,050	1,045	5	1,050
2009	2,707	401	3,108	0	0	0	0	0	0	2,707	401	3,108
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	28,825	4,120	32,945	25,080	5,791	30,871	10,119	46	10,165	64,024	9,957	73,981

Table 13.4 建設費用の要約(Case-B)

Dar es Salaam (Unit: Thousand US\$)												
Year	Substation			Transmission			Distribution			Total		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
2002	16,062	2,400	18,462	10,600	1,196	11,796	2,725	13	2,738	29,387	3,609	32,996
2003	9,646	1,448	11,094	2,619	655	3,274	4,192	19	4,211	16,457	2,122	18,579
2004	16,192	2,449	18,641	11,542	3,307	14,849	4,635	22	4,657	32,369	5,778	38,147
2005	2,238	339	2,577	636	77	713	1,401	7	1,408	4,275	423	4,698
2006	6,054	915	6,969	1,279	188	1,467	2,462	11	2,473	9,795	1,114	10,909
2007	3,470	531	4,001	493	58	551	2,824	13	2,837	6,787	602	7,389
2008	800	123	923	163	19	182	242	1	243	1,205	143	1,348
2009	1,916	284	2,200	451	53	504	1,190	6	1,196	3,557	343	3,900
2010	2,592	393	2,985	70	8	78	0	0	0	2,662	401	3,063
Total	58,970	8,882	67,852	27,853	5,561	33,414	19,671	92	19,763	106,494	14,535	121,029

Kilimanjaro (Unit: Thousand US\$)												
Year	Substation			Transmission			Distribution			Total		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
2002	11,909	1,571	13,480	1,303	153	1,456	2,883	13	2,896	16,095	1,737	17,832
2003	3,330	508	3,838	2,618	307	2,925	1,850	9	1,859	7,798	824	8,622
2004	1,324	200	1,524	3,884	456	4,340	1,268	5	1,273	6,476	661	7,137
2005	1,509	231	1,740	9,096	2,491	11,587	1,406	7	1,413	12,011	2,729	14,740
2006	5,793	870	6,663	7,916	2,352	10,268	361	2	363	14,070	3,224	17,294
2007	569	85	654	263	31	294	1,045	5	1,050	1,877	121	1,998
2008	1,684	254	1,938	0	0	0	1,045	5	1,050	2,729	259	2,988
2009	0	0	0	0	0	0	621	3	624	621	3	624
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	26,118	3,719	29,837	25,080	5,790	30,870	10,479	49	10,528	61,677	9,558	71,235

13.4 分析結果

13.4.1 財務諸表

算出された財務諸表を章末に添付する。財務諸表より明らかな様に、Dar es Salaam については Case-A、B 共に、想定した条件下では、資金繰り上の問題は無い。一方、Arusha、Kilimanjaro については Case-A、B 共に追加資金(短期借入金)の導入は不要であるが、資金繰りに余裕があるとは言えない。従い、Arusha、Kilimanjaro 地区のプロジェクトを実施するためには、想定した条件よりも有利な条件の融資が望ましい。

13.4.2 財務的内部収益率

上記の条件に基づき算出された財務的内部収益率を Table 13.5 にまとめる。Dar es Salaam の拡張計画については FIRROI が税引き前で 10%程度に過ぎないのに対し、FIRROE は非常に高い値となっている。この結果は、総投資額に占める自己資金の割合が 10%程度と低いために、結果的にレバレッジ効果があったに過ぎない。Arusha、Kilimanjaro の拡張計画については、算出された FIRROI 及び FIRROE から判断して、収益性が低いと言わざるを得ない。

Table 13.5 財務的内部収益率

	Dar es Salaam (Case-A)	Dar es Salaam (Case-B)	Arusha, Kilimanjaro (Case-A)	Arusha, Kilimanjaro (Case-B)
FIRROI (b/Tax)	10.5%	11.6%	3.9%	4.4%
FIRROI (a/Tax)	7.9%	8.6%	2.9%	3.2%
FIRROE (b/Tax)	61.1%	81.5%	16.7%	22.3%
FIRROE (a/Tax)	42.4%	51.8%	8.5%	12.7%

13.5 感度分析

プロジェクトの財務評価は仮定に基づくものであり、その仮定は将来の政治・社会・経済動向などにより変わり得るものである。従い、本調査では、以下のパラメータを変化させその影響を評価した。感度分析の結果は Table 13.6 及び 13.7 に示すとおりである。

- 電力料金
- 建設費用

Table 13.6 感度分析結果のまとめ(Dar es Salaam)

	Case-A		Case-B	
	FIRROI(b/Tax)	FIRROE(a/Tax)	FIRROI(b/Tax)	FIRROE(a/Tax)
Construction Cost				
+ 20%	8.5%	30.8%	9.4%	37.7%
+ 10%	9.5%	36.1%	10.4%	44.0%
± 0%	10.5%	42.4%	11.6%	51.8%
-10%	11.8%	50.3%	13.0%	62.0%
-20%	13.3%	60.8%	14.7%	76.2%
Sales Revenue				
+ 20%	13.0%	57.2%	14.3%	71.2%
+ 10%	11.8%	49.7%	13.0%	61.1%
± 0%	10.5%	42.4%	11.6%	51.8%
-10%	9.2%	35.4%	10.2%	43.1%
-20%	5.8%	28.3%	8.7%	34.7%

Table 13.7 感度分析結果のまとめ(Arusha, Kilimanjaro)

	Case-A		Case-B	
	FIRROI(b/Tax)	FIRROE(a/Tax)	FIRROI(b/Tax)	FIRROE(a/Tax)
Construction Cost				
+ 20%	2.4%	No Return	2.8%	No Return
+ 10%	3.1%	No Return	3.5%	4.1%
± 0%	3.9%	8.5%	4.4%	12.7%
-10%	4.9%	16.6%	5.3%	21.1%
-20%	6.0%	25.3%	6.5%	30.8%
Sales Revenue				
+ 20%	5.9%	22.4%	6.4%	27.5%
+ 10%	4.9%	15.9%	5.4%	20.3%
± 0%	3.9%	8.5%	4.4%	12.7%
-10%	2.9%	No Return	3.3%	3.0%
-20%	1.2%	No Return	2.1%	No Return

上記に加え、融資条件を変更して、その影響を評価した。Dar es Salaam の場合は基本ケースで資金繰りに問題が無かったので、参考ケースとして、金利 8%/年、返済猶予期間 5 年、返済 20 年の条件(タンザニア政府が TANESCO に外国のワットンを転貸する際の一般的な条件)を想定した。Arusha、Kilimanjaro については、金利 1%/年、返済猶予期間 10 年、返済期間 30 年を参考ケースとして想定した。その結果は以下のとおりである。

Dar es Salaam の Case-A については、金利の上昇と返済期間の短縮に基づく各年の元利払いの増加から、2004 年に 28.5 万ドルの資金不足が発生する。税引き後の FIRROE は 11.8%である。Case-B については、資金不足は発生しない。税引き後の FIRROE は 16.8%である。

Arusha、Kilimanjaro については金利低減と返済期間の延長に基づく各年の元利払の減少から、Case-A、B 共に資金不足は一切発生しない。税引き後の FIRROE は Case-A では 31.1%、Case-B では 35.2%である。

13.6 財務分析のまとめ

TANESCO の電力料金は 2002 年 5 月 1 日に改定されたとはいえ、売電価格が原価を下回っている。従い、新規事業に比較して収益性の高いのが一般的といえるリハビリテーション案件でも、高い収益性を期待することは難しい。本調査の結果は、高い収益性は期待できないが、低利で有利な条件の融資が適用されれば投下資金の回収が可能となることを示している。

Dar es Salaam の場合は、基本ケース(金利 3%/年、返済猶予期間 7 年、返済期間 25 年)の条件では資金繰りに問題は発生しない。しかし、タンザニア政府が外国の援助機関の融資を TANESCO に転貸する際の平均的な条件を参考に設定した条件(金利 8%、返済猶予期間 7 年、返済期間 25 年)では資金不足が発生する。

Arusha、Kilimanjaro の場合は、上記の基本ケースの条件でも資金繰りが良好とは言えない。Arusha、Kilimanjaro で本プロジェクトを実施するためには、現在タンザニアに適用されている最も有利な条件に近い融資がなされる必要がある。今後共、現地通貨が下落し、コストに見合った電気料金の改訂が適切に行なわれないとすると、機器が無償で提供されない限り、Arusha、Kilimanjaro のプロジェクト実施は難しいと言わざるを得ない。

なお、繰り返しになるが、条件により高い FIRROE が出ているのは、投資の自己資金比率が 10%程度と低いためである。

Dar es Salaam: Case-A

(1/2)

FIRROI (before Tax) = 10.5% FIRROE (before Tax) = 61.1%
 FIRROI (after Tax) = 7.9% FIRROE (after Tax) = 42.4%

(Unit: Thousand US\$)

Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
< Profit & Loss Statement >															
Energy Sold (GWh)	111.9	210.8	316.8	426.4	534.8	640.7	750.9	865.6	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2
Sales Revenue	2,244	4,230	6,356	8,555	10,729	12,852	15,064	17,366	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764
Cost & Expense															
Operation & Maintenance Cost	130	513	797	1,045	1,152	1,213	1,256	1,284	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312
Depreciation	0	944	1,494	2,410	2,563	2,800	2,883	2,923	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040
Interest on Long-term Loan	0	1,069	1,700	2,602	2,774	3,059	3,163	3,210	3,336	3,268	3,164	3,053	2,931	2,804	2,676
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	130	2,526	3,991	6,058	6,488	7,073	7,302	7,416	7,688	7,620	7,516	7,405	7,283	7,156	7,028
Net Profit before Tax	2,114	1,703	2,365	2,497	4,241	5,780	7,762	9,950	12,075	12,143	12,247	12,358	12,481	12,607	12,736
Income Tax	634	511	709	749	1,272	1,734	2,329	2,985	3,623	3,643	3,674	3,708	3,744	3,782	3,821
Net Profit after Tax	1,480	1,192	1,655	1,748	2,969	4,046	5,433	6,965	8,453	8,500	8,573	8,651	8,737	8,825	8,915
< Cashflow Table >															
Source of Fund															
Profit after Tax	1,480	1,192	1,655	1,748	2,969	4,046	5,433	6,965	8,453	8,500	8,573	8,651	8,737	8,825	8,915
Depreciation	0	944	1,494	2,410	2,563	2,800	2,883	2,923	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040
Equity	4,359	2,671	5,368	561	1,094	432	134	757	0	0	0	0	0	0	0
Long-term Loan	35,624	21,032	30,086	5,716	9,509	3,467	1,551	5,637	0	0	0	0	0	0	0
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	41,463	25,840	38,603	10,435	16,134	10,745	10,002	16,282	11,493	11,540	11,613	11,691	11,776	11,865	11,955
Application of Fund															
Investment (Foreign Portion)	35,624	21,032	30,086	5,716	9,509	3,467	1,551	5,637	0	0	0	0	0	0	0
Investment (Local Portion)	4,359	2,671	5,368	561	1,094	432	134	757	0	0	0	0	0	0	0
Increase in Account Receivable	224	423	636	855	1,073	1,285	1,506	1,737	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976
Repayment of Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	1,425	2,266	3,470	3,698	4,079	4,217	4,279	4,505
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	40,207	24,126	36,090	7,132	11,676	5,184	3,191	9,556	4,243	5,446	5,675	6,055	6,194	6,256	6,481
Cash Surplus	1,255	1,714	2,514	3,303	4,458	5,561	6,810	6,726	7,250	6,094	5,938	5,636	5,583	5,609	5,474
Cashflow (ROI before Tax)	▲ 38,093	▲ 20,410	▲ 30,531	377	▲ 2,099	6,455	10,617	7,952	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475
Cashflow (ROI after Tax)	▲ 38,728	▲ 20,921	▲ 31,240	▲ 372	▲ 3,371	4,721	8,288	4,967	12,852	12,832	12,801	12,767	12,731	12,693	12,654
Cashflow (ROE before Tax)	▲ 2,469	▲ 446	▲ 2,145	3,491	4,637	6,863	9,005	8,954	10,873	9,737	9,613	9,343	9,327	9,391	9,294
Cashflow (ROE after Tax)	▲ 3,104	▲ 957	▲ 2,854	2,742	3,364	5,129	6,676	5,969	7,250	6,094	5,938	5,636	5,583	5,609	5,474
Outstanding Loan	35,624	56,656	86,742	92,458	101,967	105,434	106,985	111,197	108,931	105,461	101,763	97,684	93,467	89,187	84,682

(Unit: Thousand US\$)

Year	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
< Profit & Loss Statement >																
Energy Sold (GWh)	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	14,777.4
Sales Revenue	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	296,454
Cost & Expense																
Operation & Maintenance Cost	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	1,312	19,685
Depreciation	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	45,599
Interest on Long-term Loan	2,540	2,405	2,270	2,135	2,000	1,865	1,730	1,594	1,459	1,324	1,189	1,054	919	784	648	23,917
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	6,893	6,758	6,622	6,487	6,352	6,217	6,082	5,947	5,812	5,676	5,541	5,406	5,271	5,136	5,001	89,201
Net Profit before Tax	12,871	13,006	13,141	13,276	13,411	13,547	13,682	13,817	13,952	14,087	14,222	14,357	14,493	14,628	14,763	207,253
Income Tax	3,861	3,902	3,942	3,983	4,023	4,064	4,105	4,145	4,186	4,226	4,267	4,307	4,348	4,388	4,429	62,176
Net Profit after Tax	9,010	9,104	9,199	9,293	9,388	9,483	9,577	9,672	9,766	9,861	9,956	10,050	10,145	10,239	10,334	145,077
< Cashflow Table >																
Source of Fund																
Profit after Tax	9,010	9,104	9,199	9,293	9,388	9,483	9,577	9,672	9,766	9,861	9,956	10,050	10,145	10,239	10,334	231,219
Depreciation	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040	82,896
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,376
Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,622
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	12,050	12,144	12,239	12,333	12,428	12,523	12,617	12,712	12,806	12,901	12,996	13,090	13,185	13,279	13,374	442,113
Application of Fund																
Investment (Foreign Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,622
Investment (Local Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,376
Increase in Account Receivable	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	51,219
Repayment of Long-term Loan	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	4,505	95,513
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	6,481	274,730
Cash Surplus	5,568	5,663	5,757	5,852	5,947	6,041	6,136	6,230	6,325	6,420	6,514	6,609	6,703	6,798	6,893	167,383
Cashflow (ROI before Tax)	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	16,475	296,715
Cashflow (ROI after Tax)	12,614	12,573	12,533	12,492	12,451	12,411	12,370	12,330	12,289	12,249	12,208	12,168	12,127	12,087	12,046	197,621
Cashflow (ROE before Tax)	9,430	9,565	9,700	9,835	9,970	10,105	10,240	10,376	10,511	10,646	10,781	10,916	11,051	11,186	11,322	251,100
Cashflow (ROE after Tax)	5,568	5,663	5,757	5,852	5,947	6,041	6,136	6,230	6,325	6,420	6,514	6,609	6,703	6,798	6,893	152,007
Outstanding Loan	80,178	75,673	71,168	66,663	62,158	57,653	53,148	48,643	44,139	39,634	35,129	30,624	26,119	21,614	17,109	-/-

Dar es Salaam: Case-B

(1/2)

FIRROI (before Tax) = 11.6% FIRROE (before Tax) = 81.5%
 FIRROI (after Tax) = 8.6% FIRROE (after Tax) = 51.8%

(Unit: Thousand US\$)

Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
< Profit & Loss Statement >															
Energy Sold (GWh)	111.9	210.8	316.8	426.4	534.8	640.7	750.9	865.6	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2
Sales Revenue	2,244	4,230	6,356	8,555	10,729	12,852	15,064	17,366	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764
Cost & Expense															
Operation & Maintenance Cost	96	418	659	905	1,010	1,154	1,187	1,235	1,250	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265
Depreciation	0	792	1,227	2,187	2,301	2,549	2,728	2,758	2,851	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903
Interest on Long-term Loan	0	882	1,375	2,346	2,475	2,768	2,972	3,008	3,080	3,105	3,011	2,912	2,801	2,682	2,562
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	96	2,092	3,261	5,439	5,786	6,471	6,888	7,001	7,180	7,273	7,179	7,080	6,970	6,851	6,730
Net Profit before Tax	2,148	2,138	3,095	3,116	4,943	6,381	8,176	10,365	12,583	12,490	12,584	12,683	12,794	12,913	13,033
Income Tax	644	641	928	935	1,483	1,914	2,453	3,109	3,775	3,747	3,775	3,805	3,838	3,874	3,910
Net Profit after Tax	1,504	1,497	2,166	2,181	3,460	4,467	5,723	7,255	8,808	8,743	8,809	8,878	8,956	9,039	9,123
< Cashflow Table >															
Source of Fund															
Profit after Tax	1,504	1,497	2,166	2,181	3,460	4,467	5,723	7,255	8,808	8,743	8,809	8,878	8,956	9,039	9,123
Depreciation	0	792	1,227	2,187	2,301	2,549	2,728	2,758	2,851	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903
Equity	3,609	2,122	5,778	423	1,114	602	143	343	401	0	0	0	0	0	0
Long-term Loan	29,387	16,457	32,369	4,275	9,795	6,787	1,205	3,557	2,662	0	0	0	0	0	0
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	34,500	20,868	41,540	9,066	16,670	14,404	9,800	13,913	14,722	11,647	11,712	11,782	11,859	11,942	12,027
Application of Fund															
Investment (Foreign Portion)	29,387	16,457	32,369	4,275	9,795	6,787	1,205	3,557	2,662	0	0	0	0	0	0
Investment (Local Portion)	3,609	2,122	5,778	423	1,114	602	143	343	401	0	0	0	0	0	0
Increase in Account Receivable	224	423	636	855	1,073	1,285	1,506	1,737	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976
Repayment of Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	1,175	1,834	3,129	3,300	3,691	3,963	4,011	4,153
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	33,220	19,002	38,783	5,553	11,982	8,674	2,854	6,812	6,873	5,105	5,276	5,668	5,939	5,987	6,130
Cash Surplus	1,279	1,866	2,757	3,513	4,688	5,730	6,945	7,101	7,849	6,542	6,437	6,114	5,920	5,955	5,897
Cashflow (ROI before Tax)	▲ 31,072	▲ 15,190	▲ 33,086	2,096	▲ 2,263	3,024	11,022	10,494	13,475	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522
Cashflow (ROI after Tax)	▲ 31,717	▲ 15,832	▲ 34,014	1,161	▲ 3,746	1,109	8,569	7,385	9,700	12,775	12,747	12,717	12,684	12,648	12,612
Cashflow (ROE before Tax)	▲ 1,685	385	▲ 2,092	4,025	5,057	7,042	9,255	9,867	11,223	10,289	10,212	9,919	9,758	9,829	9,807
Cashflow (ROE after Tax)	▲ 2,330	▲ 256	▲ 3,021	3,090	3,574	5,128	6,802	6,758	7,448	6,542	6,437	6,114	5,920	5,955	5,897
Outstanding Loan	29,387	45,844	78,213	82,488	92,283	99,070	100,275	102,657	103,485	100,356	97,057	93,365	89,403	85,392	81,238

Dar es Salaam: Case-B

(2/2)

(Unit: Thousand US\$)

Year	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
< Profit & Loss Statement >																
Energy Sold (GWh)	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	985.2	14,777.4
Sales Revenue	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	19,764	296,454
Cost & Expense																
Operation & Maintenance Cost	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	1,265	18,977
Depreciation	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	43,552
Interest on Long-term Loan	2,437	2,309	2,182	2,054	1,926	1,798	1,670	1,543	1,415	1,287	1,159	1,031	904	776	648	23,139
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	6,606	6,478	6,350	6,222	6,095	5,967	5,839	5,711	5,583	5,456	5,328	5,200	5,072	4,944	4,817	85,668
Net Profit before Tax	13,158	13,286	13,413	13,541	13,669	13,797	13,925	14,052	14,180	14,308	14,436	14,564	14,691	14,819	14,947	210,786
Income Tax	3,947	3,986	4,024	4,062	4,101	4,139	4,177	4,216	4,254	4,292	4,331	4,369	4,407	4,446	4,484	63,236
Net Profit after Tax	9,210	9,300	9,389	9,479	9,568	9,658	9,747	9,837	9,926	10,016	10,105	10,194	10,284	10,373	10,463	147,550
< Cashflow Table >																
Source of Fund																
Profit after Tax	9,210	9,300	9,389	9,479	9,568	9,658	9,747	9,837	9,926	10,016	10,105	10,194	10,284	10,373	10,463	238,160
Depreciation	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	78,365
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,535
Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	106,494
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	12,114	12,203	12,293	12,382	12,472	12,561	12,651	12,740	12,830	12,919	13,008	13,098	13,187	13,277	13,366	437,554
Application of Fund																
Investment (Foreign Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	106,494
Investment (Local Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,535
Increase in Account Receivable	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	1,976	51,219
Repayment of Long-term Loan	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	4,260	89,152
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	6,236	261,401
Cash Surplus	5,878	5,967	6,057	6,146	6,236	6,325	6,415	6,504	6,593	6,683	6,772	6,862	6,951	7,041	7,130	176,153
Cashflow (ROI before Tax)	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	16,522	305,462
Cashflow (ROI after Tax)	12,575	12,536	12,498	12,460	12,421	12,383	12,345	12,306	12,268	12,230	12,191	12,153	12,115	12,076	12,038	203,394
Cashflow (ROE before Tax)	9,825	9,953	10,081	10,209	10,336	10,464	10,592	10,720	10,848	10,975	11,103	11,231	11,359	11,486	11,614	263,687
Cashflow (ROE after Tax)	5,878	5,967	6,057	6,146	6,236	6,325	6,415	6,504	6,593	6,683	6,772	6,862	6,951	7,041	7,130	161,618
Outstanding Loan	76,979	72,719	68,459	64,199	59,940	55,680	51,420	47,160	42,900	38,641	34,381	30,121	25,861	21,602	17,342	-/

Arusha, Killimanjaro: Case-A

(1/2)

FIRROI (before Tax) = 3.9% FIRROE (before Tax) = 16.7%
 FIRROI (after Tax) = 2.9% FIRROE (after Tax) = 8.5%

(Unit: Thousand US\$)

Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
< Profit & Loss Statement >															
Energy Sold (GWh)	39.5	76.4	111.4	144.7	176.5	205.9	236.6	268.6	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8
Sales Revenue	793	1,533	2,235	2,903	3,540	4,131	4,747	5,388	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055
Cost & Expense															
Operation & Maintenance Cost	118	310	395	464	539	704	751	751	766	766	766	766	766	766	766
Depreciation	0	448	781	885	1,287	1,742	1,830	1,865	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917
Interest on Long-term Loan	0	547	889	997	1,296	1,708	1,808	1,840	1,899	1,863	1,823	1,772	1,703	1,631	1,557
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	118	1,305	2,064	2,345	3,122	4,154	4,389	4,455	4,582	4,546	4,506	4,455	4,386	4,314	4,240
Net Profit before Tax	674	228	171	558	418	▲ 22	358	933	1,473	1,509	1,549	1,601	1,669	1,741	1,815
Income Tax	202	68	51	167	125	0	107	280	442	453	465	480	501	522	544
Net Profit after Tax	472	160	119	391	293	▲ 22	251	653	1,031	1,056	1,084	1,121	1,168	1,219	1,270
< Cashflow Table >															
Source of Fund															
Profit after Tax	472	160	119	391	293	▲ 22	251	653	1,031	1,056	1,084	1,121	1,168	1,219	1,270
Depreciation	0	448	781	885	1,287	1,742	1,830	1,865	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917
Equity	2,029	1,190	392	2,459	3,219	262	5	401	0	0	0	0	0	0	0
Long-term Loan	18,235	11,393	3,592	9,984	13,718	3,350	1,045	2,707	0	0	0	0	0	0	0
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	20,736	13,191	4,884	13,718	18,516	5,332	3,131	5,626	2,948	2,973	3,001	3,037	3,085	3,136	3,187
Application of Fund															
Investment (Foreign Portion)	18,235	11,393	3,592	9,984	13,718	3,350	1,045	2,707	0	0	0	0	0	0	0
Investment (Local Portion)	2,029	1,190	392	2,459	3,219	262	5	401	0	0	0	0	0	0	0
Increase in Account Receivable	79	153	223	290	354	413	475	539	606	606	606	606	606	606	606
Repayment of Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	729	1,185	1,329	1,728	2,277	2,411	2,453	2,561
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	20,343	12,736	4,207	12,733	17,291	4,025	1,525	4,376	1,791	1,934	2,334	2,882	3,016	3,058	3,166
Cash Surplus	393	455	677	985	1,225	1,307	1,606	1,250	1,158	1,039	667	155	69	78	21
Cashflow (ROI before Tax)	▲ 19,669	▲ 11,513	▲ 2,367	▲ 10,294	▲ 14,290	▲ 598	2,472	991	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684
Cashflow (ROI after Tax)	▲ 19,871	▲ 11,581	▲ 2,418	▲ 10,461	▲ 14,416	▲ 598	2,364	711	4,242	4,231	4,219	4,204	4,183	4,161	4,139
Cashflow (ROE before Tax)	▲ 1,434	▲ 667	336	▲ 1,307	▲ 1,868	1,045	1,709	1,129	1,600	1,492	1,132	635	570	600	565
Cashflow (ROE after Tax)	▲ 1,636	▲ 735	285	▲ 1,474	▲ 1,994	1,045	1,601	849	1,158	1,039	667	155	69	78	21
Outstanding Loan	18,235	29,628	33,220	43,204	56,922	60,272	61,317	63,295	62,109	60,781	59,053	56,776	54,365	51,912	49,351

Arusha, Killimanjaro: Case-A

(2/2)

(Unit: Thousand US\$)

Year	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
< Profit & Loss Statement >																
Energy Sold (GWh)	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	4,527.6
Sales Revenue	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	90,830
Cost & Expense																
Operation & Maintenance Cost	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	11,491
Depreciation	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	28,754
Interest on Long-term Loan	1,481	1,404	1,327	1,250	1,173	1,096	1,020	943	866	789	712	635	559	482	405	14,141
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	4,164	4,087	4,010	3,933	3,856	3,779	3,703	3,626	3,549	3,472	3,395	3,318	3,242	3,165	3,088	54,386
Net Profit before Tax	1,892	1,969	2,045	2,122	2,199	2,276	2,353	2,430	2,506	2,583	2,660	2,737	2,814	2,891	2,967	36,444
Income Tax	568	591	614	637	660	683	706	729	752	775	798	821	844	867	890	10,933
Net Profit after Tax	1,324	1,378	1,432	1,486	1,539	1,593	1,647	1,701	1,754	1,808	1,862	1,916	1,970	2,023	2,077	25,511
< Cashflow Table >																
Source of Fund																
Profit after Tax	1,324	1,378	1,432	1,486	1,539	1,593	1,647	1,701	1,754	1,808	1,862	1,916	1,970	2,023	2,077	35,777
Depreciation	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	51,011
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,957
Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64,024
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	3,241	3,295	3,349	3,403	3,456	3,510	3,564	3,618	3,671	3,725	3,779	3,833	3,887	3,940	3,994	160,768
Application of Fund																
Investment (Foreign Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64,024
Investment (Local Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,957
Increase in Account Receivable	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	15,849
Repayment of Long-term Loan	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	2,561	53,087
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	3,166	142,917
Cash Surplus	75	128	182	236	290	344	397	451	505	559	613	666	720	774	828	17,851
Cashflow (ROI before Tax)	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	4,684	47,774
Cashflow (ROI after Tax)	4,116	4,093	4,070	4,047	4,024	4,001	3,978	3,955	3,932	3,909	3,886	3,863	3,840	3,817	3,794	32,431
Cashflow (ROE before Tax)	642	719	796	873	950	1,026	1,103	1,180	1,257	1,334	1,411	1,487	1,564	1,641	1,718	23,237
Cashflow (ROE after Tax)	75	128	182	236	290	344	397	451	505	559	613	666	720	774	828	7,894
Outstanding Loan	46,790	44,229	41,668	39,107	36,546	33,985	31,424	28,863	26,302	23,742	21,181	18,620	16,059	13,498	10,937	-/-

Arusha, Killimanjaro: Case-B

(1/2)

FIRROI (before Tax) = 4.4% FIRROE (before Tax) = 22.3%
 FIRROI (after Tax) = 3.2% FIRROE (after Tax) = 12.7%

(Unit: Thousand US\$)

Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
< Profit & Loss Statement >															
Energy Sold (GWh)	39.5	76.4	111.4	144.7	176.5	205.9	236.6	268.6	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8
Sales Revenue	793	1,533	2,235	2,903	3,540	4,131	4,747	5,388	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055
Cost & Expense															
Operation & Maintenance Cost	101	244	327	415	518	660	703	734	734	734	734	734	734	734	734
Depreciation	0	370	593	806	1,268	1,733	1,789	1,856	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877
Interest on Long-term Loan	0	483	717	911	1,271	1,694	1,750	1,832	1,831	1,802	1,766	1,715	1,647	1,577	1,504
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	101	1,096	1,637	2,132	3,058	4,087	4,242	4,422	4,443	4,414	4,377	4,327	4,259	4,189	4,116
Net Profit before Tax	692	437	597	771	483	44	505	965	1,613	1,641	1,678	1,729	1,797	1,867	1,940
Income Tax	207	131	179	231	145	13	152	290	484	492	503	519	539	560	582
Net Profit after Tax	484	306	418	540	338	31	354	676	1,129	1,149	1,175	1,210	1,258	1,307	1,358
< Cashflow Table >															
Source of Fund															
Profit after Tax	484	306	418	540	338	31	354	676	1,129	1,149	1,175	1,210	1,258	1,307	1,358
Depreciation	0	370	593	806	1,268	1,733	1,789	1,856	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877
Equity	1,737	824	661	2,729	3,224	121	259	3	0	0	0	0	0	0	0
Long-term Loan	16,095	7,798	6,476	12,011	14,070	1,877	2,729	621	0	0	0	0	0	0	0
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	18,316	9,298	8,148	16,085	18,900	3,762	5,131	3,156	3,006	3,026	3,052	3,087	3,135	3,184	3,235
Application of Fund															
Investment (Foreign Portion)	16,095	7,798	6,476	12,011	14,070	1,877	2,729	621	0	0	0	0	0	0	0
Investment (Local Portion)	1,737	824	661	2,729	3,224	121	259	3	0	0	0	0	0	0	0
Increase in Account Receivable	79	153	223	290	354	413	475	539	606	606	606	606	606	606	606
Repayment of Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	644	956	1,215	1,695	2,258	2,333	2,442	2,467
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	17,911	8,775	7,360	15,030	17,648	2,411	3,463	1,807	1,561	1,820	2,301	2,864	2,939	3,048	3,073
Cash Surplus	405	522	788	1,055	1,252	1,351	1,668	1,350	1,445	1,206	751	224	196	136	162
Cashflow (ROI before Tax)	▲ 17,220	▲ 7,486	▲ 5,453	▲ 12,543	▲ 14,626	1,060	582	3,491	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715
Cashflow (ROI after Tax)	▲ 17,427	▲ 7,617	▲ 5,632	▲ 12,774	▲ 14,771	1,047	430	3,201	4,232	4,223	4,212	4,197	4,177	4,156	4,134
Cashflow (ROE before Tax)	▲ 1,125	▲ 171	306	▲ 1,443	▲ 1,827	1,243	1,561	1,636	1,929	1,698	1,254	742	735	696	744
Cashflow (ROE after Tax)	▲ 1,332	▲ 302	127	▲ 1,674	▲ 1,972	1,230	1,409	1,347	1,445	1,206	751	224	196	136	162
Outstanding Loan	16,095	23,893	30,369	42,380	56,450	58,327	61,056	61,033	60,077	58,863	57,168	54,910	52,576	50,134	47,667

(Unit: Thousand US\$)

Year	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
< Profit & Loss Statement >																
Energy Sold (GWh)	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	301.8	4,527.6
Sales Revenue	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	6,055	90,830
Cost & Expense																
Operation & Maintenance Cost	734	734	734	734	734	734	734	734	734	734	734	734	734	734	734	11,015
Depreciation	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	28,158
Interest on Long-term Loan	1,430	1,356	1,282	1,208	1,134	1,060	986	912	838	764	690	616	542	468	394	13,679
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	4,042	3,968	3,894	3,820	3,746	3,672	3,597	3,523	3,449	3,375	3,301	3,227	3,153	3,079	3,005	52,852
Net Profit before Tax	2,014	2,088	2,162	2,236	2,310	2,384	2,458	2,532	2,606	2,680	2,754	2,828	2,902	2,976	3,050	37,978
Income Tax	604	626	649	671	693	715	737	760	782	804	826	848	871	893	915	11,393
Net Profit after Tax	1,410	1,461	1,513	1,565	1,617	1,669	1,721	1,772	1,824	1,876	1,928	1,980	2,031	2,083	2,135	26,585
< Cashflow Table >																
Source of Fund																
Profit after Tax	1,410	1,461	1,513	1,565	1,617	1,669	1,721	1,772	1,824	1,876	1,928	1,980	2,031	2,083	2,135	38,315
Depreciation	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	1,877	49,714
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,558
Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,677
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	3,287	3,339	3,390	3,442	3,494	3,546	3,598	3,650	3,701	3,753	3,805	3,857	3,909	3,960	4,012	159,265
Application of Fund																
Investment (Foreign Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,677
Investment (Local Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,558
Increase in Account Receivable	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	15,849
Repayment of Long-term Loan	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	51,016
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	3,073	138,100
Cash Surplus	214	266	318	370	421	473	525	577	629	681	732	784	836	888	940	21,165
Cashflow (ROI before Tax)	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	4,715	51,546
Cashflow (ROI after Tax)	4,111	4,089	4,067	4,045	4,023	4,000	3,978	3,956	3,934	3,912	3,889	3,867	3,845	3,823	3,800	35,125
Cashflow (ROE before Tax)	818	892	966	1,040	1,114	1,188	1,262	1,336	1,410	1,485	1,559	1,633	1,707	1,781	1,855	28,028
Cashflow (ROE after Tax)	214	266	318	370	421	473	525	577	629	681	732	784	836	888	940	11,607
Outstanding Loan	45,200	42,733	40,266	37,799	35,332	32,865	30,398	27,930	25,463	22,996	20,529	18,062	15,595	13,128	10,661	-/-

第 14 章

実施計画

第14章 実施計画

14.1 拡張計画のファイナライズ

14.1.1 拡張計画の検討経緯

これまでに述べたように、調査団は拡張計画について、下記の手順にて経済的な最適化を図ってきた。

第6章「送変電設備の拡張計画」にて、2種類の拡張計画を立案した。

Case-A 基本計画、変電所のピーク負荷が設備容量を超えた時点で設備を増設。

Case-B ロードシェイキングと過負荷運用を考慮した計画。変電所のピーク負荷が設備容量の120%に到達した時点で設備を増設。

↓

第7章「対象設備の概念設計」にて両案の概算事業費を求めた。

↓

第12章「経済評価」にて Case-A と Case-B の経済性比較を行い、Case-B の内部収益率の優位性が確認された。

したがって、Case-B を元に、第4次および第5次現地調査による調査結果、TANESCO の意見、要望の反映、2002年、2003年実施予定分の繰り延べ等を施しマスタープランのファイナライズを図り、最終的なマスタープランは Case-B' と称することとする。

14.1.2 緊急案件の選定

拡張計画における個別プロジェクトの実施年次選定の考え方は、調査時点の過負荷状態となっている設備については、設備の健全なコンディションを確保を最優先に考え、最も早期に増設などの対策を実施することとしている。また老朽化が著しく近い将来供給支障を来しかねない設備についても、需要家に与える影響を考慮し、極力早期にリプレースやリハビリ対策を実施することとしている。一方需要拡大に対する設備拡張については、需要想定の結果から実施年次を決定している。

調査団は第4次現地調査時に、拡張計画(Case-A)について TANESCO に内容を説明し、内容について協議した。その際 2002年、2003年案件を緊急案件として選定し、詳細設計の対象プロジェクトとして選定することで合意している。最終的には拡張計画を見直したが、Case-B で 2002年、2003年に実施することになっていたプロジェクトを緊急案件として選定した。これらのプロジェクトはいずれも Case-B' の拡張計画では 2003～2004年に実施することとしているが、当初 2002年実施分を Phase1、2003年実施分を Phase2 と位置づけている。

14.1.3 プロジェクトの実施時期の繰り延べ

Case-Bにて2002年、2003年に運転開始することとしたプロジェクトについては、準備製作期間を考慮すると調査時点で On-Going となっていない限り、予定通りの時期に営業運転を開始することは不可能である。したがって、これらの年次に実施することとしていたプロジェクトは On-Going のものを除いて、実施可能な至近年である2003～2004年に繰り延べた。このままでは2004年には2002年～2004年分のプロジェクトを実施することになり、投資が2004年に集中してしまうことから、当初2004年に予定していたプロジェクトを2005年にスライドして資金の平滑化を図った。プロジェクトを先送りすることにより、2005年まではロード・シェーディングが必要になるが、ロード・シェーディングによるEIRRの低減の影響は、Case-Bにおける算定結果からそれほど大きくないものと思われる。Dar es Salaam、Arusha、Kilimanjaroにおけるプロジェクトの繰り延べ状況をTable 14.1.1と14.1.2にそれぞれ示す。繰り延べをしても2004年と2005年にプロジェクト件数が集中するが、現在の危機的な状況にある配電網を立て直すためには、ある程度マスタープランの前半にプロジェクトを集中させることはやむを得ないと思われる。

Table 14.1.1 プロジェクトの繰り延べ (Dar es Salaam)

Year	Name of S/S	Specification	Type	Remark	Name of Transmission Line	Specification	Type	Remark	
2002	Mbezi S/S	33kV 15MVAx1	R/E	On Going					
	Bahari Beach S/S	33kV 15MVAx1	New	On Going	Tegeta-Bahari Beach	33kV 100mm ² 2cdt 13km	New	On Going	
	Bagamoyo S/S	33kV 5MVAx1	New	=>2004(1st)	Tegeta-Bagamoyo	33kV 100mm ² 2cdt 60km	New	=>2004(1st)	
	City Center S/S	33kV 30MVAx1	R/E	=>2004(1st)					
	Kurasini S/S	Switchgear	Replace	On Going					
	Ubungo S/S	33kV 15MVAx1	Expansion	On Going					
	Mikocheni S/S	33kV 15MVAx1	Expansion	=>2004(1st)					
	Magomeni S/S	33kV 15MVAx1	New	On Going	Magomeni-Magomeni Tap	33kV 100mm ² 1cdt 1km	New	On Going	
	Tandika S/S	33kV 15MVAx1	New	=>2004(1st)	FZ III-Tandika	33kV 100mm ² 2cdt 5km	New	=>2004(1st)	
	FZ III S/S	33kV Leadout	Expansion	=>2004(1st)					
FZ I S/S	Panel, others	Replace	=>2004(1st)						
FZ II S/S	Switchgear etc	Replace	=>2004(1st)						
2003	Sokoine S/S	33kV 15MVAx1	Expansion		City Center-Sokoine	33kV 100mm ² 1cdt 3km	Reinforce		
	City Center S/S	33kV Leadout	Expansion	=>2004(2nd)					
	Tandale S/S	33kV 15MVAx1	Expansion	=>2004(2nd)	Ubungo-Tandale Tap	33kV 100mm ² 2cdt 1km	New	=>2004(2nd)	
	Ubungo S/S	33kV Leadout	Expansion	=>2004(2nd)					
	FZ III S/S	33kV 15MVAx1	Expansion						
	New Oysterbay S/S	132kV 45MVAx2	New	=>2004(2nd)	Ubungo-New Oysterbay	132kV 240mm ² 1cdt 8.5km	New	=>2004(2nd)	
	Ubungo S/S	33kV 15MVAx2	Expansion	=>2004(2nd)					
Oysterbay S/S	132kV Leadout	Expansion	=>2004(2nd)						
		33kV 15MVAx1	R/E	=>2004(2nd)	New Oysterbay-Oysterbay	33kV 150mm ² 2cdt 1.6km	New	=>2004(2nd)	
2004	Mbagala S/S	33kV 15MVAx1	Expansion	=>2005					
	Muhimbili S/S	33kV 15MVAx1	New	=>2005	Ilala-Muhimbili	33kV 100mm ² 1cdt 6km	New	=>2005	
	Ilala S/S	33kV Leadout	Expansion	=>2005					
	TOL S/S	33kV 15MVAx1	New	=>2005	Ilala-TOL	33kV 100mm ² 2cdt 5km	New	=>2005	
	Ilala S/S	33kV Leadout	Expansion	=>2005					
	University S/S	33kV 15MVAx1	New	=>2005	Ubungo-University	33kV 100mm ² 1cdt 7km	New	=>2005	
	Ubungo S/S	33kV Leadout	Expansion	=>2005					
	Yombo S/S	132kV 45MVAx1	New	=>2005	FZ III-Yombo	132kV 240mm ² 1cdt 8.5km	New	=>2005	
			33kV 15MVAx1	New	=>2005				
	FZ III S/S	132kV Leadout	Expansion	=>2005					
	Kitunda S/S	33kV 15MVAx1	New	=>2005	Yombo-Mbagala	132kV 240mm ² 1cdt 10km	New	=>2005	
	Mbagala S/S	132kV 45MVAx1	Expansion	=>2005	Yombo-Kitunda	33kV 100mm ² 1cdt 3.9km	New	=>2005	
	Kurasini S/S	132kV 45MVAx2	Expansion	=>2005	Kurasini-Mbagala	132kV 240mm ² 1cdt 16km	New	=>2005	
Ilala S/S	132kV Leadout	Expansion	=>2005	Ilala-Kurasini	132kV 240mm ² 1cdt 10km	New	=>2005		
Kurasini S/S	33kV 15MVAx1	Expansion	=>2005	Ilala-Kurasini	33kV 150mm ² 1cdt 7.1km	Reconductor	=>2005		

Table 14.1.2 フォジエクトの繰り延べ (Arusha, Kilimanjaro)

Year	Name of S/S	Specification	Type	Remark	Name of Transmission Line	Specification	Type	Remark
2002	Njiro S/S	Switchgear	Replace	=>2004(1st)	Njiro-Mt.Meru	33kV 100mm ² 7.3km	Reinforce	=>2004(1st)
	Mt. Meru S/S	132kV 45MVAx1	Expansion	=>2004(1st)				
	Kiyungi S/S	33kV 10MVAx3	Expansion	=>2004(1st)				
	Boma Mbuzi S/S	Switchgear etc	Replace	=>2004(1st)	Kiyungi-Boma Mbuzi	33kV 100mm ² 7km	Reinforce	=>2004(1st)
		132/33kV 45MVAx1	Expansion	=>2004(1st)				
	Trade School S/S	Switchgear etc	Replace	=>2004(1st)	Kiyungi-Trade School	33kV 100mm ² 10km	Reinforce	=>2004(1st)
		33kV 10MVAx1	Expansion	=>2004(1st)				
YMCA S/S	33kV 10MVAx1	R/E	=>2004(1st)	Kiyungi-Marangu	33kV 100mm ² 43km	New	=>2004(1st)	
Marangu Sw/S	33kV	New	=>2004(1st)					
2003	Unga LTD S/S	33kV 10MVAx3	R/E	=>2004(2st)	Njiro-Unga LTD	33kV 100mm ² 5.8km	Reinforce	=>2004(2st)
	Kiltex S/S	33kV 10MVAx1	R/E	=>2004(2st)				
	Machame S/S	33kV 5MVAx1	R/E	=>2004(2st)				
	Same S/S	Switchgear etc	Replace	=>2004(2st)				
2004	Usa River S/S	33kV 10MVAx1	New	=>2005	Njiro-Usa River	33kV 100mm ² 21.3km	New	=>2005
	Monduli S/S	33kV 10MVAx1	New	=>2005	Tengeru-Usa River	33kV 100mm ² 12.5km	New	=>2005
=>2005				Njiro-Monduli	33kV 100mm ² 38.6km	New	=>2005	

14.1.4 TANESCO の要望、意向

第4次および第5次現地調査時に、Case-Aの拡張計画をTANESCOに対して説明した。これに対してTANESCO側からプロジェクトの実施時期や内容についてのコメントがあり、反映できるものについてはCase-B'に取り込んだ。

(1) Dar es Salaam

Table 14.1.3 TANESCO の要望とマスタープランへの反映状況 (Dar es Salaam)

TANESCO の要望など	マスタープランへの反映状況
240mm ² 導体の採用	New Oysterbay-IIala 間、Kurasini-FZ-III 間に適用
Kinondoni S/S への取り込み	Oysterbay-Kinondoni-Magomeni 送電線
FZ III S/S ~ Chang'ombe S/S 送電線追加	On Going Project として追加 2002 年
鋼管柱の採用	考慮している。配電の項参照
FZ III S/S ~ Tandika S/S 240mm ² 1cct 10km (Meeting on Feb.28) 7.8km (Letter on May 15)仕様変更	メンテナンスを考慮し 150mm ² 2cct 10km を仕様
FZ III S/S ~ Chang'ombe S/S 240mm ² 1cct in 2002 を追加	On Going プロジェクトとして追加した
Kurasini S/S ~ Chang'ombe S/S 240mm ² 1cct 5km を 2002 に追加	調査時点で On Going ではなかったため、2003 年に追加。ただし建設費用は考慮していない。
Tandale S/S の電源線として、New Oysterbay S/S からの送電線を考慮	Magomeni S/S ~ Tandale S/S の送電線を追加
Friendship S/S の需要増加率 3%	3%に修正
送電線互長の修正 FZ III S/S ~ Yombo 132kV T/L 10km Mbezi S/S ~ Kawe S/S 33kV T/L 4.5km Ubungo S/S ~ University S/S 33kV T/L 3km	修正した
Mburahati S/S 新設の前倒し	TANESCO の需要予測データをもとに 2004 年に設定していたが、今回過負荷を考慮したり、全体的に工程を後ろ倒しにしたことから、2005 年に設定
Ubungo S/S ~ Mburahati S/S T/L のリハビリ追加	既設 Ubungo-IIala 33kV T/L を 2005 年に 150mm ² 2cct 7.5km へリプレイス
Kisalawe 配電リハビリの追加	考慮済み Table 14.4.1a 参照
オートリカバリの導入	長距離配電線につき、地絡保護用に考慮した
システムの末端の電圧降下対策としてポールマウント型電圧調整器を採用したい。	電圧対策として変電所への電力用コンデンサの設置を考慮している。33kV 配電の導入も考慮しているしたが、ポールマウント型電圧調整器については考慮していない。
コンパクト設計の送電線、併架の採用	マスタープランの段階なので通常の設計で検討。
リング状システムの導入	主要変電所については、ループシステムを組んでいる。単線結線図、系統図参照

第14章 実施計画

環境調和形鉄塔の採用	コストの問題から採用していない。詳細は送電の項参照
Kurasini S/S 33kV Tr の更新前倒し	2006年→2005年に前倒し
Sokoine S/S と FZ III S/S の拡張は2003年に実施	反映した。
Chang'ombe S/S ~ FZ III S/S の33kV送電線新設は、FZ I S/S ~ FZ III S/S 33kV T/L リハビリと FZ I S/S ~ Chang'ombe S/S 33kV T/L リハビリで代替	反映した。
Mbezi S/S のリハビリは On Going、2台目は2007年に実施	反映した。
Kunduchi S/S の新設は、Mbezi S/S の増設で代替	反映した。
Kigogo S/S への送電線は、Ilala S/S からではなく、Ubungo S/S ~ Ilala S/S 33kV T/L からの T-OFF	反映した。
Msasani S/S の増設(2台目)は2004年に前倒し	反映した。
Tandale S/S ~ Magomeni S/S の送電線の容量増	150mm ² に変更
Tandika S/S への送電線は FZ III からではなく、FZ I から	反映した。

(2) Arusha, Kilimanjaro

Table 14.1.4 TANESCO の要望とマスタープランへの反映状況 (Arusha, Kilimanjaro)

TANESCO の要望など	マスタープランへの反映状況
Usa River S/S→Usa River Sw/S	変更した
Himo~Kifaru 間の送電線追加	配電設備拡張計画に考慮した
Boma Ng'ombe S/S 建設の前倒し	2005年に前倒し
Tengeru 地区は33kV配電となるため、33/11kV変電所は不要	計画から除外
Unga LTD S/S は老朽化が著しいため、リハビリのプライオリティを上げてもらいたい。	1st プライオリティプロジェクトの指定
Usa River Sw/S と Njiro B S/S の建設年次を入替える。	Njiro B S/S 2005年、Usa River Sw/S 2006年
電圧調整装置の導入	Marangu Sw/S などに考慮した
オートリセタの導入	長距離配電線につき、地絡保護用に考慮した
リング状システムの導入	Njiro-Mt. Merru-Sakina-Njiro などに考慮した
11kV Feeder のリハビリとして下記を追加 Unga LTD F1 Feeder 6km Replace Mt. Meru M05 Feeder 8km New Mt. Meru M06 Feeder 8km New Kiltex Sinon Feeder 6.0km New	考慮済み Table 14.4.1b 参照
NYM CB,DS 追加	2004年に追加

Lawate S/S の増設	2009 年に追加
Monduli S/S の新設は On Going	2002 年の On Going プロジェクトとして考慮
Njiro S/S 33kVCB,DS の増設は On Going	2002 年の On Going プロジェクトとして考慮
Marangu Sw/S の位置変更	Marangu 地点から Mkuu Rombo 地点に変更

14.1.5 拡張計画(Case-B')

(1) Dar es Salaam

以上に述べたような見直しを実施し、最終的な拡張計画として Case-B'を設定した。Case-B'のうち、2004 年までに実施する部分を緊急案件とし、この部分について詳細設計と経済評価を再度実施した。Table 14.1.5 に Dar es Salaam 地区の拡張計画(Case-B')を記載する。緊急対策を実施することにより 2004 年末時点で過負荷、あるいは老朽変電所は Dar es Salaam 地区にて 11 箇所から 2 箇所に減少する。

Fig. 14.1.1～9 に Dar es Salaam 地区における 2001 年時点、2004 年末および 2010 年末の単線結線図、系統図、潮流計算結果をそれぞれ示す。

Table 14.1.5 Dar es Salaam 地区における送変電設備拡張案 (Case-B')

Year	Name of S/S	Specification	Type	Remark	Name of Transmission Line	Specification	Type	Remark	
2002	Bahari Beach S/S	33kV 15MVAx1	New	Commissioned by KfW by SIDA by KfW by TANESCO	Tegeta-Bahari Beach	33kV 100mm ² 2cct 13km	New	Commissioned	
	Kurasini S/S	Switchgear	Replace		Ilala-Kurasini	33kV 150mm ² 2cct 7.1km	Reconductor	On Going KfW	
	Ubungo S/S	33kV 15MVAx1	Expansion		Magomeni-Magomeni Tap	33kV 100mm ² 1cct 1km	New	On Going	
	Magomeni S/S	33kV 15MVAx1	New						
	Mbezi S/S	33kV 15MVAx1	R/E						
2003	Sokoine S/S	33kV 15MVAx1	Expansion		City Center-Sokoine	33kV 100mm ² 1cct 3km	Reinforce		
	FZ III S/S	33kV 15MVAx1	Expansion		Chang'ombe-Kurasini	33kV 240mm ² 1cct 5km	Reinforce		
					FZ III-FZ I	33kV 240mm ² 2cct 4.0km	Replace		
2004	Bagamoyo S/S	33kV 5MVAx1	New	1x15-->1x30 by KfW Tandika Line	Tegeta-Bagamoyo	33kV 100mm ² 2cct 45km	New	On Going 2cct	
	Phase1 City Center S/S	33kV 30MVAx1	R/E						
	Mikocheni S/S	33kV 15MVAx1	Expansion			FZ I-Tandilka	33kV 150mm ² 2cct 4.2km	New	
	Tandika S/S	33kV 15MVAx1	New						
	FZ III S/S	33kV Leadout	Expansion						
	FZ I S/S	Panel, others	Replace						
2004	Phase2 City Center S/S	33kV Leadout	Expansion	Sokoine Line NOB Line 2x5-->1x15	Tandale-Magomeni	33kV 150mm ² 1cct 3km	New		
	Tandale S/S	33kV 15MVAx1	Expansion		Ubungo-New Oysterbay	132kV 240mm ² 1cct 8.5km	New		
	New Oysterbay S/S	132kV 45MVAx2	New						
	Ubungo S/S	33kV 15MVAx2	Expansion						
	Oysterbay S/S	132kV Leadout	Expansion			New Oysterbay-Oysterbay	33kV 240mm ² 2cct 1.6km	New	1cct
Msasani S/S	33kV 15MVAx1	R/E		New Oysterbay-Msasani	33kV 150mm ² 2cct 5km	New	1cct		
2005	Mbagala S/S	33kV 15MVAx1	Expansion	TOL Line University Line Yombo Line Kurasini Line	Muhimbili Tap-Muhimbili	33kV 100mm ² 1cct 0.5km	New	1cct	
	Muhimbili S/S	33kV 15MVAx1	New		Ilala-TOL	33kV 100mm ² 2cct 5km	New		
	TOL S/S	33kV 15MVAx1	New						
	Ilala S/S	33kV Leadout	Expansion			Ubungo-University	33kV 100mm ² 1cct 3km		New
	University S/S	33kV 15MVAx1	New			FZ III-Yombo	132kV 240mm ² 1cct 12km		New
	Ubungo S/S	33kV Leadout	Expansion						
	Yombo S/S	132kV 45MVAx1	New						
	FZ III S/S	33kV 15MVAx1	New						
		132kV Leadout	Expansion						
	Kitunda S/S	33kV 15MVAx1	New			Yombo-Mbagala	132kV 240mm ² 1cct 10km		New
	Mbagala S/S	132kV 45MVAx1	Expansion			Yombo-Kitunda	33kV 100mm ² 1cct 3.9km		New
Kurasini S/S	132kV 45MVAx2	Expansion		Kurasini-Mbagala	132kV 240mm ² 1cct 16km	New			
Ilala S/S	132kV Leadout	Expansion		Ilala-Kurasini	132kV 240mm ² 1cct 10km	New			

Year	Name of S/S	Specification	Type	Remark	Name of Transmission Line	Specification	Type	Remark
2005	Kurasini S/S Kigamboni Sw/S Tabata Sw/S Mburahati S/S Ubungo S/S Kurasini S/S	33kV 15MVAx1 33kV 33kV 33kV 15MVAx1 33kV Leadout 33kV 15MVAx1	Expansion Rehabilitation New New Expansion Replace	Ilala Line	Ubungo-Ilala	33kV 150mm ² 2cct 7.5km	Rehabilitation	1cct
2006	Kinondoni S/S Kawe S/S Mbezi S/S City Center S/S Ilala S/S	33kV 15MVAx1 33kV 15MVAx1 33kV Leadout 33kV 30MVAx1 132kV 45MVAx1 33kV 15MVAx1	New New Expansion R/E Expansion Expansion	Kawe Line 1x15-->1x30	Kinondoni Tap-Kinondoni Oysterbay-Ilala Mbezi-Kawe Ubungo-Ilala Ilala-City Center #2	33kV 100mm ² 1cct 1.0km 33kV 240mm ² 2cct 6.3km 33kV 100mm ² 1cct 4.5km 132kV 240mm ² 1cct 7.5km 33kV 100mm ² 1cct 2.8km	New Reinforce New Reinforce Reconductor	Upgrade
2007	Bahari Beach S/S Tegeta S/S Kigogo S/S Mbezi S/S Tegeta S/S	33kV 15MVAx1 33kV Leadout 33kV 15MVAx1 33kV 15MVAx1 33kV Leadout	Expansion Expansion New Expansion Expansion	Bahari Beach Line Mbezi Line	Kigogo-Kigogo Tap Tegeta-Mbezi	33kV 100mm ² 1cct 1km 33kV 100mm ² 1cct 8.4km	New Reinforce	
2008	Chang'ombe S/S	33kV 15MVAx1	Expansion					
2009	Msasani S/S	33kV 15MVAx1	Expansion					
2010	Kariakoo S/S Ilala S/S Ilala S/S	33kV 15MVAx1 33kV Leadout 33kV 15MVAx1	Expansion Expansion Expansion	Kariakoo Line	Ilala-Kariakoo	33kV 100mm ² 1cct 1.3km	Reinforce	

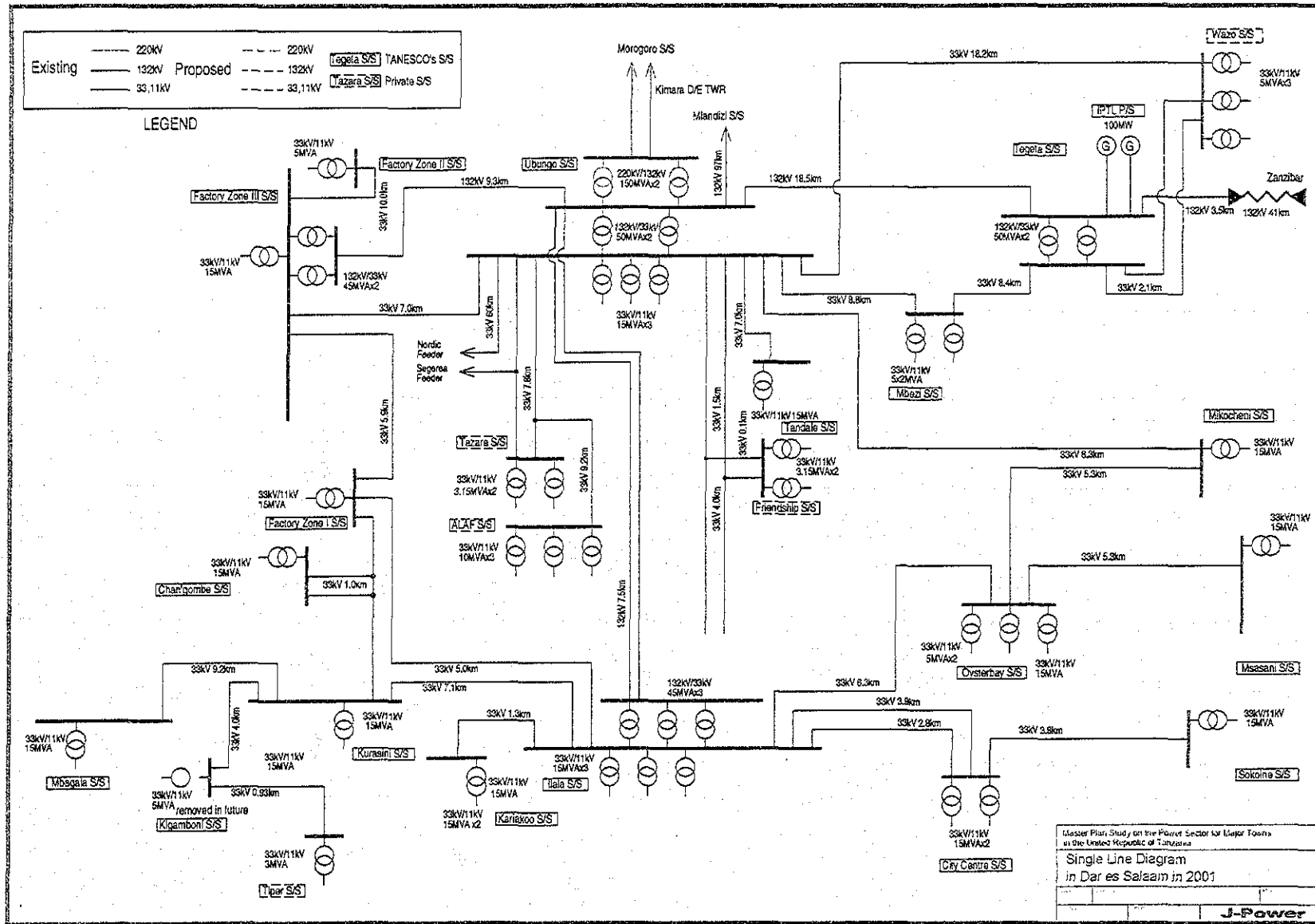


Fig. 14.1.1 単線結線図 (Dar es Salaam 2001 年)

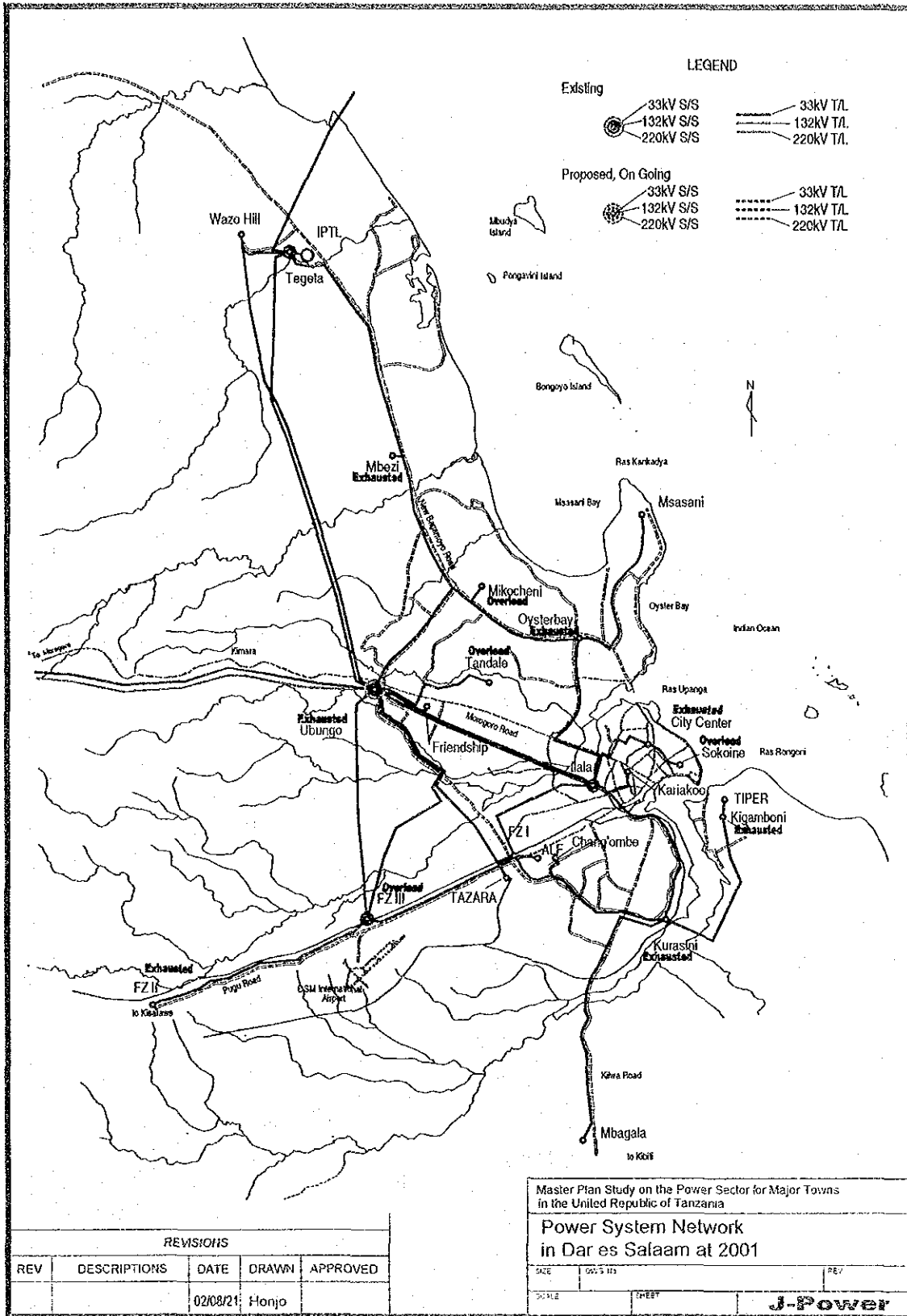


Fig. 14.1.2 系統図 (Dar es Salaam 2001 年)

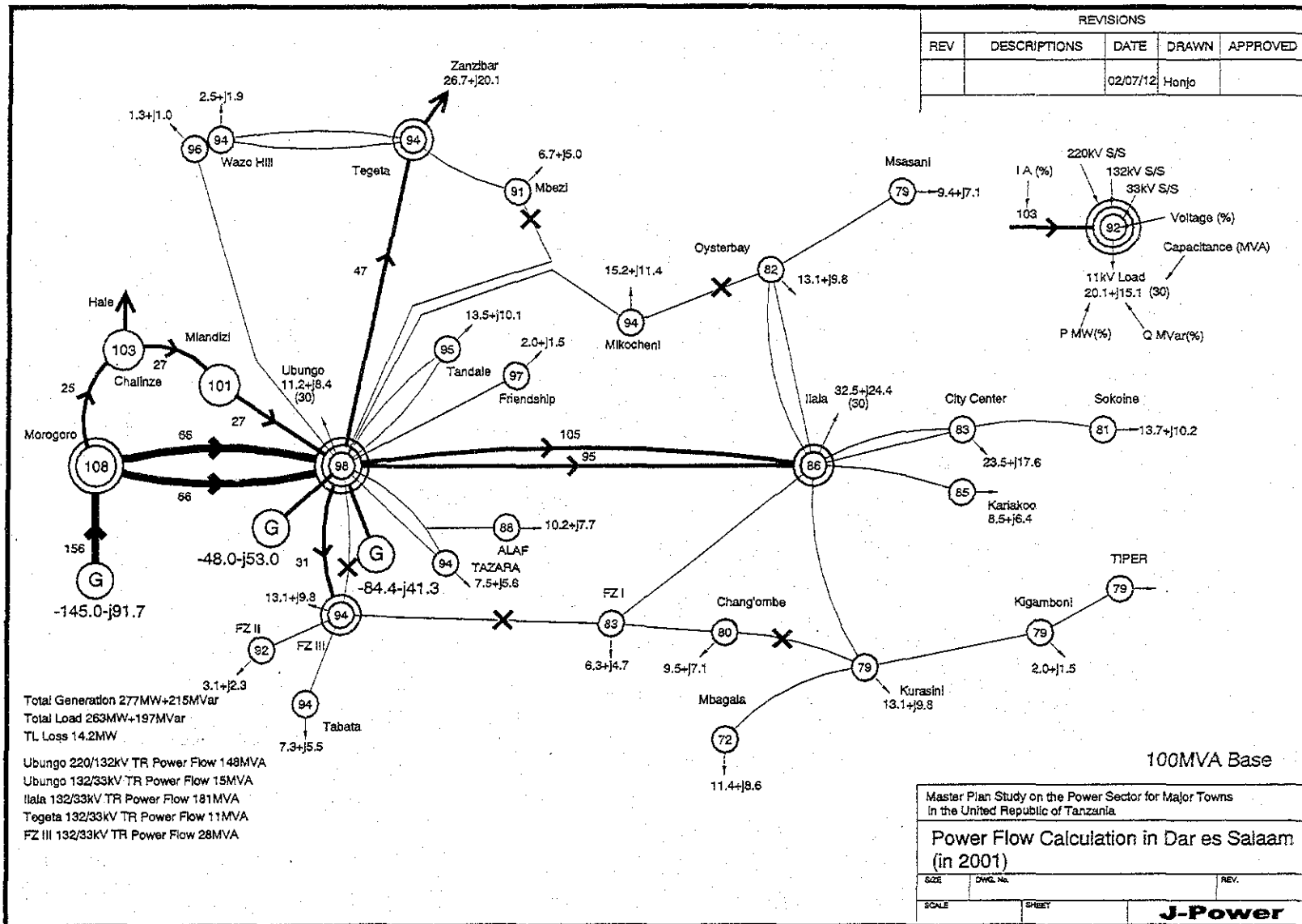


Fig. 14.1.3 潮流計算結果 (Dar es Salaam 2001 年)

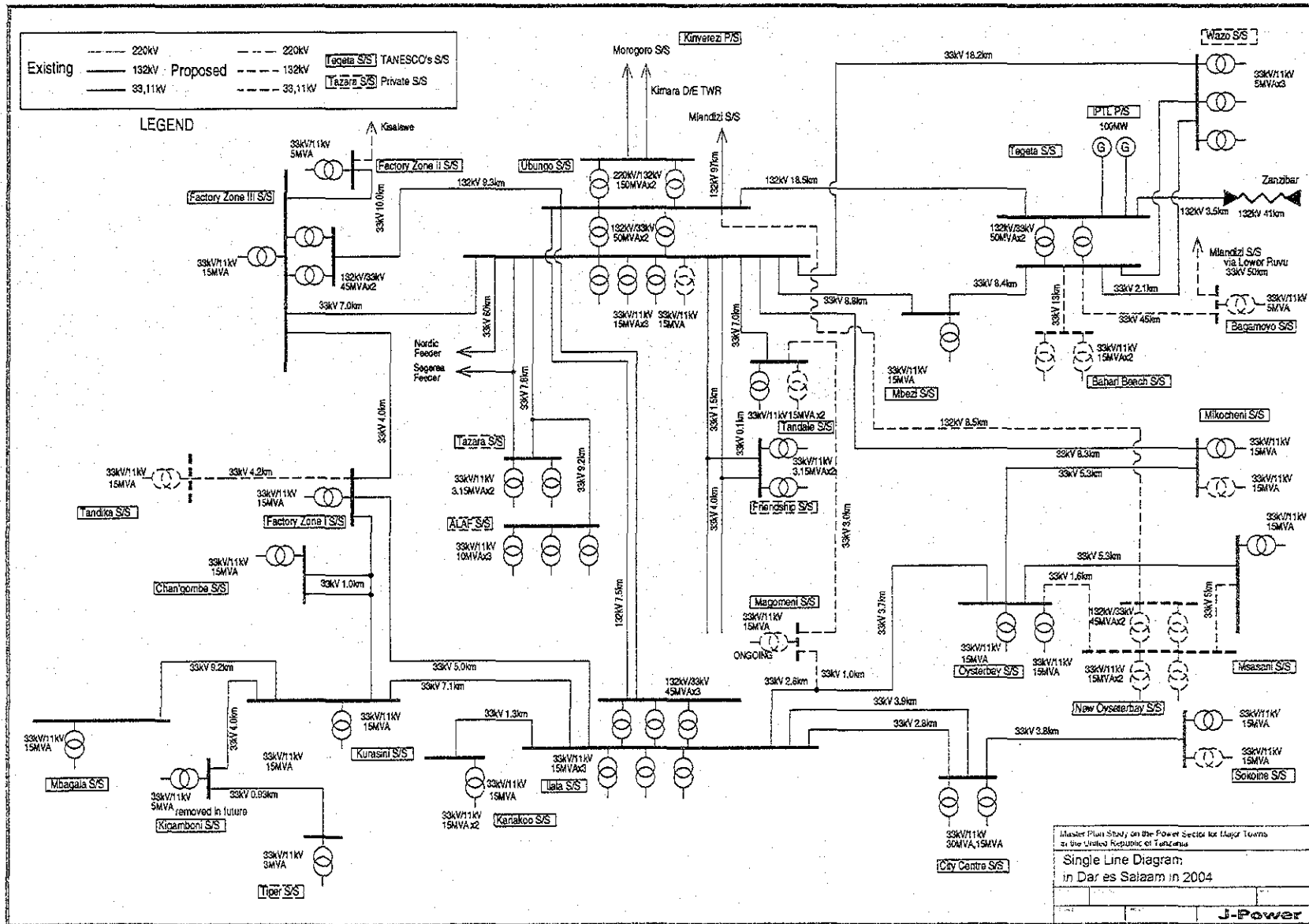


Fig. 14.1.4 單線結線圖 (Dar es Salaam 2004 年)

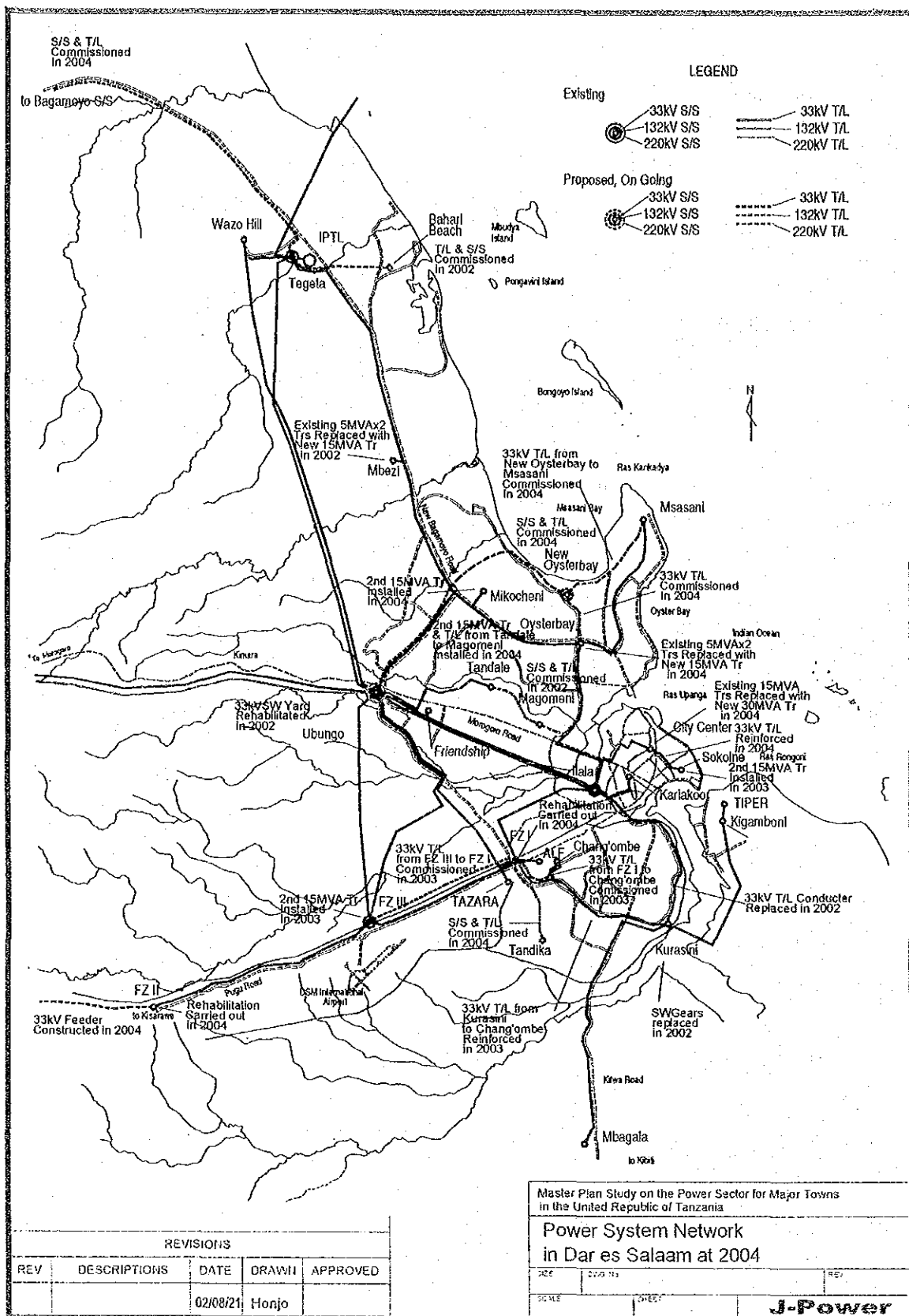


Fig. 14.1.5 系統図 (Dar es Salaam 2004 年)

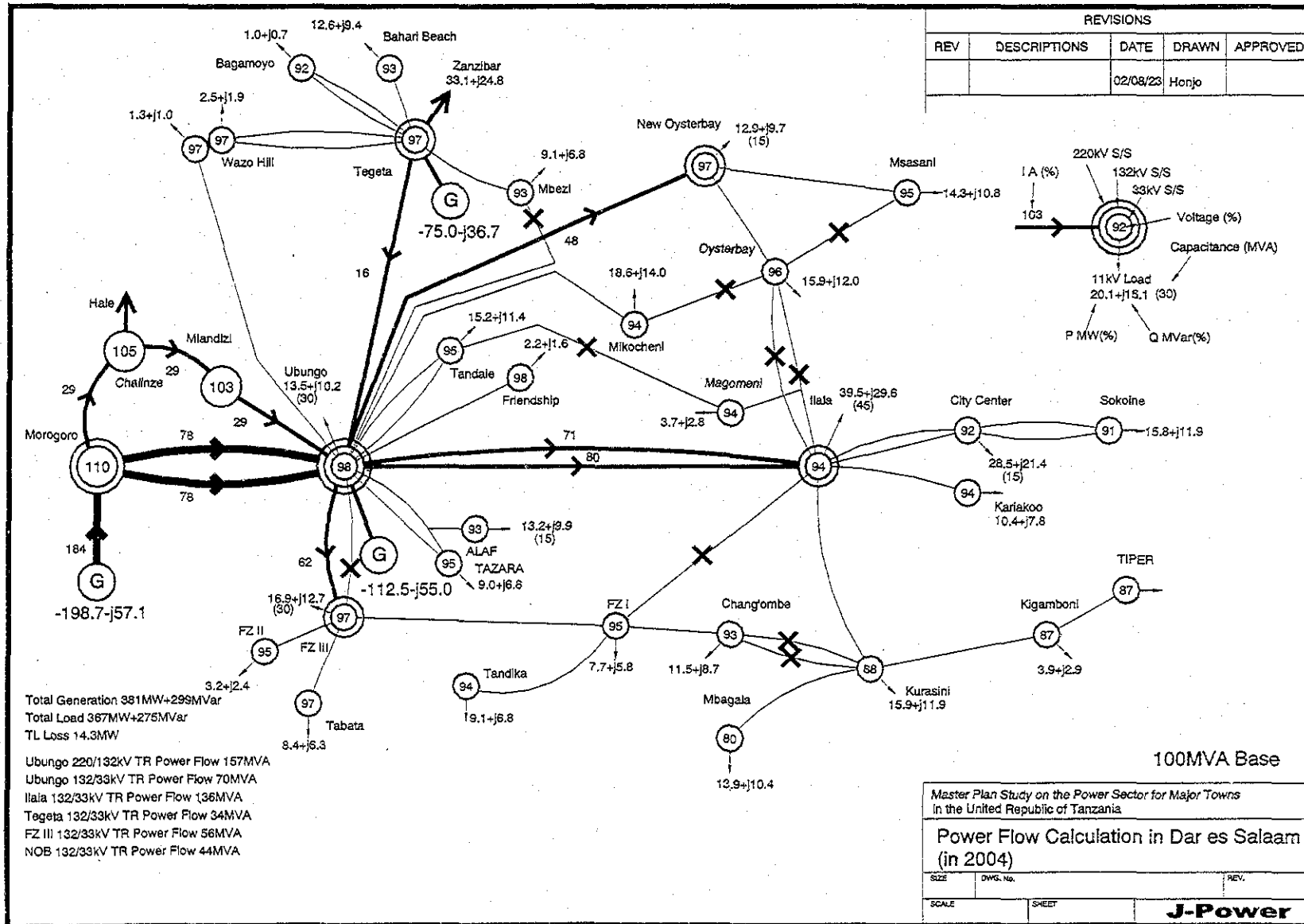


Fig. 14.1.6 潮流計算結果 (Dar es Salaam 2004 年)

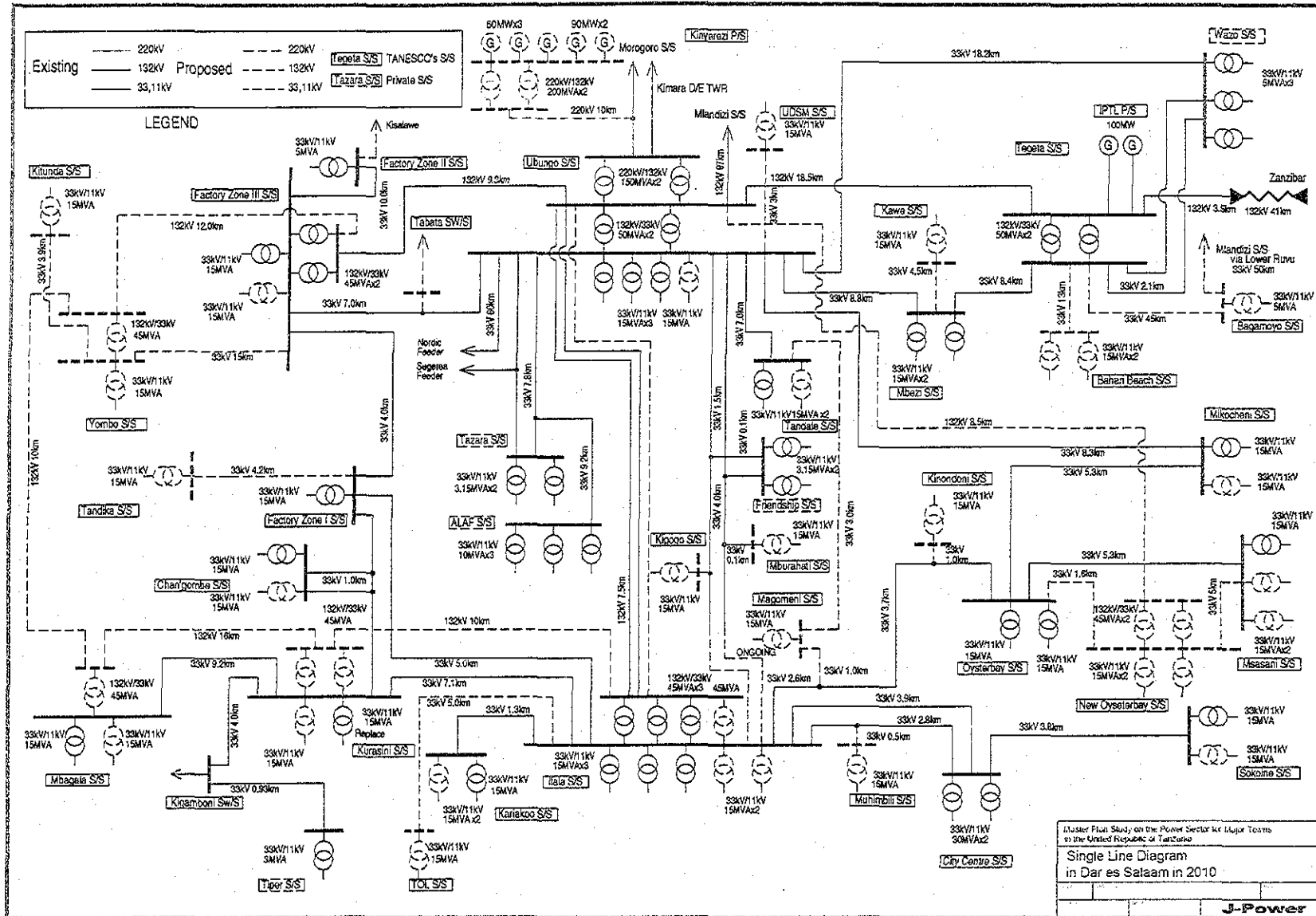


Fig. 14.1.7 單線結線圖 (Dar es Salaam 2010 年)

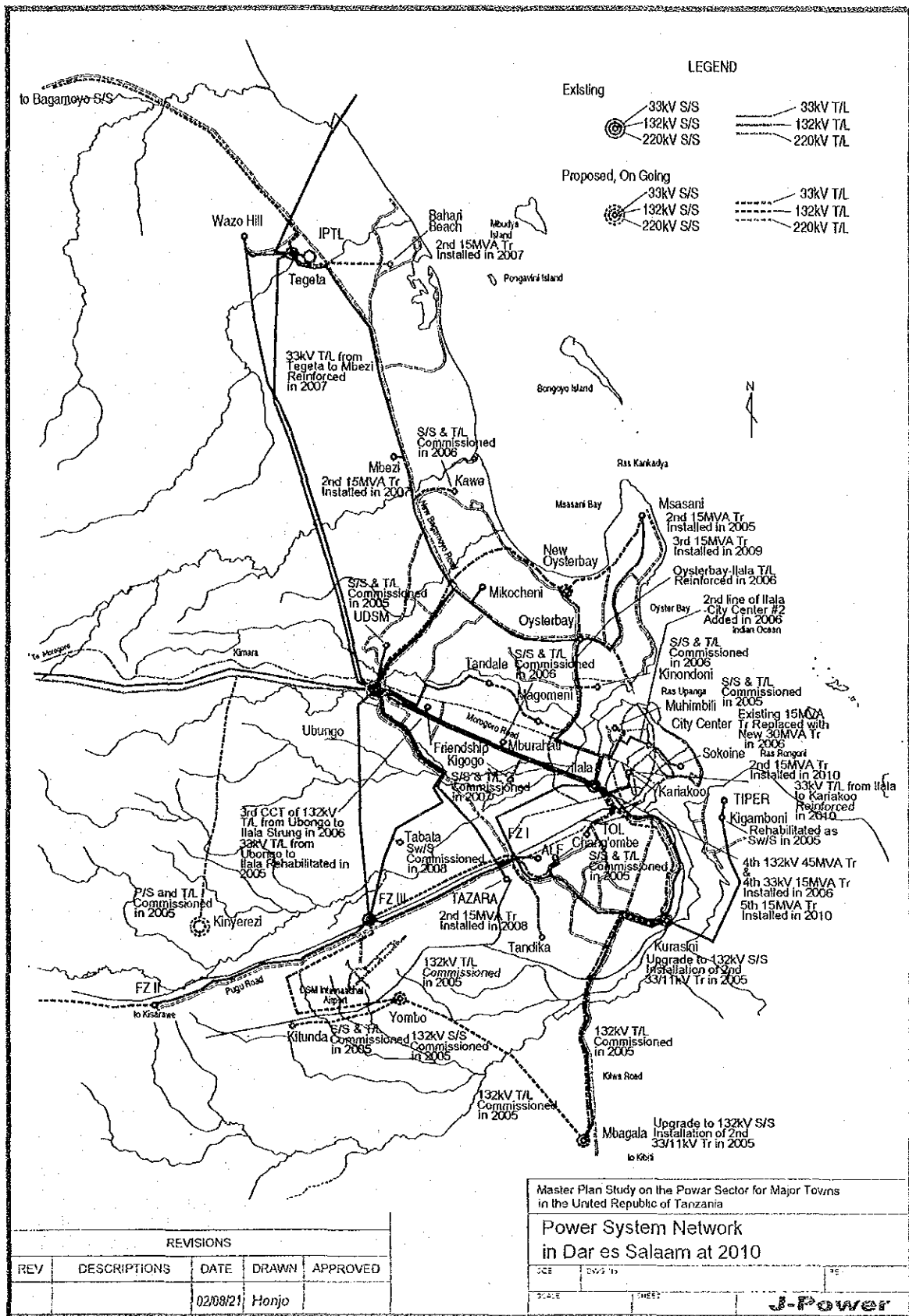


Fig. 14.1.8 系統図 (Dar es Salaam 2010 年)

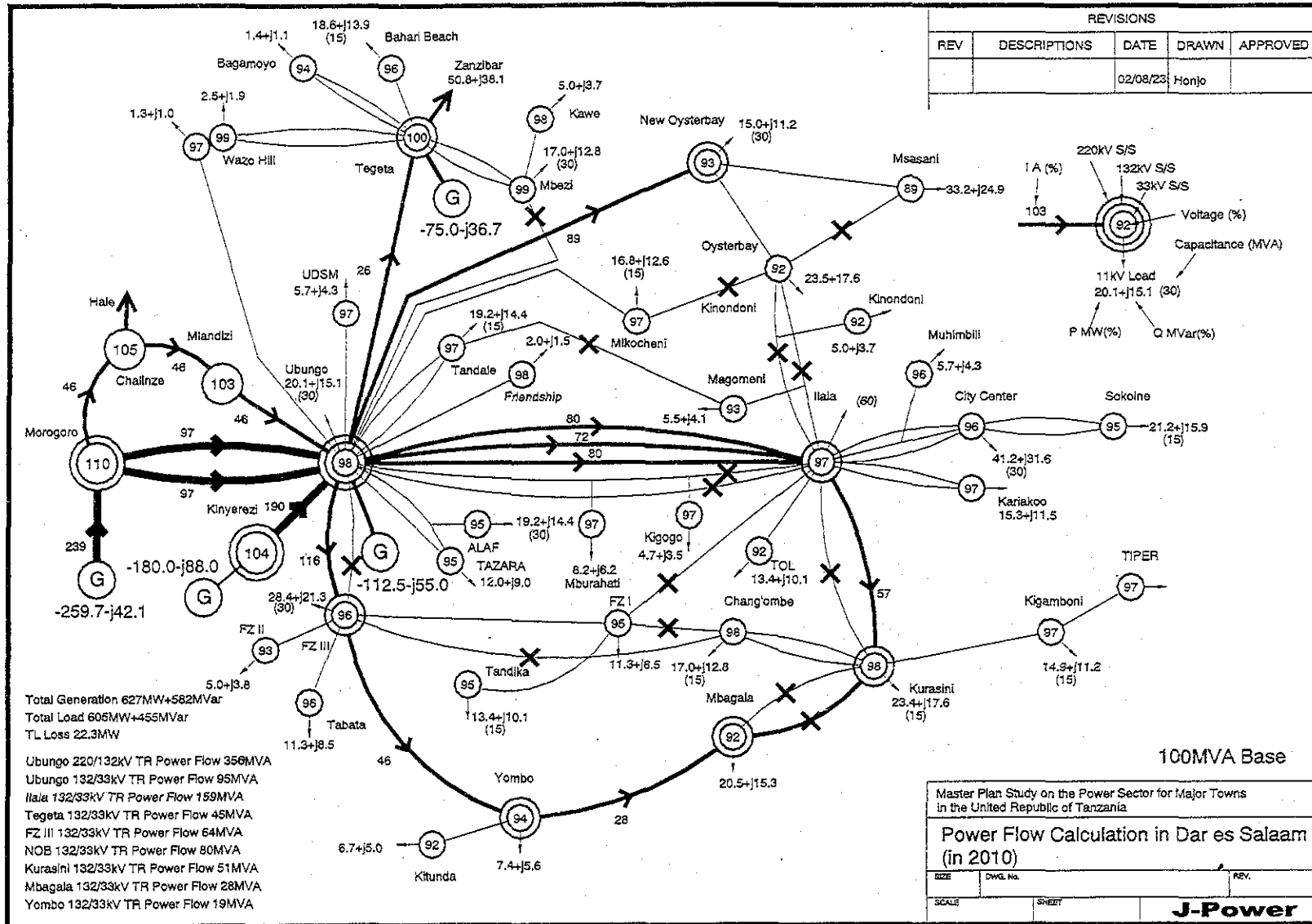


Fig. 14.1.9 潮流計算結果 (Dar es Salaam 2010 年)

(2) Arusha、Kilimanjaro

Table 14.1.6 に Arusha、Kilimanjaro 地区の拡張計画 (Case-B') を記載する。緊急対策を実施することにより 2004 年末時点で過負荷、あるいは老朽変電所は Arusha、Kilimanjaro 地区にて 8 箇所から 0 箇所に減少する。

Fig. 14.1.10~18 に Arusha、Kilimanjaro 地区における 2001 年、2004 年末および 2010 年末の単線結線図、系統図、潮流計算結果を示す。

Table 14.1.6 Arusha, Kilimanjaro 地区における送変電設備拡張案 (Case-B')

Year	Name of S/S	Specification	Type	Remark	Name of Transmission Line	Specification	Type	Remark
2002	Njiro S/S Monduli S/S YMCA S/S	Switchgear 33kV 2.5MVAx1 33kV 10MVAx1	Replace New New	On going On going On going	Njiro-Monduli	33kV 100mm ² 38.6km	New	On Going 1cct
2003								
2004	Phase1 Njiro S/S Mt. Meru S/S Unga LTD S/S Kiyungi S/S Boma Mbuzi S/S Trade School S/S Marangu Sw/S	132kV 45MVAx1 33kV 10MVAx3 33kV 10MVAx3 Switchgear etc 132/33kV 45MVAx1 Switchgear etc 33kV 10MVAx1 33kV 10MVAx1 33kV	Expansion Expansion R/E Replace Expansion Replace Expansion R/E New	2x5-->3x10	Njiro-Mt.Meru Njiro-Unga LTD Kiyungi-Boma Mbuzi Kiyungi-Trade School Kiyungi-Marangu	33kV 100mm ² 7.3km 33kV 100mm ² 5.8km 33kV 100mm ² 7km 33kV 100mm ² 10km 33kV 100mm ² 69km	Reinforce Reinforce Reinforce Reinforce New	1cct→2cct 1cct→2cct 1cct→2cct 1cct→2cct 1cct
2004	Phase2 Kiltex S/S Machame S/S Same S/S NYM P/S	33kV 10MVAx1 33kV 5MVAx1 Switchgear etc CB,LS	R/E R/E Replace Reinforce	1x5-->1x10 1x2.5-->1x5				
2005	Njiro B S/S Sakina S/S KCMC S/S Trade School S/S Boma Ngombe S/S	33kV 10MVAx1 33kV 10MVAx1 33kV 10MVAx1 33kV Leadout 33kV 5MVAx1	New New New Expansion New	KCMC Line	Njiro-Njiro B Njiro-Sakina Mt.Meru-Sakina Njiro-Kiyungi Trade School-KCMC	33kV 100mm ² 3km 33kV 100mm ² 13.2km 33kV 100mm ² 8.1km 132kV 240mm ² 70km 33kV 100mm ² 3.7km	New New New Reinforce New	1cct 1cct 1cct 1cct→2cct 1/2
2006	Usa River Sw/S Njiro S/S Kiyungi S/S	33kV 220kV 60MVAx1 132kV 45MVAx1 132kV Leadout	New Expansion Expansion Expansion	Njiro Line	Njiro-Usa River Tengeru-Usa River Njiro-Kiyungi	33kV 100mm ² 21.3km 33kV 100mm ² 12.5km 132kV 240mm ² 70km	New New Reinforce	1cct 1cct 1cct→2cct 2/2
2007	Gomber S/S KCMC S/S	33kV 5MVAx1 33kV Leadout	New Expansion	Gomber Line	KCMC-Gomber	33kV 100mm ² 4.9km	New	1cct
2008	Them S/S	33kV 10MVAx1	Expansion					
2009	Lawate S/S	33kV 5MVAx1	R/E	1x2.5-->1x5				
2010								

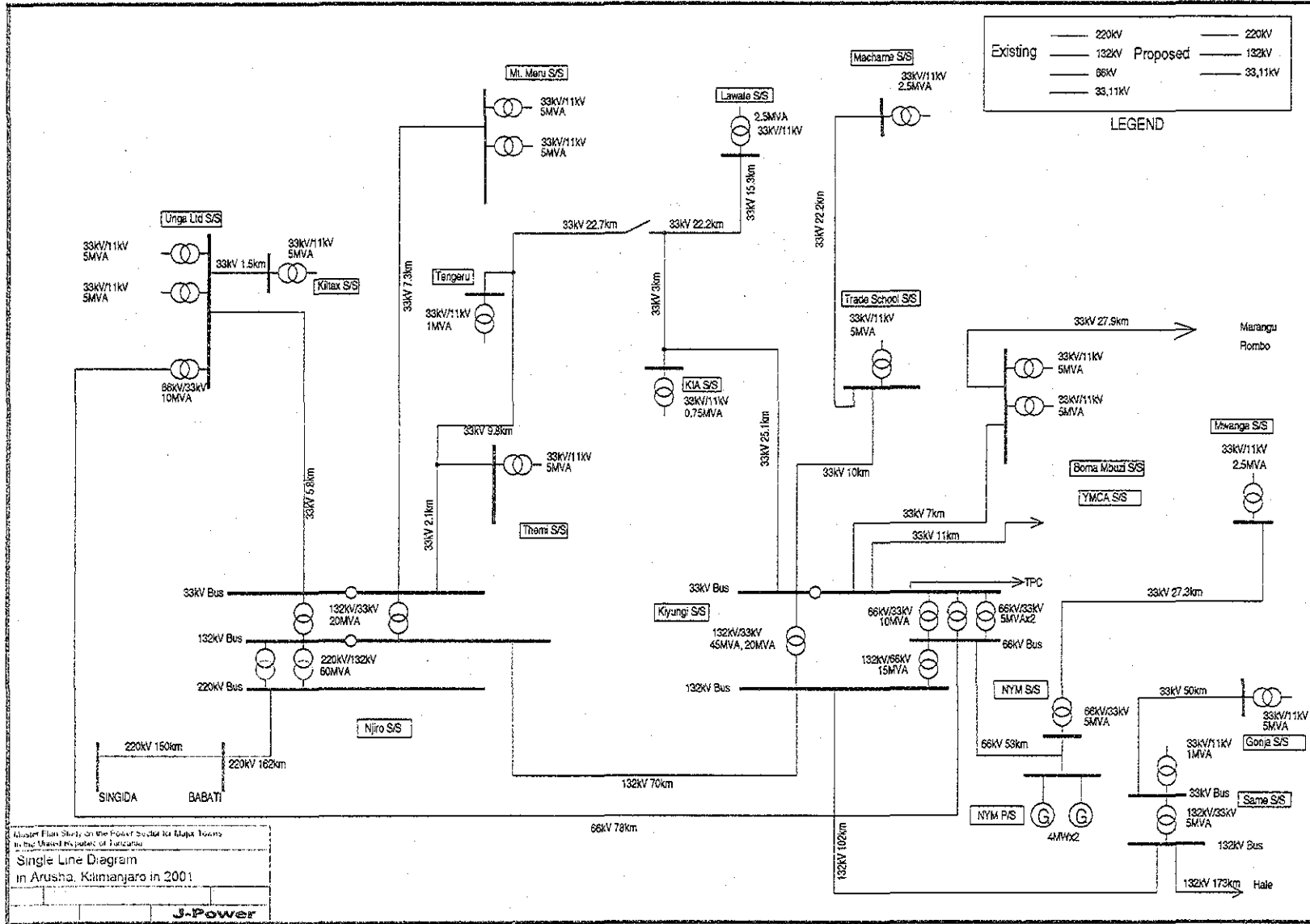


Fig. 14.1.10 単線結線図 (Arusha、Kilimanjaro 2001 年)

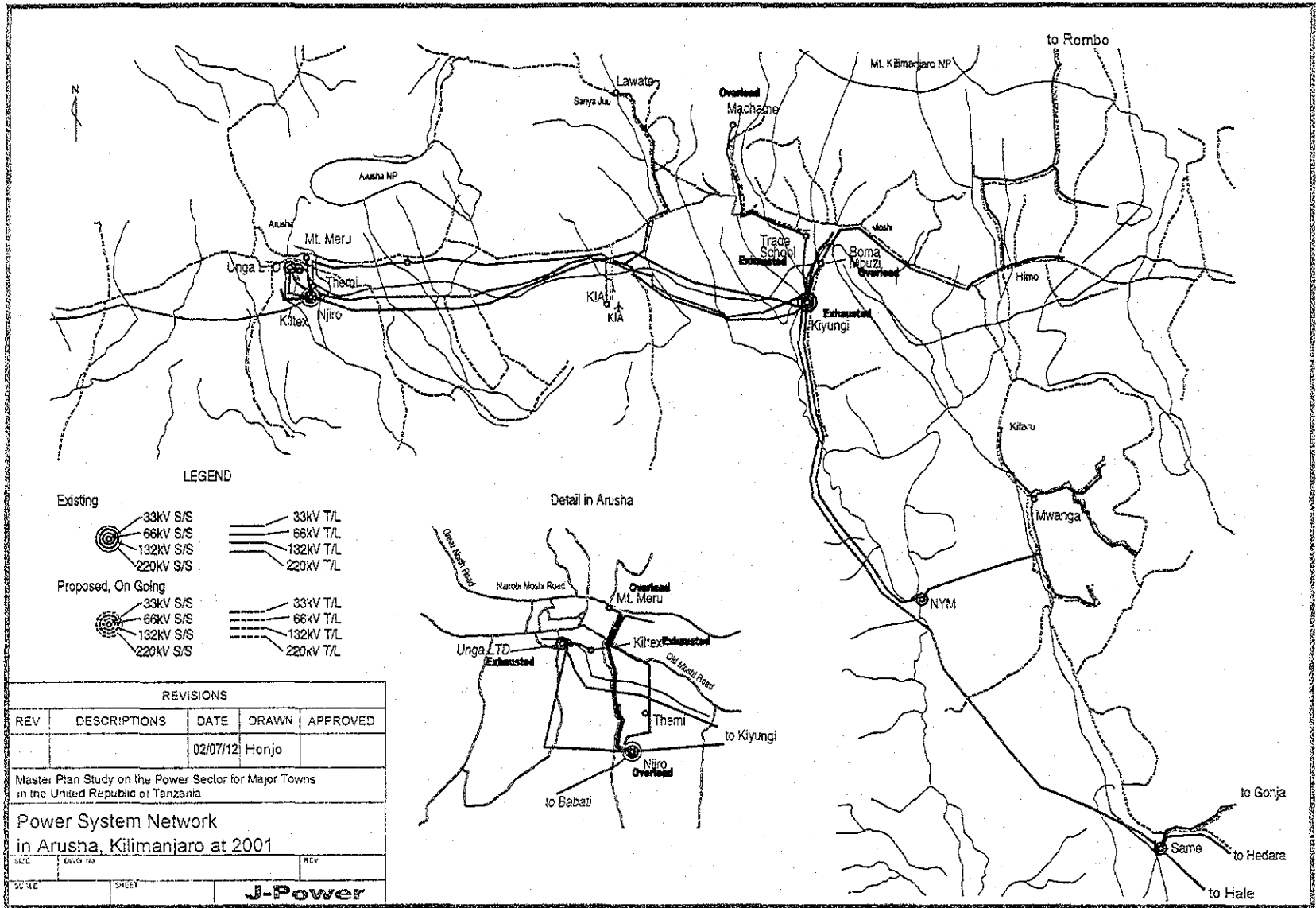


Fig. 14.1.11 系統図 (Arusha、Kilimanjaro 2001 年)

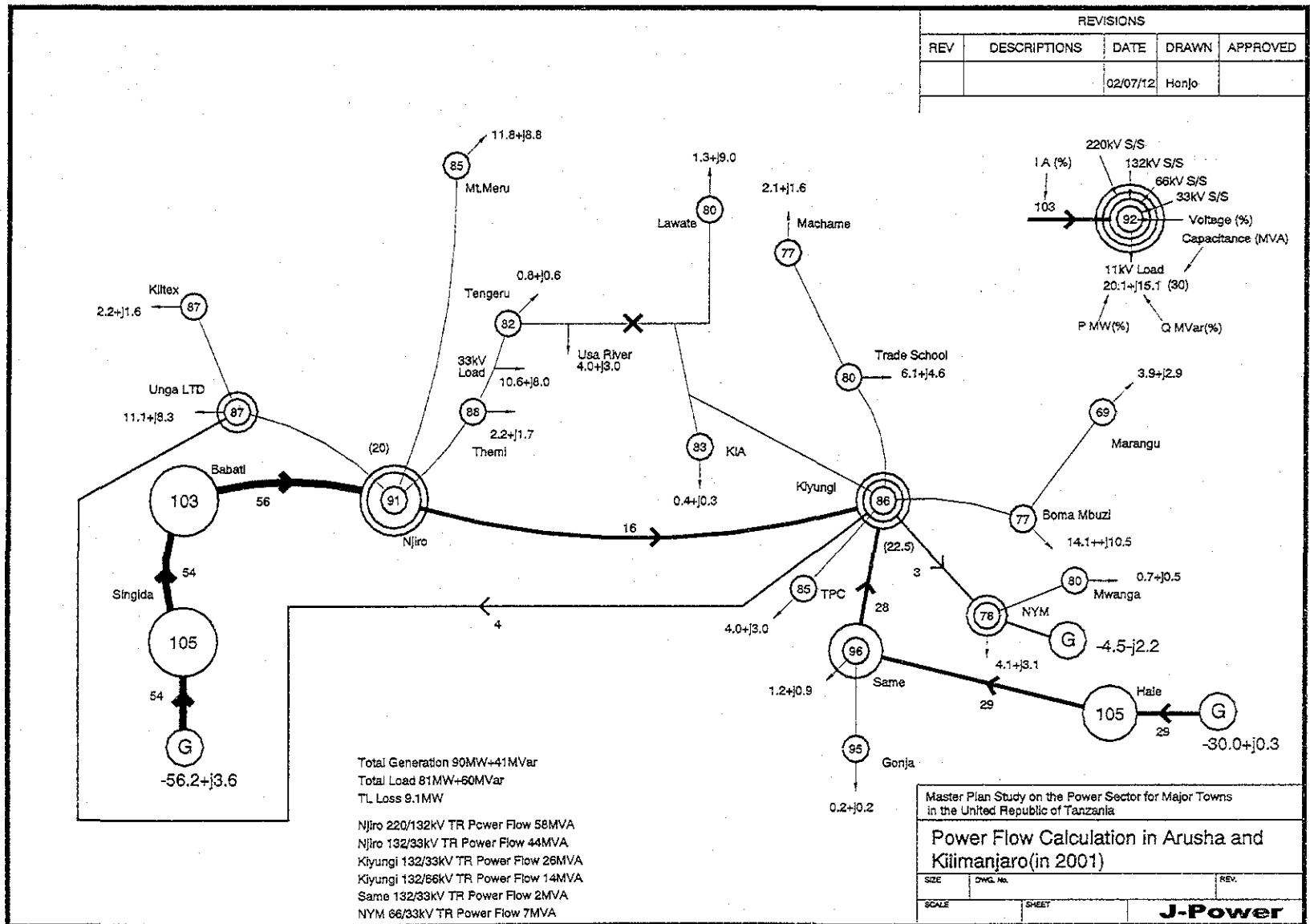


Fig. 14.1.12 潮流計算結果 (Arusha、Kilimanjaro 2001 年)

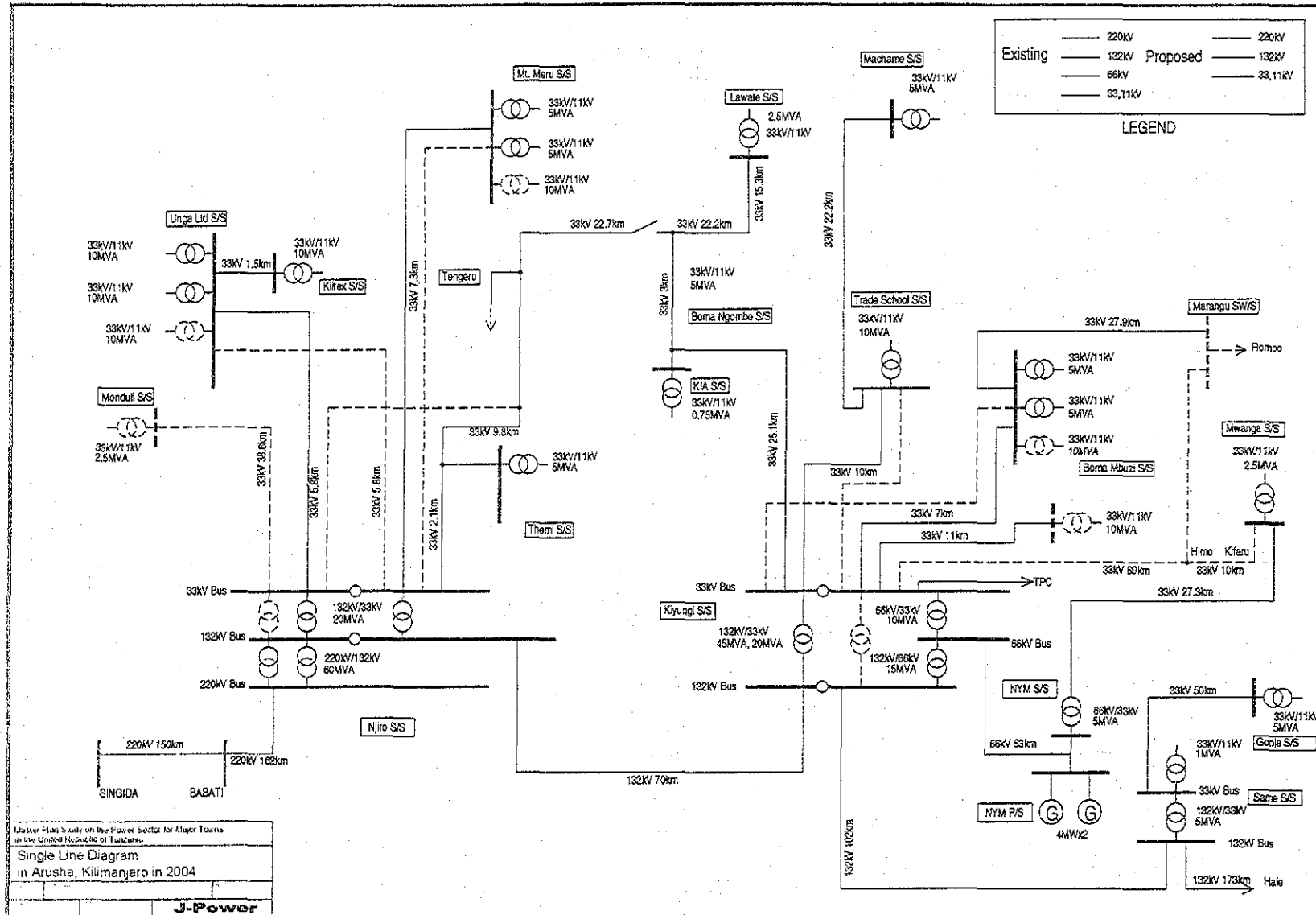


Fig 14.1.13 單線結線圖 (Arusha, Kilimanjaro 2004 年)

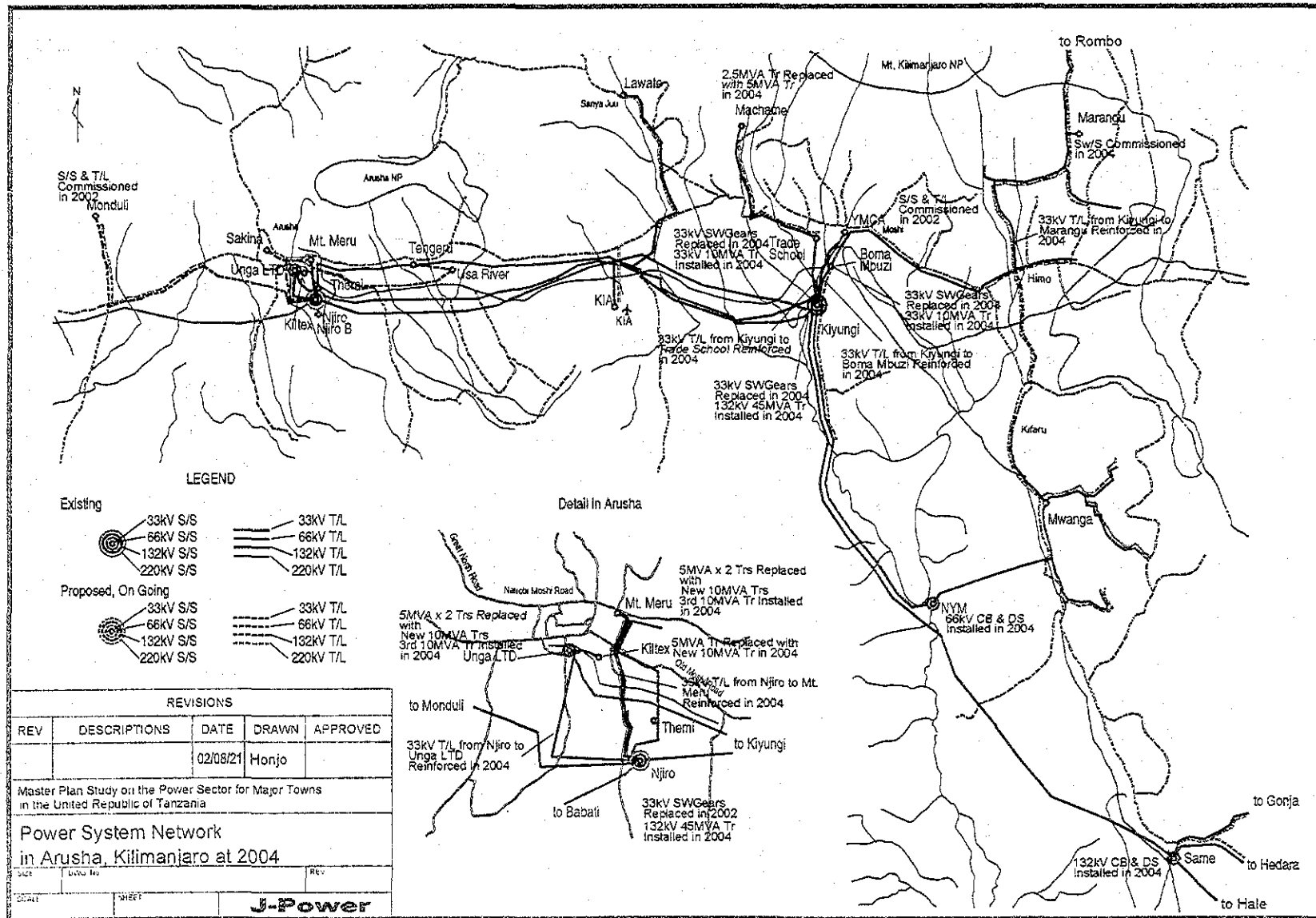


Fig. 14.1.14 系統図 (Arusha, Kilimanjaro 2004 年)

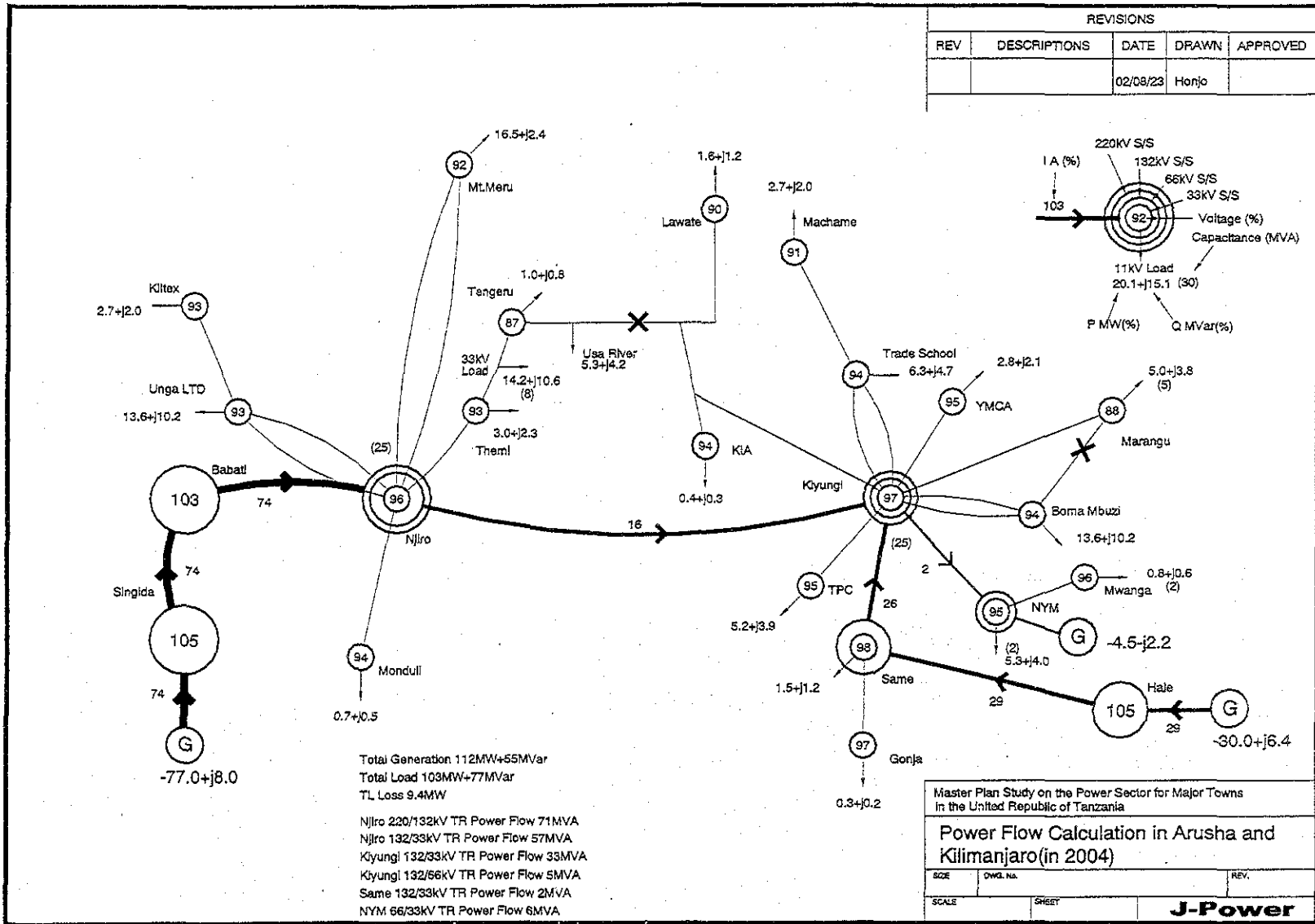


Fig. 14.1.15 潮流計算結果 (Arusha、Kilimanjaro 2004年)

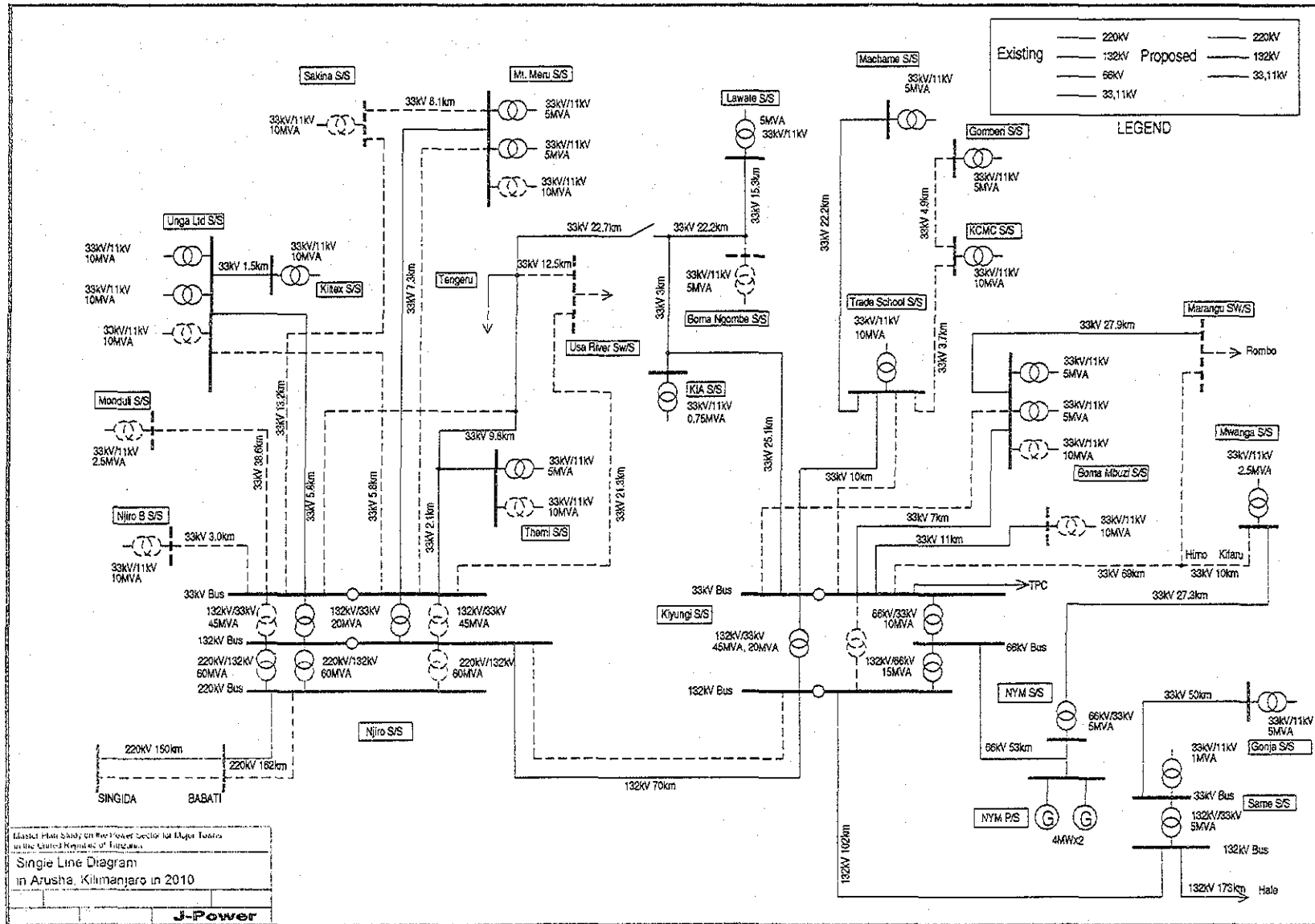


Fig. 14.1.16 單線結線圖 (Arusha, Kilimanjaro 2010 年)

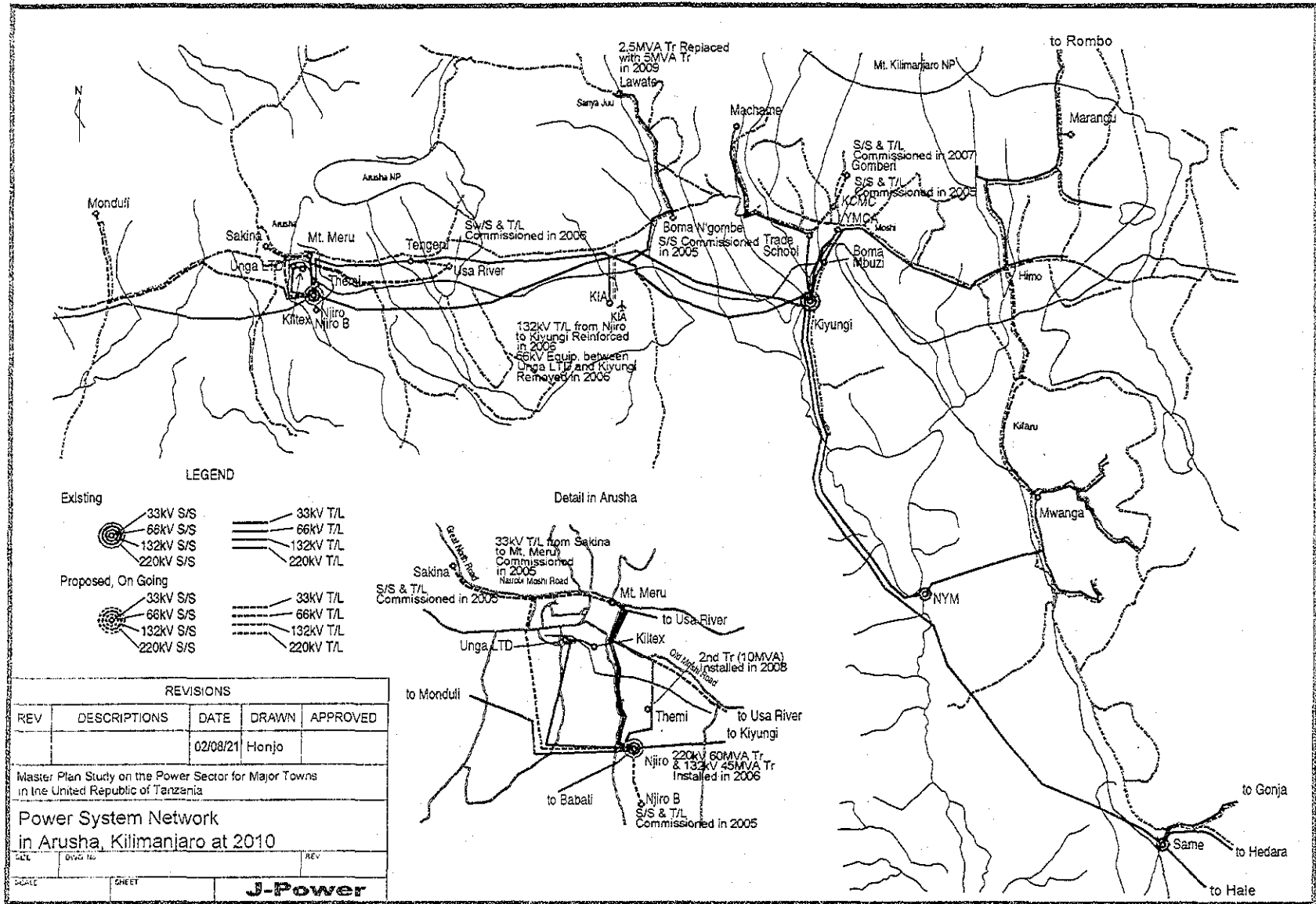


Fig. 14.1.17 系統図 (Arusha, Kilimanjaro 2010 年)

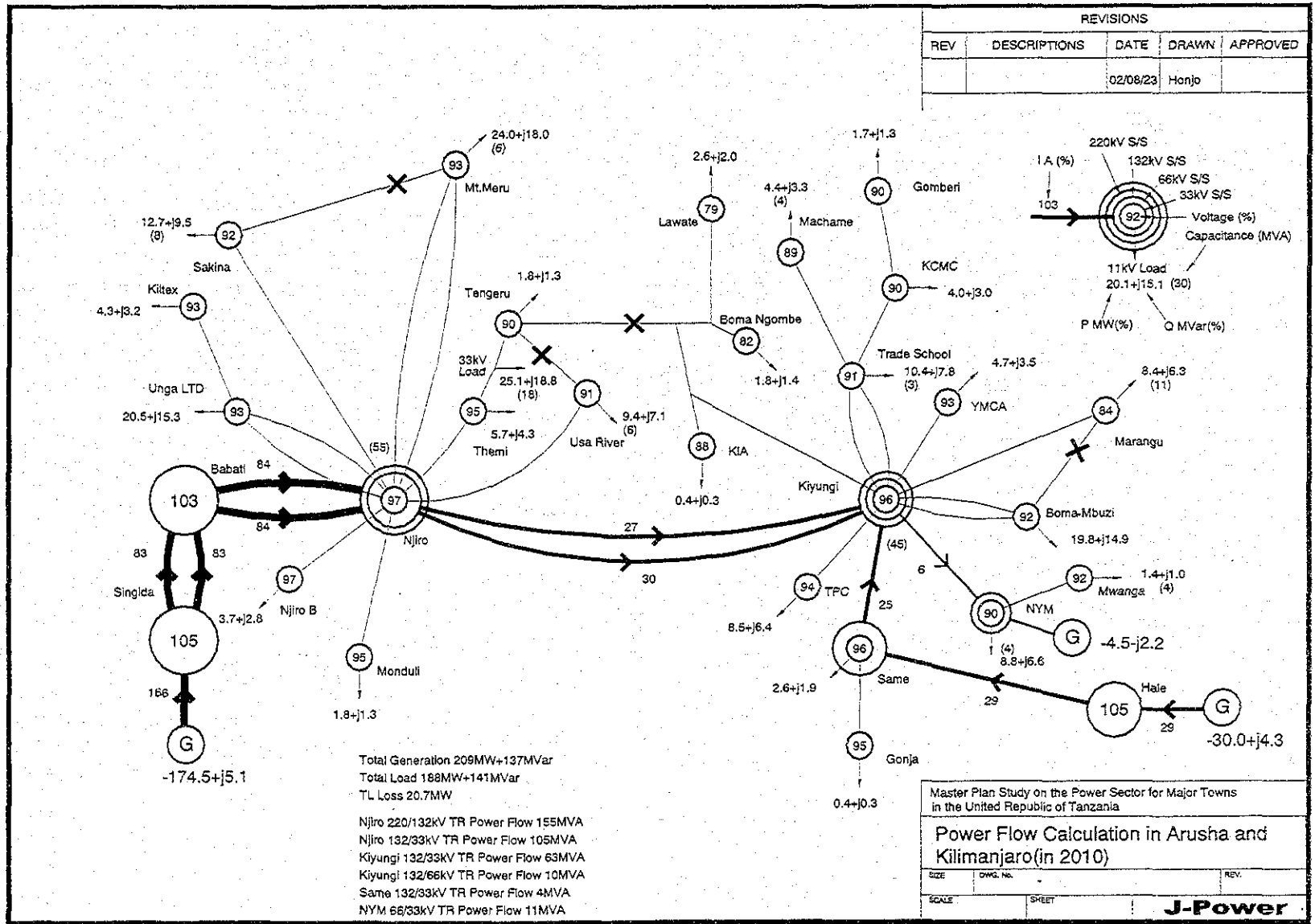


Fig. 14.1.18 潮流計算結果 (Arusha、Kilimanjaro 2010 年)

第14章 実施計画

14.1.6 電圧対策

潮流計算時には、ピーク時間帯における各変電所の電圧低下量を90%以内に抑えるため、Case-Aの検討時、各変電所に無効電力補償用の電力用コンデンサを設定した。各変電所の需要想定はCase-AもCase-B'も変わらないが、一部変電所や建設年次を見直したのでその部分を修正してCase-B'の解析を実施した。

Table 14.1.7 潮流計算時の電力用コンデンサ投入量 Dar es Salaam Case-B' 単位 MVA

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
UBG	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
ILL	30.0	30.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	60.0	60.0	60.0
CCR			15.0	15.0	15.0	15.0	30.0	30.0	30.0	30.0
KRS		30.0	30.0							15.0
ALF		10.0	10.0	15.0	15.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
NOB				15.0	15.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
BHB								15.0	15.0	15.0
MBZ					15.0	15.0	15.0	15.0	30.0	30.0
CGM							15.0	15.0	15.0	15.0
SKN								15.0	15.0	15.0
MKC									15.0	15.0
TDK										15.0
TDL										15.0
KGB										15.0
FZ3				30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
SUBTOTAL	60.0	100.0	130.0	150.0	165.0	195.0	225.0	270.0	300.0	360.0
ADDITIONAL		40.0	30.0	20.0	15.0	30.0	30.0	45.0	30.0	60.0
UBG(G 11,33kV)	23.0									
UBG1	41.3	41.3	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0
TGT1		36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7
KNY2				22.0	44.0	44.0	66.0	66.0	88.0	88.0
SUBTOTAL	64.3	78.0	91.7	113.7	135.7	135.7	157.7	157.7	179.7	179.7
ADDITIONAL		13.7	13.7	22.0	22.0	0.0	22.0	0.0	22.0	0.0
GRANDTOTAL	124.3	178.0	221.7	263.7	300.7	330.7	382.7	427.7	479.7	539.7
ADDITIONAL		53.7	43.7	42.0	37.0	30.0	52.0	45.0	52.0	60.0

Table 14.1.8 潮流計算時の電力用コンデンサ投入量 Arusha、Kilimanjaro Case-B' 単位 MVA

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
NJR	20.0	20.0	22.5	25.0	30.0	35.0	40.0	45.0	55.0	55.0
MTM		0.0	0.0	0.0	3.0	3.0	6.0	6.0	6.0	6.0
USA		0.0	0.0	0.0	3.0	3.0	4.0	4.0	6.0	6.0
SAK		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	8.0	8.0
KYG	22.5	22.5	22.5	25.0	30.0	35.0	40.0	45.0	45.0	45.0
TSC		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	3.0	3.0
MCM		0.0	0.0	0.0	2.0	3.0	3.0	4.0	4.0	4.0
NYM		1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	3.0	3.0	3.0	4.0
MWG		0.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0
MRG		2.0	3.0	5.0	5.0	5.0	8.0	8.0	11.0	11.0
HAL1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
33kV		0.0	3.0	8.0	8.0	8.0	8.0	12.0	18.0	18.0
SUBTOTAL	42.5	45.5	53.0	67.0	85.0	96.0	114.0	137.0	162.0	164.0
ADDITIONAL		3.0	7.5	14.0	18.0	11.0	18.0	23.0	25.0	2.0
NYM6	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
SUBTOTAL	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
ADDITIONAL										0.0
GRANDTOTAL	44.7	47.7	55.2	69.2	87.2	98.2	116.2	139.2	164.2	166.2
ADDITIONAL		3.0	7.5	14.0	18.0	11.0	18.0	23.0	25.0	2.0

Case-A と比較すると Case-B'は設備増強が遅れる分各所の電圧が若干低めになっている。また Dar es Salaam の FZ III-Yombo-Kurasini-Ilala の送電線は、Case-A では2004年に33kVから132kVへの昇圧を計画していたが、Case-B'では昇圧時期を2005年に先送りしている。この影響で2004年にはKurasini S/S周辺、特にMbagala S/Sにおける電圧低下が大きい。したがって、昇圧が遅れる場合には、別途電圧対策が必要となる。

一方 Arusha、Kilimanjaro 地区においては、Case-B'の検討時に Lawate S/S、Boma Ngombe S/S の需要想定を見直し Case-A の検討時よりも大きく想定したため、2010年時点でこの辺りの電圧低下が著しい。Lawate S/S、Boma Ngombe S/S 周辺地区の需要予測は、調査団で想定したデータを用いており、実際の需要の伸びについては未確定要素も多いため、この地区の送電線増強まではマスタープランで考慮していない。しかし Kilimanjaro 系統の末端に位置することから、今後の需要の伸びによっては、送電線の増強や電力用コンデンサの設置など電圧低下対策の必要となることも考えられる。

電力用コンデンサの機材費は一部を除いて今回の事業費用に含めていない。その理由は下記の通りである。

送電系統の電圧低下は送電線や変圧器といった電力機器の抵抗分によるものと、負荷の力率が悪いことに起因するものがあり、前者については機器の増設にて対応するが、後者については、電力会社による電力用コンデンサの設置以外にも、例えば電力料金契約に力率のインセンティブも設け、需要家側にて力率改善を図ることもある。また解析に用いた力率は0.80であり、無効電力のバランスから厳しめの解析を行っている。したがって、事業費用には解析必要とされる電力用コンデンサの容量の設備費用を見積もっていない。しかし基幹変電所の増設には、電力用コンデンサの据付費用も考慮している。

14.2 送電設備の詳細設計

拡張計画(Case-B')のうち、緊急性の高い2004年実施予定分を更に優先順位1、2に区分し、詳細設計を行う。

14.2.1 詳細設計対象設備

Table 14.2.1 送電線拡張計画 (Dar es Salaam 地区)

年度	送電線路名	仕様	種別	延長(km)
2004 1 st	FZI-Tandika	33kV 150mm ² 2cdt 1cct	New	4.2
2004 2 nd	City Center-Sokoine	33kV 100mm ² 1cdt 1cct	Reinforce	3.0
	Tandale-Magomeni	33kV 150mm ² 1cdt 1cct	New	3.0
	Ubungo-Ilala	33kV 150mm ² 2cdt 1cct	Replace	7.5
	Ubungo-New Oysterbay	132kV 240mm ² 1cdt 1cct	New	8.5
	New Oysterbay-Oysterbay	33kV 240mm ² 2cdt 1cct	New	1.6

Table 14.2.2 送電線拡張計画 (Arusha、Kilimanjaro 地区)

年度	送電線路名	仕様	種別	延長(km)
2004 1 st	Njiro-Mt. Meru	33kV 100mm ² 1cdt 1cct	Reinforce	7.3
	Njiro-Unga LTD	33kV 100mm ² 1cdt 1cct	Reinforce	5.8
	Kiyungi-Boma Mbuji	33kV 100mm ² 1cdt 1cct	Reinforce	7.0
	Kiyungi-Trade School	33kV 100mm ² 1cdt 1cct	Reinforce	10.0
	Kiyungi-Mkuu Rombo	33kV 100mm ² 1cdt 1cct	New	69.0
2004 2 nd				

14.2.2 132kV 送電線詳細設計概要

(1) 132kV 送電線の設計条件

(a) 適用規格

本送電線の設計においては、基本的に IEC 及び IEC に準ずる規格を適用する。

(b) 電線の高さ

電線の高さは、TANESCO の実績より次の値を採用する。

Table 14.2.3 132kV 送電線 電線高さ

項目	最低高さ(m)
一般箇所	6.7
道路	8.0
鉄道	9.0
水路・航路	10.0

(c) 風圧荷重

支持物に作用する風圧荷重は、Dar es Salaamにおける TANESCO の実績より次の値を採用する。

Table 14.2.4 132kV 送電線 風圧荷重

項目	風圧(kg/m ²)*
地区	Dar es Salaam
鉄塔	266
架渉線	92

*.設計風速 (鉄塔)=38m/sec

〃 (架渉線)=40m/sec

(d) 自然条件

送電線設計時の自然条件は以下の値を採用する。

Table 14.2.5 132kV 送電線 設計時の自然条件

地区		Dar es Salaam
標高		1,000m 以下
外気温	最高	40°C
	最低	10°C
	平均	20°C

(e) 送電線の回線数

将来の電力需要増加を勘案し、2回線設計とするが、建設当初は1回線のみ架渉を行い、必要に応じて2号線増架を行うものとする。

(f) 支持物

送電線の支持物は、将来の電力需要増大に対し容易に増容量化可能で、線下幅が狭く、支線が不要であり、既設の Ubungo-IIala、Ubungo-FZ III ルートにも適用されている自立型2回線鉄塔を採用する。また、連続する懸垂鉄塔の数は10基以下とする。なお、鉄塔の標準径間は300mとする。

(g) 基礎

鉄塔基礎は、適用される現場の地盤条件によって、様々なタイプが考えられる。ここでは、地盤条件が良好な箇所に対してコンクリート基礎を採用し、湿地帯等の地盤条件が悪い箇所に対しては鋼管杭基礎を適用するものとする。

(h) 電線の選択

電力需要想定に基づいた潮流計算結果及び、電線標準化の観点から、電線は、

ACSR 240mm²を採用する。また、Dar es Salaam 地区は、過去に広範囲に亘り、塩害が報告されているため、この地区は防食タイプの ACSR を使用することを推奨する。なお、電線支持点における電線の安全率は 2.5 以上とする。

(i) 架空地線

架空地線は、AAC(IEC 規格による硬鋼線より線)55mm²を採用する。また、Dar es Salaam 地区は、過去に広範囲に亘り、塩害が報告されているため、この地区は防食のため ACS(鋼線覆鋼心より線)55mm²を使用することを推奨する。なお、架空地線支持点における架空地線の安全率は 2.5 以上とする。

(j) 碍子

碍子装置は IEC または、IEC に準拠した規格により設計する。Dar es Salaam 地区は、過去に広範囲に亘り、塩害が報告されているため、この地区は亜鉛メッキつき懸垂碍子を使用することを推奨する。

なお、過去に実施した Dar es Salaam 電力供給拡張計画(Ubungo-Ilala、Ubungo-FZ III ルート)では、250mm 懸垂碍子を採用し、等価塩分付着密度を 0.25mg/cm²として、碍子個数は 11 個であったが、今回検討する Ubungo-New Oysterbay ルートのうち、Old Bagamoyo road に並行する測量番号 P14A から New Oysterbay S/S までの区間は、上記送電線のルートよりも海岸に近い場合、塩害を考慮し、等価塩分付着密度を 0.35mg/cm²とする。Ubungo から測量番号 P17 までは従来通り 0.25 mg/cm²とする。Fig.14.2.1 に碍子装置図を示す。

(k) アーモッド、ダウパの採用

電線支持点における電線の振動疲労防止のために懸垂鉄塔の電線支持点にはアーモッドを取りつける。また、電線の微風振動防止のためにダウパを取りつける。

(2) 132kV 送電線の絶縁設計

(a) 基本事項

Table 14.2.6 132kV 送電線の絶縁設計 基本事項

項目	数値	備考
公称電圧;U ₀ (kV)	132	
最高許容電圧;U _m (kV)	144	1.2/1.1
開閉サージ倍数	2.8	
相間サージ倍数	4.5	
標高補正	1.1	1000m 以下
アークオン間隔能率	0.85 以下	碍子連長とオン間隔の比

(b) 耐開閉サージ設計

Table 14.2.7 132kV 送電線の絶縁設計 耐開閉サージ設計

項目	数値	備考
公称電圧; U_0 (kV)	132	
最高許容電圧; U_m (kV)	144	$1.2/1.1 U_0$
対地電圧波高値(kV)	118	$\sqrt{2}/\sqrt{3} U_m$
開閉サージ倍数	2.8	
開閉サージ電圧(kV)	330	
標高補正	1.1	1000m 以下
開閉サージ 所要絶縁強度 (kV)	363	
所要碍子数量(個)	7	250mm 懸垂碍子 開閉インパルス注水フラッシュオフ-特性及び耐電圧特性より。予備1個含む
最小絶縁間隔(cm)	80	導体-塔体間 開閉インパルス注水フラッシュオフ-特性及び耐電圧特性より。
相間サージ倍数	4.5	
相間サージ電圧(kV)	531	
標高補正	1.1	1000m 以下
相間サージ 所要絶縁強度 (kV)	585	
最小相間絶縁間隔(cm)	120	

(c) 耐商用周波設計

Table 14.2.8 132kV 送電線の絶縁設計 耐商用周波設計

項目	数値	備考
公称電圧; U_0 (kV)	132	
最高許容電圧; U_m (kV)	144	$1.2/1.1 U_0$
対地電圧 (kV)	84	$U_m/\sqrt{3}$
標高補正	1.1	1000m 以下
対地所要耐電圧 (kV)	93	
所要碍子数量(個)	4	250mm 懸垂碍子 商用周波注水7フラッシュオフ-特性及び耐電圧特性より。予備1個含む
異常時絶縁間隔 (cm)	35	
相間所要耐電圧 (kV)	159	
異常時相間絶縁間隔 (cm)	56	

(d) 耐汚損設計

Table 14.2.9 132kV 送電線の絶縁設計 耐汚損設計

項目	数値		備考
対地電圧(kV)	84		$U_m/\sqrt{3}$
電圧上昇係数	1.0		一線地絡事故時
耐電圧目標値(kV)	84		
等価塩分付着密度 (mg/cm ²)	0.25 ^{*2}	0.35 ^{*3}	
碍子1個当りの汚損耐電圧(kV/個) ^{*1}	7.7	7.2	250mm 懸垂碍子
所要碍子数量(個)	11	12	

*1:碍子1個当りの汚損耐電圧値;V₁₃₂は次式で算出した。

$$V_{132} = \frac{28}{\left(\frac{w}{0.1}\right)^{\frac{1}{5}} \left[1.5 \times \left(K^{\frac{1}{3}} + 2 \right) + \frac{5}{8} \times K \right]} \times k \quad (\text{kV/個})$$

但し、V₁₃₂:碍子1個当りの設計耐電圧(kV/個)

w;等価塩分付着密度(mg/cm²)

K;との粉の付着密度(mg/cm²)=設計上は0.1とする。

k;耐压補正係数=1.25

*2: Ubungo～測量番号 P17 区間

*3: 測量番号 P14A～New Oysterbay 区間

(e) 耐雷設計

Table 14.2.10 132kV 送電線の絶縁設計 耐雷設計

項目	数値	備考
γ-キングホン間隔(cm)	144	絶縁協調のため、過去の実績と合わせる。
γ-キングホン間隔能率	0.85 以下	
所要碍子連長(cm)	170	144/0.85
所要碍子数量(個)	12	250mm 懸垂碍子の高さ=146mm
標準絶縁間隔(cm) ^{*4}	165	5cm 単位に切り上げ
ジャンパ-深さ(cm) ^{*5}	200	1.25L、5cm 単位に切り上げ

*4:標準絶縁間隔;Lは次式で算出した。

$$L=1.115 \times Z+0.021(\text{m})$$

但し、Z;γ-キングホン間隔(m)

*5:ジャンパ-深さは、施工性、施工誤差を考慮し、標準絶縁間隔の1.2倍とした。

(f) 絶縁設計のまとめ

Table 14.2.11 132kV 送電線の絶縁設計 まとめ

項目		数値		備考
公称電圧(kV)		132		
最高許容電圧(kV)		144		
標高補正		1.1		1000m 以下
耐閉閉サジ設計	対地所要絶縁強度(kV)	363		
	所要碍子数量(個)	7		
	最小絶縁間隔(cm)	80		
	相間所要絶縁強度(kV)	585		
	最小相間間隔(cm)	120		
耐商用周波設計	対地所要耐電圧(kV)	93		
	所要碍子数量(個)	4		
	異常時絶縁間隔(cm)	35		
	相間所要耐電圧(kV)	159		
	異常時相間絶縁間隔(cm)	56		
耐汚損設計	耐電圧目標値(kV)	84		
	等価塩分付着密度(mg/cm ²)	0.25	0.35	
	碍子1個当りの汚損耐電圧(kV/個)	7.7	7.2	
	所要碍子数量(個)	11	12	
耐雷設計	アークホーン間隔(cm)	144		
	所要碍子数量(個)	12		
	標準絶縁間隔(cm)	165		
	ジャンパ-深さ(cm)	200		
総合	所要碍子数量(個)	11	12	
	アークホーン間隔(cm)	144		
	対地標準絶縁間隔(cm)	165		
	対地最小絶縁間隔(cm)	80		
	対地異常時絶縁間隔(cm)	35		
	相間最小絶縁間隔(cm)	120		
	相間異常時絶縁間隔(cm)	56		
	ジャンパ-深さ(cm)	200		

Fig.14.2.2 に 132kV 送電線クリアランスのグラフを示す。Fig.14.2.3 に 132kV 鉄塔姿図（懸垂型）、Fig.14.2.4 に 132kV 鉄塔姿図（耐張型：30度）を示す。

14.2.3 33kV 送電線詳細設計概要

(1) 33kV 送電線の設計条件

(a) 適用規格

本送電線の設計においては、基本的に IEC 及び IEC に準ずる規格を適用する。

(b) 電線の高さ

電線の高さは、TANESCO の実績より次の値を採用する。

Table 14.2.12 33kV 送電線 電線高さ

項目	最低高さ(m)
一般箇所	5.0
道路	6.7
鉄道	9.0
水路・航路	10.0

(c) 風圧荷重

支持物に作用する風圧荷重は、TANESCO の実績より次の値を採用する。

Table 14.2.13 33kV 送電線 風圧荷重

項目	風圧(kg/m ²)	
	Dar es Salaam	Arusha, Moshi
木柱、鋼管柱	73	75
架渉線	50	50

(d) 自然条件

送電線設計時の自然条件は以下の値を採用する。

Table 14.2.14 33kV 送電線 設計時の自然条件

項目		Dar es Salaam	Arusha, Moshi
標高		1,000m 以下	800~1,500m
外気温	最高	40°C	40°C
	最低	10°C	10°C
	平均	20°C	32°C

(e) 33kV 送電線の回線数

電力需要想定に基づいた潮流計算結果に応じ、1 回線又は 2 回線を新設、増強する。

(f) 支持物

33kV 送電線の支持物は、木柱又は鋼管柱を採用する。また、必要に応じ支線を適用する。なお、標準径間長は 65m とした。

(g) 電線の選択

電力需要想定に基づいた潮流計算結果から、33kV 送電線用電線は、ACSR 100mm²、120mm²、150mm²、240mm²のいずれかを採用する。また、Dar es Salaam 地区は、過去に広範囲に亘り、塩害が報告されているため、この地区は防食タイプ

の ACSR を使用することを推奨する。

(h) 架空地線

33kV 送電線用架空地線は、AAC(IEC 規格による硬アルミニウム線)30mm²を採用する。また、Dar es Salaam 地区は、過去に広範囲に亘り、塩害が報告されているため、この地区は防食のため ACS(アルミニウム覆鋼心より線)30mm²を使用することを推奨する。

(i) 碍子

33kV 送電線用碍子装置は IEC または IEC に準拠する規格により設計する。Dar es Salaam 地区は、過去に広範囲に亘り、塩害が報告されているため、この地区は亜鉛メッキつき懸垂碍子を使用することを推奨する。

(2) 33kV 送電線の絶縁設計

(a) 基本事項

Table 14.2.15 33kV 送電線の絶縁設計 基本事項

項目	数値	備考
公称電圧;U ₀ (kV)	33	
最高許容電圧;U _m (kV)	36	1.2/1.1
開閉サージ倍数	2.8	
相間サージ倍数	4.5	
標高補正	1.1	1000m 以下

(b) 耐開閉サージ設計

Table 14.2.16 33kV 送電線の絶縁設計 耐開閉サージ設計

項目	数値	備考
公称電圧;U ₀ (kV)	33	
最高許容電圧;U _m (kV)	36	1.2/1.1 U ₀
対地電圧波高値(kV)	30	$\sqrt{2}/\sqrt{3}U_m$
開閉サージ倍数	2.8	
開閉サージ電圧(kV)	84	
標高補正	1.1	1000m 以下
	1.2	1000m を超え 2000m 以下
開閉サージ 所要絶縁強度 (kV)	93	Dar es Salaam
	101	Kilimanjaro、Arusha
所要碍子数量(個)	3	250mm 懸垂碍子 開閉インパルス注水フラッシュオーバー特性及び耐電圧特性より。予備1個含む
最小絶縁間隔(cm)	15	Dar es Salaam
	25	Kilimanjaro、Arusha

(c) 耐商用周波設計

Table 14.2.17 33kV 送電線の絶縁設計 耐商用周波設計

項目	数値	備考
公称電圧; U_0 (kV)	33	
最高許容電圧; U_m (kV)	36	$1.2/1.1 U_0$
対地電圧(kV)	21	$U_m/\sqrt{3}$
標高補正	1.1	1000m 以下
	1.2	1000m を超え 2000m 以下
対地所要耐電圧(kV)	24	Dar es Salaam
	26	Kilimanjaro, Arusha
所要碍子数量(個)	2	250mm 懸垂碍子商用周波注水ワッシュオーバー ⁶ - 特性及び耐電圧特性より。予備1個含む
異常時絶縁間隔(cm)	8	Dar es Salaam, Kilimanjaro, Arusha

(d) 耐汚損設計

Table 14.2.18 33kV 送電線の絶縁設計 耐汚損設計

項目	数値	備考
対地電圧(kV)	21	$U_m/\sqrt{3}$
電圧上昇係数	1.0	一線地絡事故時
耐電圧目標値(kV)	21	
等価塩分付着密度 (mg/cm^2)	0.25	
碍子1個当りの汚損耐電圧(kV/個) ⁶	7.7	250mm 懸垂碍子
所要碍子数量(個)	3	

*6:碍子1個当りの汚損耐電圧値は14.2.2(2)(d)参照。

(e) 常時絶縁間隔

常時絶縁間隔は Dar es Salaam, Kilimanjaro, Arusha 共通で 55cm とする。

(f) 絶縁設計のまとめ

Table 14.2.19 33kV 送電線の絶縁設計 まとめ

項目		数値	備考
公称電圧(kV)		33	
最高許容電圧(kV)		36	
標高補正		1.1	1000m 以下
		1.2	1000m を超え 2000m 以下
耐開閉サージ設計	対地所要絶縁強度(kV)	93	Dar es Salaam
		101	Kilimanjaro, Arusha
	所要碍子数量(個)	3	Dar es Salaam, Kilimanjaro, Arusha 共通
	最小絶縁間隔(cm)	15	Dar es Salaam
25		Kilimanjaro, Arusha	
耐商用周波設計	対地所要耐電圧(kV)	24	Dar es Salaam
		26	Kilimanjaro, Arusha
	所要碍子数量(個)	2	Dar es Salaam, Kilimanjaro, Arusha 共通
	異常時絶縁間隔(cm)	8	Dar es Salaam, Kilimanjaro, Arusha 共通
耐汚損設計	耐電圧目標値(kV)	21	
	等価塩分付着密度(mg/cm ²)	0.25	
	碍子1個当りの汚損耐電圧(kV/個)	7.7	
	所要碍子数量(個)	3	
標準絶縁間隔(cm)		55	Dar es Salaam, Kilimanjaro, Arusha 共通
総合	所要碍子数量(個)	3	
	対地標準絶縁間隔(cm)	55	Dar es Salaam, Kilimanjaro, Arusha 共通
		15	Dar es Salaam
	対地最小絶縁間隔(cm)	25	Kilimanjaro, Arusha
対地異常時絶縁間隔(cm)		8	Dar es Salaam, Kilimanjaro, Arusha 共通

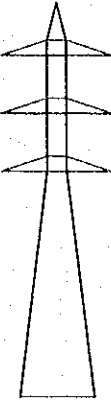
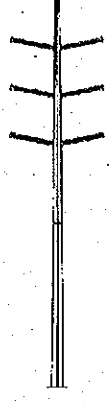
Fig.14.2.5 に 33kV 装柱を示す。

14.2.4 132kV 送電線用鉄塔の経済性比較

今回、詳細設計を実施するに当り、従来の垂直配列 2 回線鉄塔と環境調和型鉄塔の経済性比較を行った結果を以下に示す。

(1) 経済性比較

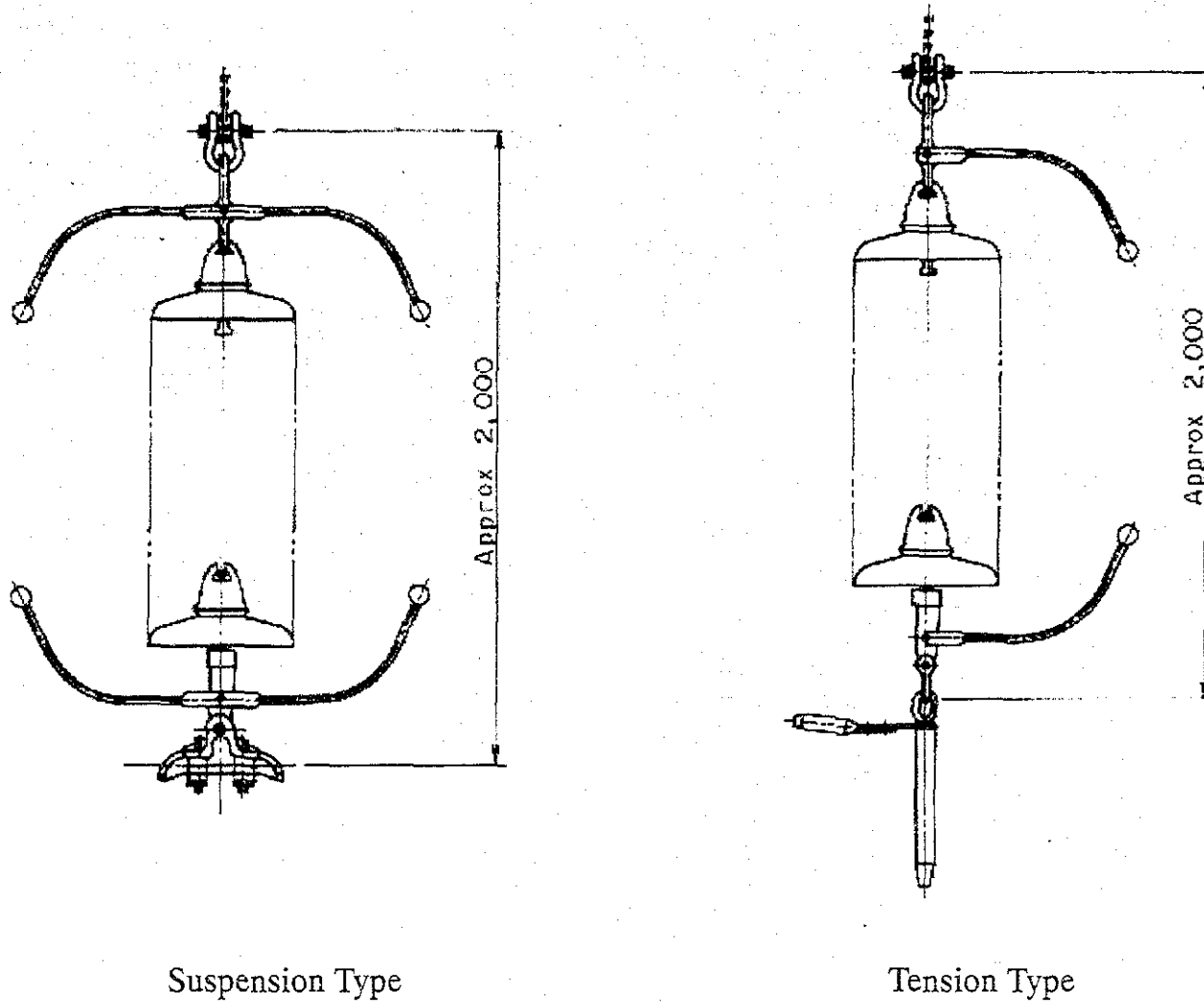
Table 4.2.20 132kV 級従来型鉄塔と環境調和型鉄塔との経済比較

鉄塔タイプ	従来型鉄塔	環境調和型鉄塔
鉄塔材料	等辺山形鋼	中空鋼管
鉄塔構造		
標準径間 (m)	300	100
km 当り鉄塔重量(%)	100	210
km 当り材料費 (%)	100	290

(2) まとめ

- 垂直配列 2 回線鉄塔と環境調和型鉄塔を経済比較した結果、鉄塔の資材代は環境調和型鉄塔が従来型の 290%となることが分かった。
- 環境調和型鉄塔の基礎に加わる応力は、垂直配列 2 回線鉄塔の基礎よりも大きいいため、特に湿地近傍などの地盤条件が悪い場所では、杭基礎の採用等により工事費が大幅にアップする可能性がある。
- 環境調和型鉄塔には中空鋼管が使用されている。この中空鋼管は規格品ではないため、スパア°-ツの確保が困難である。(カンダニアでは従来、鉄塔に規格品であるアングル材が使用されている)
- 懸垂型 環境調和型鉄塔にはラインポスト罫子が使用されている。この罫子は一般の懸垂罫子のように、フラッシュオフによる絶縁破壊や、罫子が欠けた場合、当該罫子のみ交換するわけには行かず、異常が発見された場合は、全て交換しなければならないので、メンテナンス費用が増大する可能性がある。
- 現在、TANESCO では 250mm 懸垂罫子が標準的に使用されている(11、33kV のピン罫子、ラインポスト罫子を除く)。132kV、220kV の基幹送電線に限っては、全て懸垂罫子が使用されている。このため、132kV 用ラインポスト罫子を導入することは、規格の統一に逆行することになる。

以上より、132kV 送電線用鉄塔には、従来通りの垂直配列 2 回線鉄塔を適用することを推奨する。

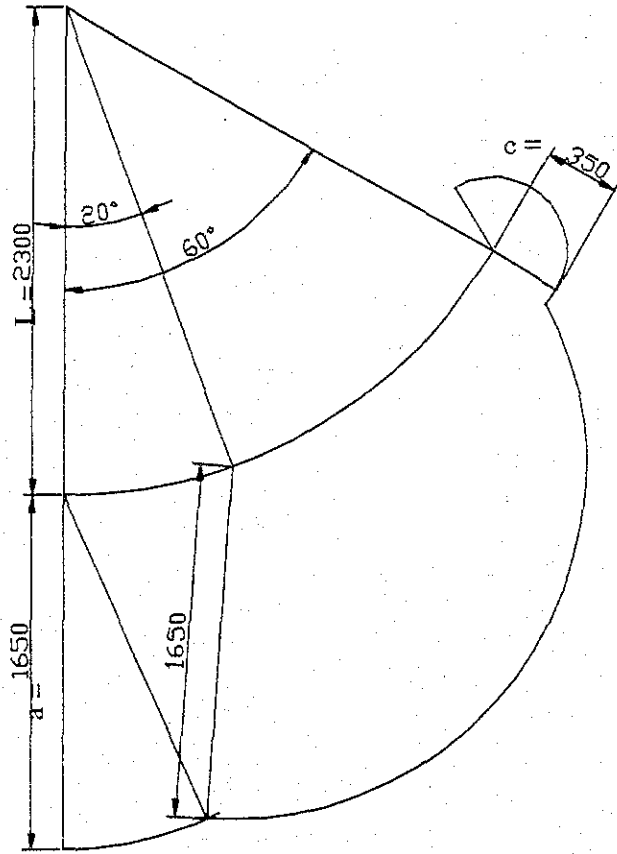


Suspension Type

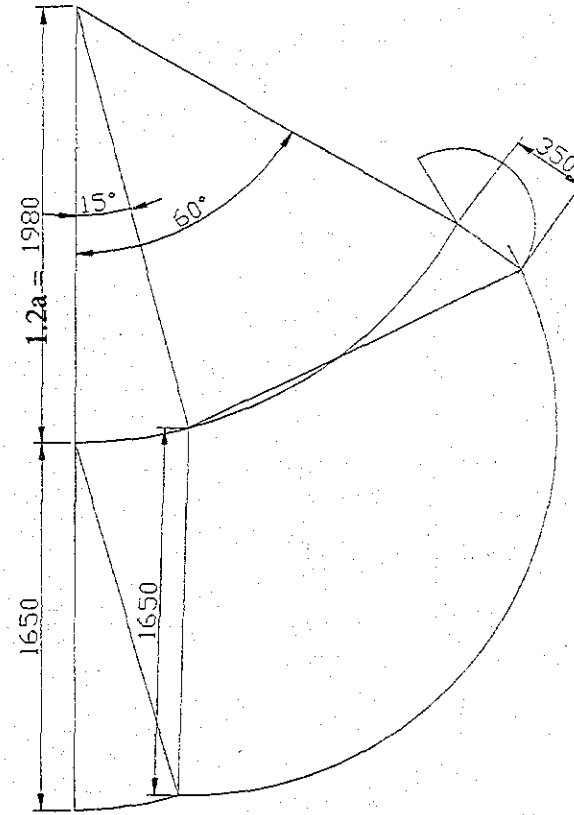
Tension Type

Fig. 14.2.1 Insulator Strings

Suspension Type



Tension Type



Where, L ; Insulator unit length
 a ; Standard insulation gap
 c ; Abnormal state insulation

Fig.14.2.2 132kV Transmission Line Clearance Diagram

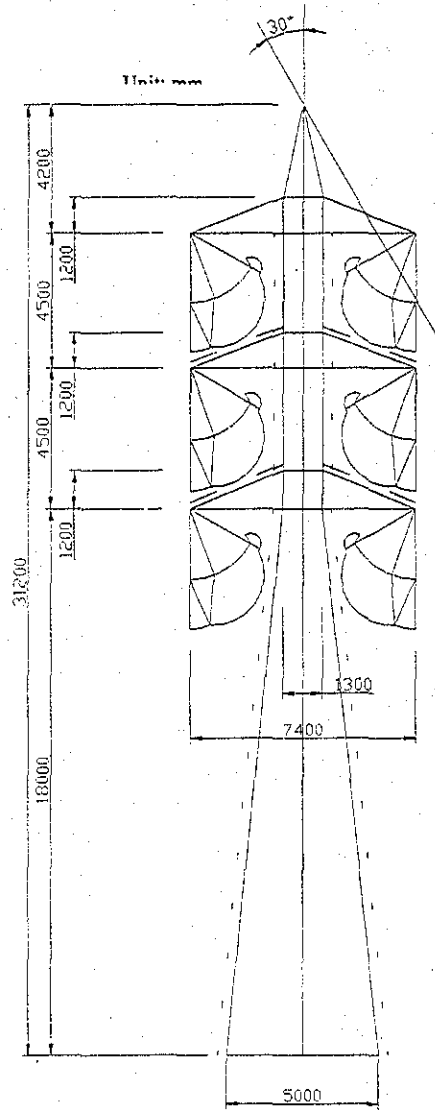


Fig.14.2.3 132kV Steel Tower Proportion (Suspension Type Angle)

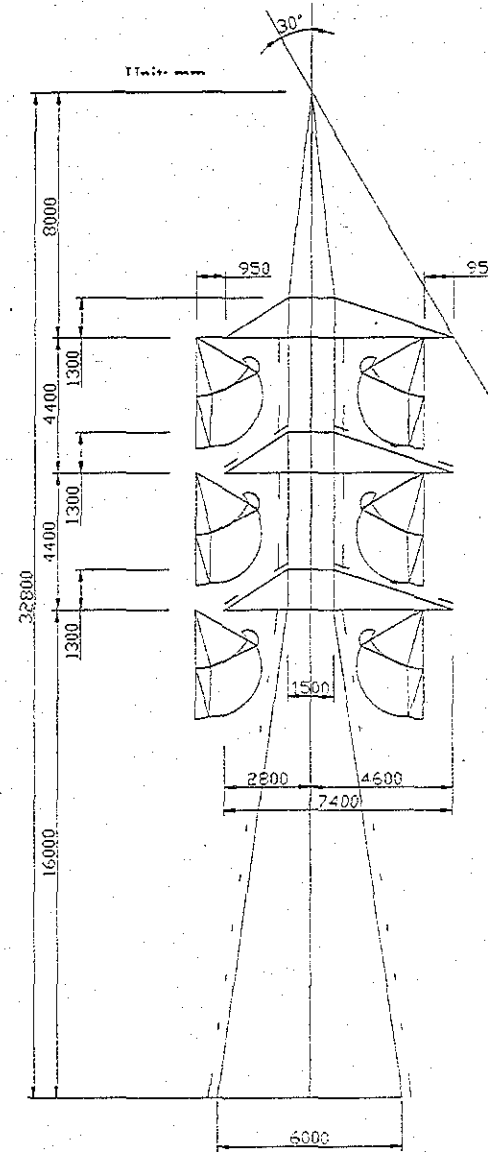
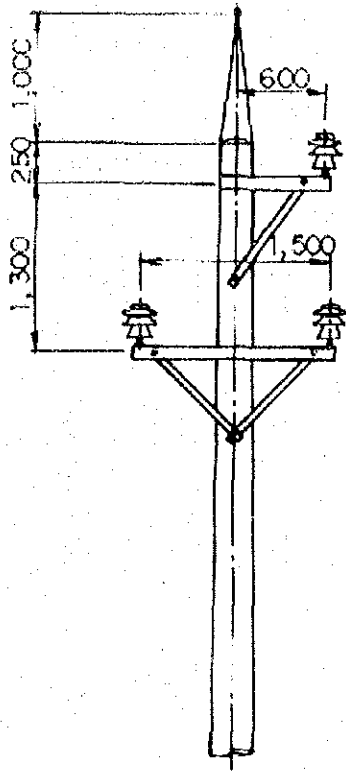
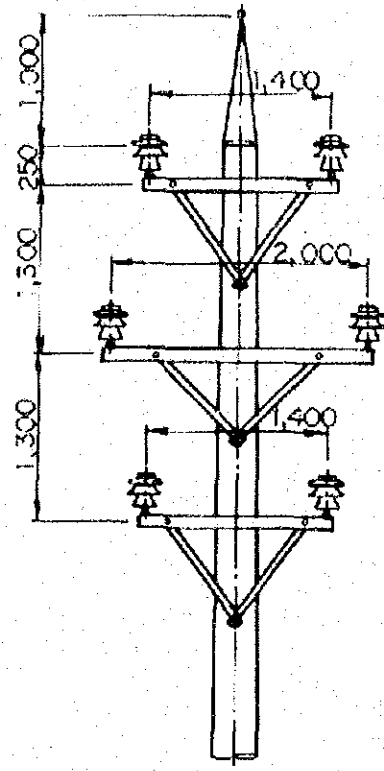


Fig.14.2.4 132kV Steel Tower Proportion (Tension Type: 30°)



For Single Circuit



For Double Conductor or Double Circuit

Fig. 14.2.5 33kV Pole Assembly