

14.3 変電設備の詳細設計

拡張計画(Case-B')の内で、至近年内具体的には、2004年までに竣工する変電所をFS設計の対象設備とした。

14.3.1 FS 対象設備の概要

FS 設計対象の変電所名、リハビリ、増設、新設の別、竣工年、工事概要を以下に記載する。なお、既に On going の設備は対象外とした。

(1) Dar es Salaam Region

Table 14.3.1 FS 対象設備(Dar es Salaam)

No	Name of Substation	Type	Prim. Voltage	Comp. Year	Project Summary	Remarks
1	Mbezi	R/E	33kV	2004	2x5MVA→15MVA All Equipment Rehabilitation	
2	Bagamoyo	New	33kV	2004	1x5MVA	
3	City Center	R/E	33kV	2004	15MVA →30MVA Switchgears and Cub. Replacement	
4	Mikocheni	Exp.	33kV	2004	1x15MVA	
5	Tandika	New	33kV	2004	1x15MVA	
6	FZ III	Exp.	132kV	2004	33kV TL lead out	For Tandika
7	FZ I	Rehab.	33kV	2004	Cub. Replacement	
8	FZ II	Rehab.	33kV	2004	Switchgears and Cub. Replacement	
9	Sokoine	Exp.	33kV	2004	1x15MVA	
10	City Center	Exp.	33kV	2004	33kV TL lead out	For Sokoine
11	Tandale	Exp.	33kV	2004	1x15MVA	
12	FZ III	Exp.	132kV	2004	1x15MVA	
13	New Oysterbay	New	132kV	2004	2x45MVA(132kV) 2x15MVA(33kV)	
14	Ubungo	Exp.	220kV	2004	132kV TL Lead out	For New OB
15	Oysterbay	R/E	33kV	2004	2x5MVA→15MVA Switchgears and Cub. Replacement 33kV TL lead out	For New OB

R/E: Rehabilitation and Expansion

(2) Moshi and Arusha region

Table 14.3.2 FS 対象設備(Moshi, Arusha)

No	Name of Substation	Type	Prim. Voltage	Comp. Year	Project Summary	Remarks
1	Njiro	R/E	220kV	2004	1x45MVA(132kV) Switchgears Replacement	
2	Mt. Meru	Exp.	33kV	2004	3x5MVA→3x10MVA	
3	Unga LTD	R/E	33kV	2004	2x5MVA→3x10MVA	
4	Kiyungi	R/E	132kV	2004	1x45MVA(132kV) Switchgears Replacement	
5	Boma Mbuzi	R/E	33kV	2004	1x10MVA Switchgears Replacement	
6	Trade School	R/E	33kV	2004	1x10MVA Switchgears Replacement	
7	Marangu	New	33kV	2004	Booster and Switchgears	Sw/S
8	Kiltex	R/E	33kV	2004	1x10MVA Switchgears Replacement	
9	Machame	Exp.	33kV	2004	1x2.5MVA→1x5MVA	
10	Same	Rehab.	132kV	2004	Switchgears	

R/E: Rehabilitation and Expansion

14.3.2 適用機器の定格

適用機器の定格については、基本的には 7.2 変電設備の概念設計に記述した考え方にそって選定することとする。

(1) 変圧器

準拠規格は、IEC またはそれに準ずる規格を適用する。

冷却方式は、比較的容量が小さいことと、所内回路の簡素化及び信頼度、所内負荷の軽減化を考慮し、既設に準じ油入自冷方式とする。

結線方式は、一次、二次回路とも既設設備と同一の結線とし、上位系統、下位系統の保護方式及び運用と協調を図ることとする。

定格容量については、基本的には、各々の地区で現在採用されている変圧器の最大容量とする。すなわち 132/33kV 用変圧器は、45MVA とし、33/11kV 用変圧器においては、Dar es Salaam では、15MVA、Arusha 及び Moshi においては 10MVA を標準とする。ただし、City Center 等、負荷が集中し変電所敷地に制限がある場所については、更に大容量の 30MVA を採用することとした。また、Arusha 及び Moshi 地区の新設変電所で、当分大きな負荷が期待できない場合においては、5MVA または、2.5MVA などの小容量定格を適用することとした。

タップチェンジャーの調整幅は、基本的には定格電圧の±10%としたが、一部 132/33kV 用変圧器においては、重負荷時の電圧低下を考慮し定格電圧の-5%、+15%とした。

また、現在騒音が問題となっている可能性がある変電所は、City Center であるが、この変電所に新規に設置する変圧器は、低騒音形を考慮することとした。

以下に、変圧器の諸定格表を記載する。

Table 14.3.1 変圧器の定格

No.	定格電圧(kV)		容量 (MVA)	OLTC 調整幅 +%、-%	結線 方式	備考
	1次電圧	2次電圧				
1	132	33	45	+5、-15	Y-Y-△	
2	33	11	30	+10、-10	Y-△	City Center に適用
3	33	11	15	+10、-10	Y-△	
4	33	11	10	+10、-10	Y-△	Arusha、Moshi 用
5	33	11	5	+10、-10	Y-△	Arusha、Moshi 用

(2) 遮断器

(a) 遮断器の機種について

近年、世界の電力系統で採用されている遮断器のタイプとしては、遮断性能、遮断部の耐久性、保守性の良さからガス遮断器(GCB)が一般的であり、一部には真空遮断器(VCB)も採用されている。

一方、過去においては、空気遮断器(ABB)や油遮断器(OCB)が主流であったが、遮断性能、消弧時の遮断シフト磨耗による耐久性能等に問題があり、近年ではほとんど採用されなくなっている。

更に、製造者のほとんどが既に、空気遮断器や、油遮断器の製造を中止していることもあり、保守用部品の確保が極めて困難な状態にある。

この傾向は、TANESCO で採用されている遮断器についても、同様なことが言える。特に、長年使用している油遮断器は、性能面のみならず、保守部品確保が深刻な問題となっている。

以上のことから、本プロジェクトで採用する遮断器は、性能面、保守面でも有利なガス遮断器とする。

(b) 遮断器の定格について

定格電圧については、使用される系統電圧から IEC に規定されている定格電圧を選定した。

定格遮断電流については、本プロジェクトで導入される遮断器が、20 年程度経過した系統でも十分に使用可能な値で IEC で規定されているものから選定した。

定格電流については、線路用に関しては将来の送電線容量を考慮し、変圧器の用については、上記変圧器の容量で十分なものを考慮した上で、ほぼ IEC のシリーズに見合う値を選定した。

また、現在は遮断器の操作電圧、制御電圧が統一されていないが、今後は、保護装置、制御装置の電圧を統一する必要があることから、直流電源の使用電圧を統一することとした。

以下に、遮断器の定格一覧を示す。

Table 14.3.2 遮断器の定格

No.	公称電圧 (kV)	定格電圧 (kV)	定格電流 (A)	定格遮断電流 (kA)	標準定格操作電圧 (V)	定格遮断時間 (cycle)	備考
1	132	145	1200	25	DC100	5	
2	66	72	800	20	DC100	5	Moshi に適用
3	33	36	600	12.5	DC100	5	Arusha、Moshi に適用
4	33	36	1200	12.5	DC100	5	
5	33	36	2000	25	DC100	5	Dar es Salaam に適用
6	11	12	1200	25	DC100	5	
7	11	12	2000	25	DC100	5	Dar es Salaam に適用

(3) 断路器

(a) 断路器の機種について

断路器の機種については、水平一点切りを基本とするが、Ubungo 等、母線の一部にアルパイクを使用するものについては、パンカクワ形断路器を使用することとする。

(b) 断路器の定格について

断路器は、遮断器と直列に接続され使用されることから、その定格についても遮断器と協調を図ったものとする必要がある。

具体的には、電流は同じ値とし、短時間電流(一般的には2秒)は、遮断器の遮断電流相当とした。また、操作電源、制御電源については、遮断器同様統一を図ることとした。

以下に、断路器の定格一覧を記載する。

Table 14.3.3 断路器の定格

No.	公称電圧 (kV)	定格電圧 (kV)	定格電流 (A)	定格短時間耐電流 (kA)	標準定格操作電圧 (V)	備考
1	132	145	1200	25	DC100	Moshi に適用
2	66	72	800	20	DC100	Arusha、Moshi に適用
3	33	36	600	12.5	DC100	Dar es Salaam に適用

No.	公称電圧 (kV)	定格電圧 (kV)	定格電流 (A)	定格短時 間耐電流 (kA)	標準定格 操作電圧 (V)	備考
4	33	36	1200	12.5	DC100	
5	33	36	2000	25	DC100	

(4) 計器用変成器類

保護用及び監視用に監視用計器用計器用変成器類

計器用変成器の標準定格は既設と協調をとるために、変流器(CT)については、二次側電流を5Aに統一し、一次電流は基本的には遮断器の定格電流に合わせることをとする。

また、計器用変圧器の二次側電圧は、 $110V/\sqrt{3}$ 、三次側電圧が必要なものについては、 $110V/3$ とし、一次電圧は公称電圧とする。

(5) 避雷器

(a) 避雷器の種類

現在避雷器のほとんどが、酸化亜鉛形避雷器を採用していることから、性能的にもまた、劣化判定等保守面での優れている酸化亜鉛形とする。

(b) 避雷器の選定

避雷器の選定については、変電所機器の保護協調上重要なものとなるが、被保護機器の絶縁レベルが従来のレベルを踏襲することとしたので、特に低減化を図らないこととした。

以下に、避雷器の性能を記載する。

Table 14.3.4 避雷器の定格

No.	公称電圧 (kV)	定格電圧 (kV)	動作開始電圧 (kV)	制限電圧 (kV)	被保護機器の LIWV(kV)
1	33	42	59	140	200
2	66	84	119	269	350
3	132	126	178	403	650
4	220	210	230	605	900

14.3.3 変電所の機器配置

変電所の機器配置については、増設または新設変電所で、既に変電所敷地が明らかになっているものについては、現地調査で得た条件で設計した配置とする。

ただし、変電所の出力が決定しているのみで、具体的な用地が確定していないところについては、標準的な配置とし、その変電所に必要な敷地を明記することとした。

以下に、FS対象の変電所で代表的な例を記載する。

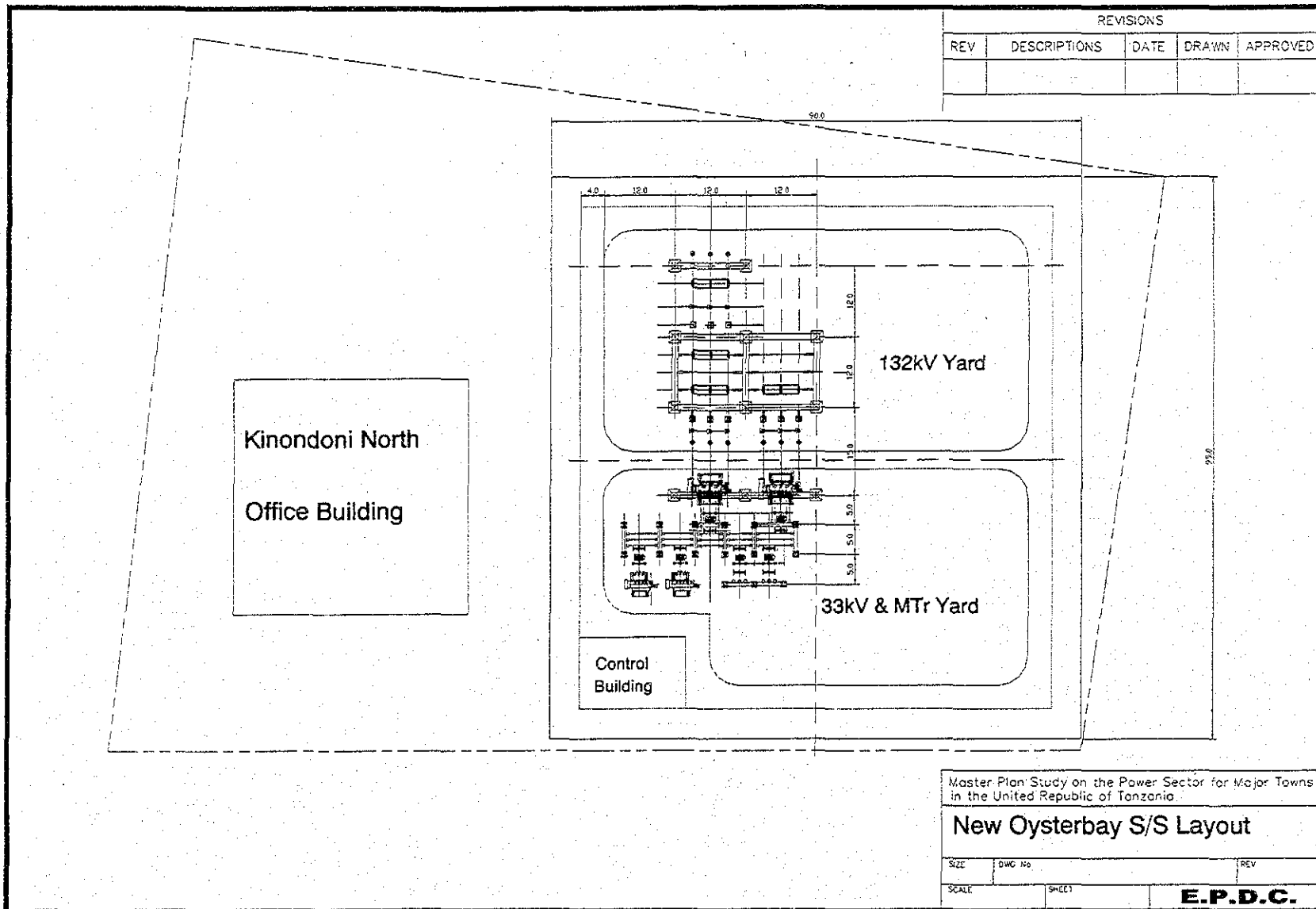


Fig. 14.3.1 New Oysterbay S/S 機器配置図

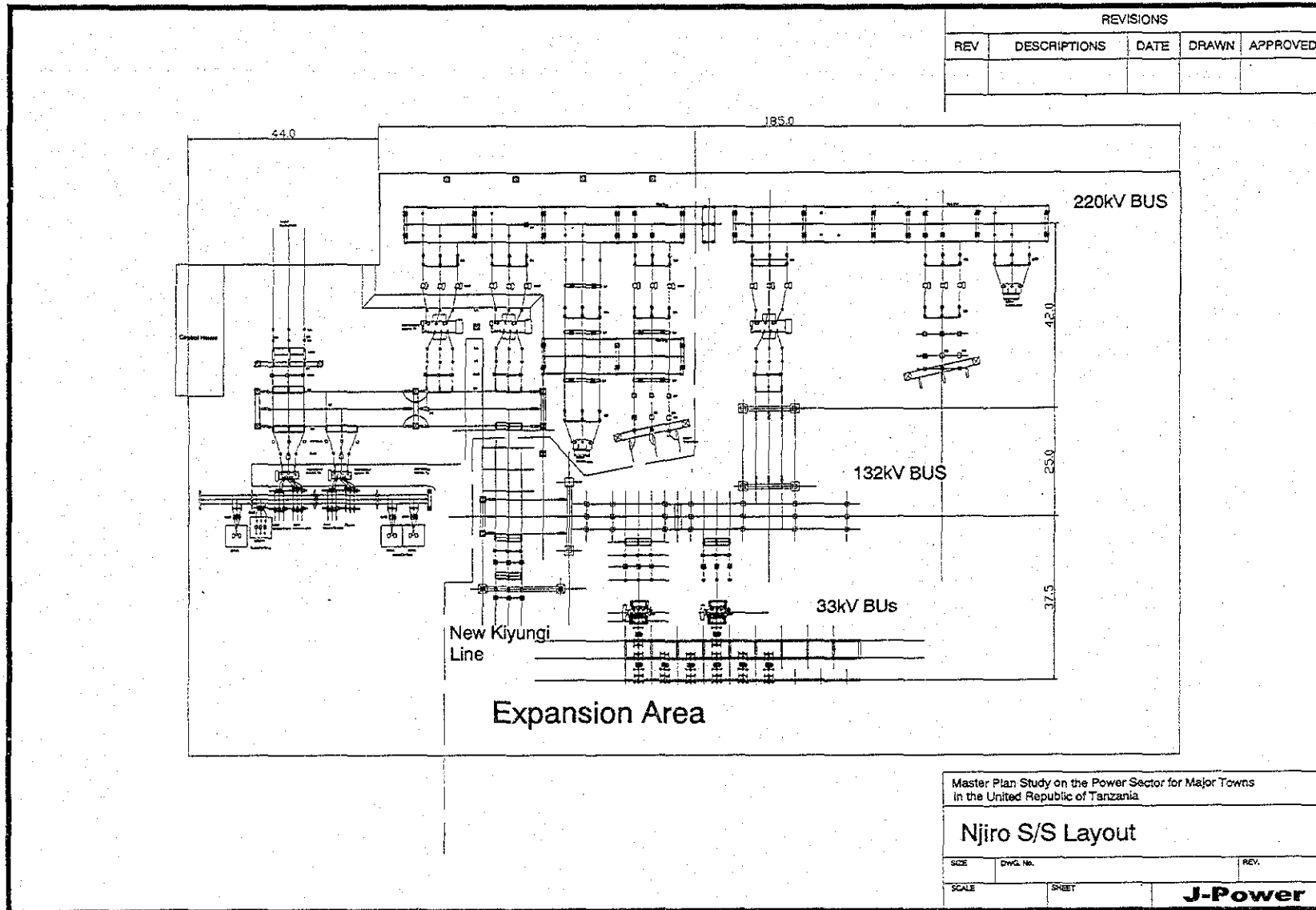
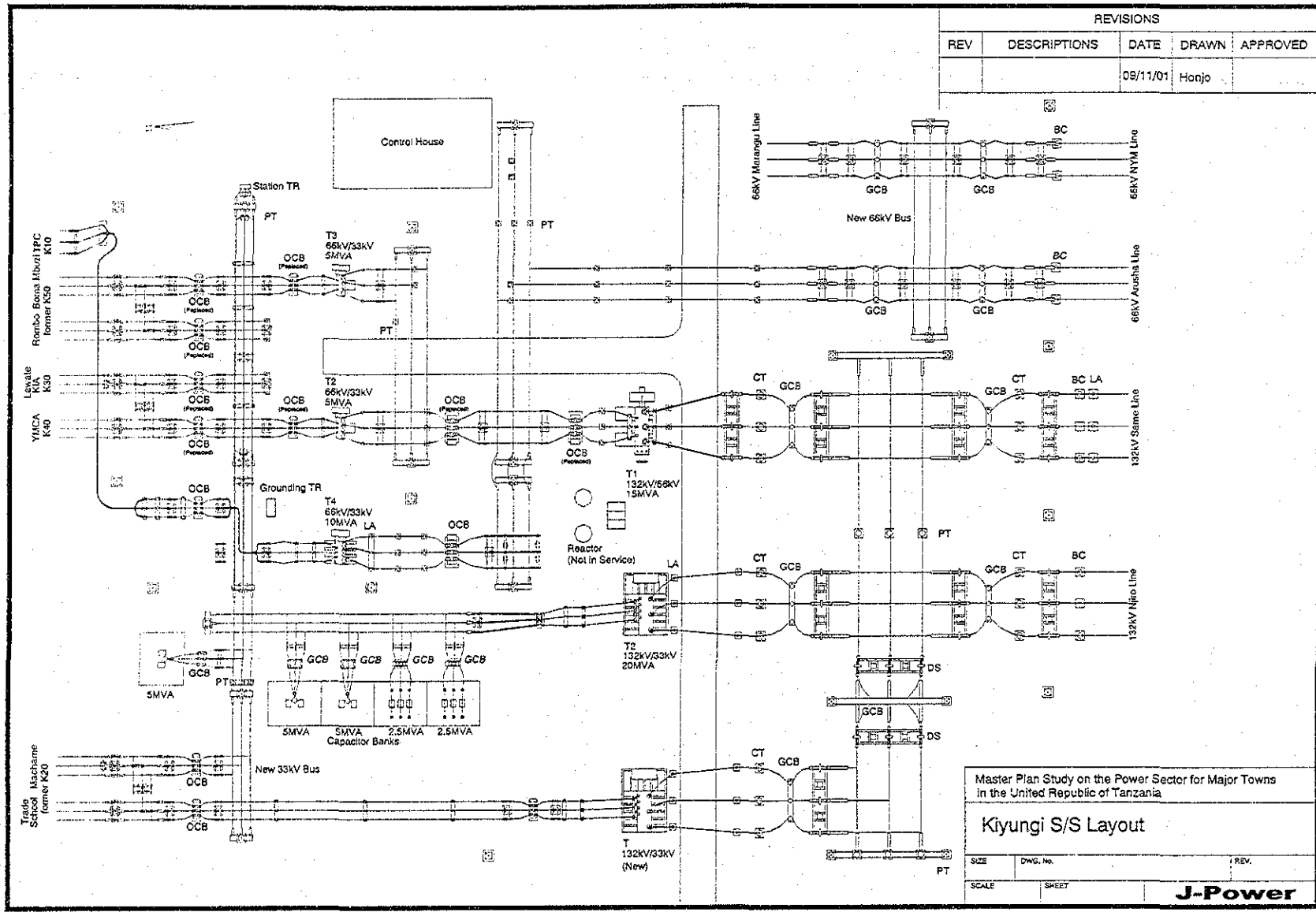


Fig. 14.3.2 Njiro S/S 機器配置図



REVISIONS				
REV	DESCRIPTIONS	DATE	DRAWN	APPROVED
		09/11/01	Honjo	

Master Plan Study on the Power Sector for Major Towns
in the United Republic of Tanzania

Kiyungi S/S Layout

SIZE	DWG. No.	REV.
SCALE	SHEET	

J-Power

Fig.14.3.3 Kiyungi S/S 機器配置図

14.4 配電設備の詳細設計

14.4.1 設備拡充基本計画

拡張計画(Case-B')について、配電変電所の新設および増強にあわせ、それぞれの地区において下表に示す通り配電設備の整備拡充を行う。

Table 14.4.1a 設備拡充計画 - Dar es Salaam

年度	フィード	新設 (km)	張替 (km)	地中線 (m)	開閉器 (台)
2002	Bahari Beach - BB4	6.0		50	3
	Ubungo - U9	6.0		50	3
	Magomeni - M01	3.0		50	3
	Magomeni - M02	3.0		50	3
	Magomeni - M03	3.0		50	3
	2002年計：5フィード	21.0		250	15
2003	Mbezi - MB5	8.0		50	3
	Bagamoyo - BA01	6.0		50	3
	City Center - C9	2.0		50	3
	Mikocheni - MK5	13.0		50	3
	Tandika - TK1	6.0		50	3
	Tandika - TK2	6.0		50	3
	Tandika - TK3	6.0		50	3
2003年計：7フィード	47.0		350	21	
2004	Sokoine - SK5	1.0		50	3
	Tandale - MG6	8.0		50	3
	Factory Zone III - F36	9.0		50	3
	Factory Zone III - F37	9.0		50	3
	New Oysterbay - KN1	10.0		50	3
	New Oysterbay - KN2	10.0		50	3
	New Oysterbay - KN3	10.0		50	3
	Oysterbay - O7	6.0		50	3
	Kisalawe Feeder (33kV)	25.0		0	0
2004年計：9フィード	88.0		400	24	
合計	計 21フィード	156.0		1,000	60

Table 14.4.1b 設備拡充計画 - Arusha

年度	ファイダ -	新設 (km)	張替 (km)	地中線 (m)	開閉器 (台)
2002	Monduli - MD1	1.0		50	3
	Monduli - MD2	1.0		50	3
	Monduli - MD3	1.0		50	3
	2002年計：3ファイダ -	3.0		150	9
2003	Mt. Meru - M01		8.0	50	1
	Mt. Meru - M02		10.0	50	1
	Mt. Meru - M03		13.0	50	1
	Mt. Meru - M04		5.0	50	1
	Mt. Meru - M05	8.0		50	1
	Mt. Meru - M06	8.0		50	1
	Unga Ltd. - F1		6.0	50	1
	Unga Ltd. - F2		70.0	50	1
	Unga Ltd. - F3		6.0	50	1
	Unga Ltd. - F4	3.0		50	3
	2003年計：10ファイダ -	19.0	118.0	500	12
2004	Kiltex - K'tex		5.0	50	1
	Kiltex - Brew		5.0	50	1
	Kiltex - Sinon	6.0		50	1
	2004年計：3ファイダ -	6.0	10.0	150	3
合計	計16ファイダ -	28.0	128.0	800	24

Table 14.4.1c 設備拡充計画 - Moshi

年度	ファイダ -	新設 (km)	張替 (km)	地中線 (m)	開閉器 (台)
2002	YMCA	5.0			3
	2002年計：1ファイダ -	5.0			3
2003	Boma Mbuzi - Kibo		10.0	50	1
	Boma Mbuzi - Town		10.0	50	1
	Boma Mbuzi - Boma		10.0	50	1
	Boma Mbuzi - B04	5.0		50	3
	Boma Mbuzi - B05	5.0		50	3
	Trade School - M1		10.0	50	3
	Trade School - M2		10.0	50	3
	Trade School - M3		10.0	50	3
	Machame -SP		15.0	50	1
	2003年計：9ファイダ -	10.0	75.0	450	19
合計	計10ファイダ -	15.0	75.0	450	22

14.4.2 工事計画

変電所の新設や増強に伴う 11kV 配電ファイダ - の新設および増強工事計画の内容を以下に示す。また、新設ファイダ - への負荷切替の内容を表に示した。

(1) Dar es Salaam

(a) 2002 年度計画

(i) Bahari Beach S/S 新設

BB04 ファイター - を新設し、Mbezi S/S の MB3 および MB4 により供給されている負荷の約 43% を分割切替する。該当する地区は Las Kilomoni, Bahari Beach, Kunduchi Beach, White Sand Beach 他で、新興住宅地、海岸線のリゾートホテル、放送設備等が存在している。

(ii) Ubunngo S/S 増強

U9 ファイター - を新設して U8 負荷の約半分を賄う。

(iii) Magomeni S/S 増強

新設の変電所から 3 ファイター - を引き出し、既存の Ilala S/S からの D13、Tandale S/S からの MG4 および MG5 の負荷の約 48% を分割切替する。これにより 50% 以上の損失軽減が期待できる。

(b) 2003 年度計画

(i) Mbezi S/S 増強

MB05 ファイター - を新設し、既設ファイター - MB2, MB3 および MB4 の負荷の約 37% を分割切替する。

(ii) Bagamoyo S/S 増強

BA01 ファイター - を新設し、既設の 70% を分割切替する。

(iii) City Center S/S 増強

既設の 11kV ファイター - は健全な状態であるので特段の対策は講じない。Sokoine S/S の強化により負荷は 2 割程度減少することになるため、当面は供給支障を生じない。

(iv) Mikocheni S/S 増強

既設 4 ファイター - に加え 2 ファイター - を新設し、約 30% の負荷を分担する。

(v) Tandika S/S 新設

新設変電所の供給エリアは現在 Mbagala S/S の MBF3 および Kurasini S/S の KR3 ファイター - により供給されているが、それぞれの変電所からのファイター - 直長が長すぎるため、電圧問題を生じている。この解決策として配電変電所を新設し、新たに 3 ファイター - を引き出して既設配電網に供給する。この対策により配電網の損失

は大幅に減少することができるものと期待される。

(c) 2004 年度計画

(i) Sokoine S/S 増強

新たに SK5 71-ダ' -を追加し、既設71-ダ' - (SK1~SK4) の約 35%の負荷を分割切替する。

(ii) Tandale S/S 増設

MG6 71-ダ' -を新設し MG1、MG2 71-ダ' -の負荷を軽減する。MG4、MG5 の 2 71-ダ' -は前年に新設される Magomeni S/S により約 49%の負荷が軽減されているため、Tandale S/S で発生することが危惧されている重負荷問題はこの時点で解消されることになる。

(iii) FZ.III S/S 増強

2 71-ダ' -を新設し Airport Road 沿いの工場地区に対する供給能力を強化する。

(iv) Oysterbay S/S 増強

Kinondoni 地区への供給力強化策として O7 71-ダ' -を新設する。

Table 14.4.2 負荷分割計画 - Dar es Salaam

年度	変電所	71-ダ' -	分割前 (kW)	負荷分割の内容		分割後 (kW)
				分割元	(kW)	
2002	Bahari Beach	BB4	0 3,693 1,915	MB3 MB4 計	2,031 383 2,414	2,414
	Ubungo	U9	0 5,466	U8	3,006	3,006
	Magomeni	M01-03	0 4,399 3,480 4,050	D13 MG4 MG5 計	2,024 2,053 1,662 5,739	5,739
2003	Mbezi	MB5	0 2,884 1,742 2,068	MB2 MB3 MB4 計	1,154 645 682 2,481	2,481
	Bagamoyo	BA01	0 1,100	BA00	770	770
	City Center	C9-C10	0 28,500	C2-C8	5,130	5,130

	Mikocheni	MK5	0 5,505 5,899 5,112	MK2 MK3 MK4 計	1,652 1,770 1,022 4,444	4,444
	Tandika	TK1-3	0 5,466 4,616	MBF3 KR3 計	4,100 1,708 5,808	5,808

年度	変電所	フィダー	分割前 (kW)	負荷分割の内容		分割後 (kW)
				分割元	(kW)	
2004	Sokoine	SK5	0	SK1 SK2 SK3 SK4 計	255 114 162 1,557 2,088	2,088
			5,093			
			2,271			
			3,244			
			5,191			
	Tandale	MG6	0 3,393 3,978 1,574 2,550	MG1 MG2 MG4 MG5 計	1,527 1,790 630 1,020 4,967	4,967
FZ.III	F36-37	0 16,900	F31-34	3,380	3,380	
New Oysterbay	KN1-3	0 3,912 2,244 4,448	O2 MK1 MK2 計	2,347 1,391 891 4,629	4,629	
Oysterbay	O7	2,445 9,537 5,380 3,668	O3 O4 O5 O6 計	734 2,861 1,614 1,100 6,309	6,309	

(2) Arusha

(a) 2002 年度計画

Monduli S/S の新設に伴い 4 フィダー - を新設する。

(b) 2003 年度計画

(i) Mt. Meru S/S 増強

既設 4 フィダー - の全ての電線を ACSR100 に取り替える。同時に劣化の著しい支持物や碍子類の取替えを行う。この対策により大幅な損失軽減が期待できる。

(ii) Unga Ltd. S/S 増強

既設 2 ファイダ-の電線を ACSR100 に張替え、同時に劣化の著しい支持物や碍子類を取り替える。さらに 1 ファイダ-を新設して供給力の増強を図る。

(c) 2004 年度計画

Kiltex S/S 増強に伴い既設 2 ファイダ-の電線を ACSR100 に張替え、同時に劣化の著しい支持物や碍子類を取り替える。

(3) Moshi

(a) 2002 年度計画

新設 YMCA S/S より 1 ファイダ-を新たに引き出して、Boma Mbuzi S/S の負荷軽減対策とする。

(b) 2003 年度計画

(i) Boma Mbuzi S/S 増強

既設 3 ファイダ-の電線を ACSR100 に張替え、同時に劣化の進んだ支持物と碍子を取り替える。さらに 2 ファイダ-を新設して供給力の増強を図る。

(ii) Trade School S/S 増強

既設 3 ファイダ-の電線を ACSR100 に張替え、同時に劣化の進んだ支持物と碍子を取り替える。

(iii) Machame S/S 増強

既設 1 ファイダ-の電線を ACSR100 に張替え、同時に劣化の進んだ支持物と碍子を取り替える。

Table 14.4.3 負荷分割計画 - Arusha

年度	変電所	ファイダ-	分割前 (kW)	負荷分割の内容		分割後 (kW)
				分割元	(kW)	
2002	Monduli	MD1-3	0 2,500	F03	2,250	2,250
2003	Unga Ltd.	F4	0 6,225 6,356	F2 F3 計	1,868 1,907 3,775	3,775

Table 14.4.4 負荷分割計画 - Moshi

年度	変電所	フィード	分割前 (kW)	負荷分割の内容		分割後 (kW)
				分割元	(kW)	
2002	YMCA	Y1-3	0 9,352	Town	6,546	6,546
2003	Boma Mbuzi	BM04-05	0 5,001 9,999 1,999	Kibo Town Boma 計	1,500 7,000 200 8,700	8,700

(c) 2004 年度計画

Moshi 地区では特に予定なし

14.4.3 設計概要

11kV 配電設備の設計においては既設設備との調和、長期にわたる安定供給の確保、設備の効率的な運用、適正電圧の維持、供給信頼度レベルの向上に主眼をおく。具体的にはフィードの新設、劣化電線の張替、これに伴う支持物の補強、効果的な系統運用を行うための区分開閉器の設置を計画する。

(1) 架空線と地中線の適用区分

配電線路は既設設備との調和、経済性および保守管理の容易さを考慮し架空線路を基本とする。ただし、変電所からのフィード引出しについては、変電機器の配置等からの制約も多く架空線路によることが困難な場合が大部分であるため、ケーブルによる地中線路を採用する。ケーブルの敷設方式は現状と同様の直接埋設方式とする。

(2) 公称電圧および電気方式

公称電圧： 33kV、11kV
 配電方式： 3相3線式（中性点直接接地方式）
 線路形態： 樹枝状方式
 電圧降下の限度： 最大10%

(3) 電線配列および装柱

電線配列方式としては、水平配列、垂直配列、三角配列など種々の配列があるが、代表的な配列について長所と短所を次に示す。

Table 14.4.5 電線配列、装柱方式の特徴

	水平配列	垂直配列	三角配列
長所	電柱長尺の節減ができる。 柱上機器のリフト引下げが容易である。	電線幅が縮小されるので人家、樹木等との離隔が取りやすい。 風による電線の横振れの影響を考えなくて済む。	電線幅が比較的少なく済む。 電柱長尺は垂直配列より少なく済む。 柱上機器のリフト引下げが比較的容易である。
短所	電線幅が大きくなり人家、樹木等との離隔が取りにくい。 風による影響を考えて水平線間距離を決めなければならない。	電柱の長尺が大きくなる。 柱上機器のリフト引下げが複雑になる。	電柱長尺が水平配列より大きくなる。
適応	配電線路の占有空間が取りやすい地域に適している。	配電線路の占有面積が取りにくい人家密集地域に適している。	配電線路の占有空間が取りにくい人家密集地域に適している。

水平配列は柱上変圧器を増設する場合、柱上機器へのリフト線の引き下げが容易であり、他の装柱方式に比べ電柱の長さが短くて済むため経済的でもあることから、最も多く採用されている。

Dar es Salaam の市街地では、一部で配電線路の占有空間が取りにくい地域があるため、既設設備にあわせ水平配列または三角配列を採用する。Arusha および Moshi 地域では現状と同様の水平配列方式とする。

(4) 電線

TANESCO で 11kV 配電線用として標準化されている鋼心丸線より線 100 mm² (ASCR 100) を採用する。

(5) 標準径間

調査結果によれば配電線の径間の現状は 40m~110m の範囲となっているが、大部分が 60m から 70m であることから、設計上の径間を 65m と設定した。

(6) 電柱の長さ

水平配列の場合に必要な電柱の長さは以下の通りに算出される。

$$\text{電柱長} \geq \frac{6}{5} (\text{地上高} + \text{電線弛度} + \text{最下電線の頂部からの距離})$$

$$\geq (6.0 + 1.7 + 0.25) = 9.54 \text{ (m)}$$

上記の長さに地上の凹凸や低圧線併架等に対する余裕を見込んで、水平配列の電柱長は11mを標準とする。三角配列の場合には12mを標準とする。

(7) 支持物種類の選定

支持物には木柱、コンクリート柱、鋼管柱、鋼板組立柱等が考えられ下記のような特徴がある。

Table 14.4.6 配電線支持物の特徴

	木柱	コンクリート柱	鋼管柱	鋼板組立柱
強度	×	○	△	△
経済性	○	△	×	×
作業性	△	×	○	○
美観	×	△	○	△

注) ○ 優れている △ 普通 × 劣っている

Dar es Salaamの市街地域においては、鋼管柱が多く使用されており、それ以外の地域では木柱が使用されている。本設計では既設設備にあわせて市街化区域では鋼管柱、その他では木柱を選定した。

(8) 長距離線路の保護

郊外や山間部の長距離配電線路にはオートクローザ-を取り付けて、地絡事故を線路上で切り離し変電所の負担を軽減する。

(9) 主要資機材の仕様

電力ケーブル、碍子類および避雷器等については第7.3節に示した仕様の資機材を採用する。

(10) 標準装柱図

11kV配電線路の標準装柱図を Fig.14.4.1～ Fig.14.4.3 に示す。

(11) 主要資材数量表

計画実施に必要な主要資機材の数量を Table 14.4.7 に示す。

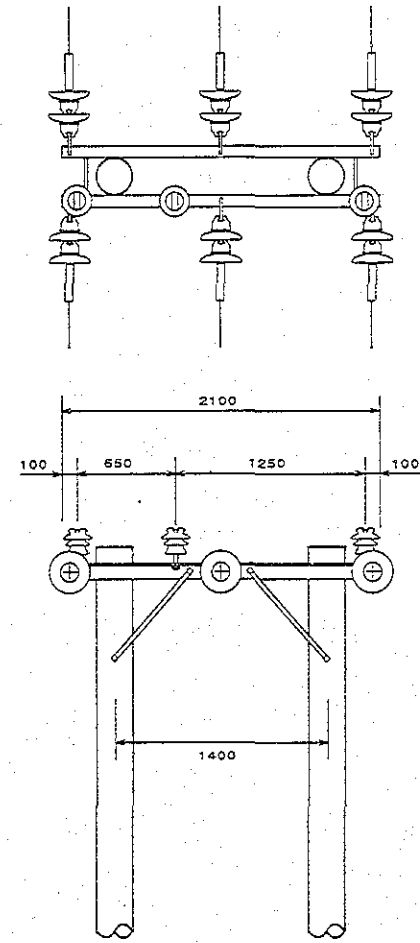
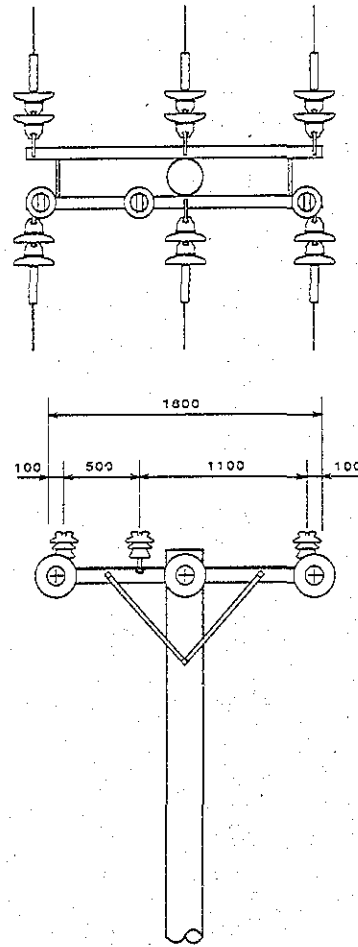
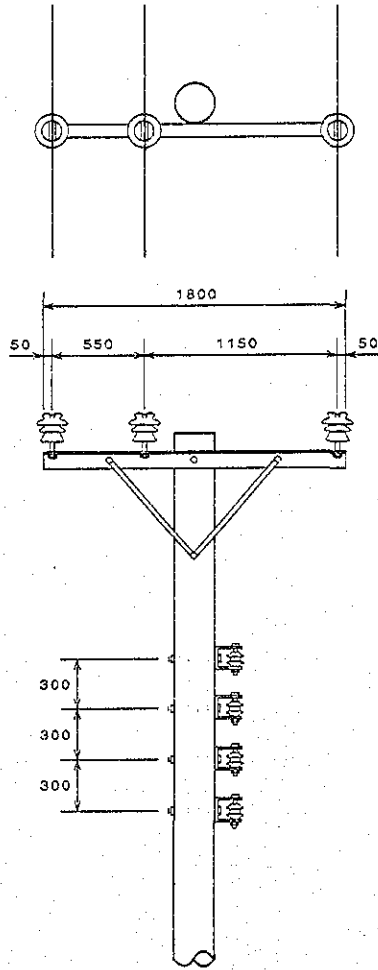


Fig.14.4.1 標準装柱図-引き通し柱(低圧線併設)

Fig.14.4.2 標準装柱図-両引留め柱(単柱)

Fig.14.4.3 標準装柱図-両引留め柱(H柱)

Table 14.4.7 配電線路主要資機材

Dar es Salaam

年度	変電所		架空線路				地中線路		
			支持物		電線	負荷開閉器	避雷器	ケーブル	端末処理材
			木柱	鋼管柱	ACSR 100	400A		3C x 185	
			(基)	(基)	(m)	(台)	(台)	(m)	(組)
2002	Bahari Beach S/S	BB04	103		18,540	3	9	50	2
	Ubungu S/S	U9	103		18,540	3	9	50	2
	Magomeni S/S	M01	52		9,270	3	9	50	2
		M02	52		9,270	3	9	50	2
		M03	52		9,270	3	9	50	2
	2002 計		362		64,890	15	45	250	10
2003	Mbezi S/S	MB5	137		24,720	3	9	50	2
	Bagamoyo S/S	BA01	88		18,540	3	9	50	2
	City Center S/S	C9		34	6,180	3	9	50	2
	Mikocheni S/S	MK5	223		40,170	3	9	50	2
	Tandika S/S	TK1	103		18,540	3	9	50	2
		TK2	103		18,540	3	9	50	2
		TK3	103		18,540	3	9	50	2
2003 計		757	34	145,230	21	63	350	14	
2004	Sokoine S/S	SK5		17	3,090	3	9	50	2
	Tandale S/S	MG6	137		24,720	3	9	50	2
	Factory Zone III S/S	F36	155		27,810	3	9	50	2
		F37	155		27,810	3	9	50	2
	New Oysterbay S/S	KN1	172		30,900	3	9	50	2
		KN2	172		30,900	3	9	50	2
		KN3	172		30,900	3	9	50	2
	Oysterbay S/S	O7	103		18,540	3	9	50	2
2004 計		1,066	17	194,670	24	72	400	16	
合計		2,185	51	404,790	60	180	1,000	40	

Arusha

年度	変電所		架空線路				地中線路		
			支持物		電線	負荷開閉器	避雷器	ケーブル	端末処理材
			木柱	鋼管柱	ACSR 100	400A		3C x 185	
			(基)	(基)	(m)	(台)	(台)	(m)	(組)
2002	Monduli S/S	M01	15		3,090	3	9	50	2
		M02	15		3,090	3	9	50	2
		M03	15		3,090	3	9	50	2
		2002 計		45		9,270	9	27	150
2003	Mt. Meru S/S	MM1	35		24,720	1	3	50	2
		MM2	44		30,900	1	3	50	2
		MM3	57		40,170	1	3	50	2
		MM4	22		15,450	1	3	50	2
	Unga Ltd. S/S	F2	309		216,300	1	3	50	2
		F3	26		18,540	1	3	50	2
		F4	44		9,270	3	9	50	2
	Kiltex	K'tex	22		15,450	1	3	50	2
		Brew	22		15,450	1	3	50	2
		2003 計		581	0	386,250	11	33	450
	合計		626	0	395,520	20	60	600	24

Moshi

年度	変電所		架空線路				地中線路			
			支持物		電線	負荷開閉器	避雷器	ケーブル	端末処理材	
			木柱	鋼管柱	ACSR 100	400A		3C x 185		
			(基)	(基)	(m)	(台)	(台)	(m)	(組)	
2002	YMCA S/S		74		15,450	3	9	50	2	
2003	Boma Mbuzi S/S	Kibo	44		30,900	1	3	50	2	
		Town	44		30,900	1	3	50	2	
		Boma	44		30,900	1	3	50	2	
		B04	74		15,450	3	9	50	2	
		B05	74		15,450	3	9	50	2	
		2004 計		280	0	123,600	9	27	250	10
	Trade School S/S	M1	44		30,900	3	9	50	2	
		M2	44		30,900	3	9	50	2	
		M3	44		30,900	3	9	50	2	
		計		132	0	92,700	9	27	150	6
	Machame S/S	SP	66		46,350	1	3	50	2	
		合計	552	0	278,100	22	66	500	20	

14.4.4 改善効果

(1) 損失電力の軽減

本計画の実施により 11kV 配電網で軽減される年間損失電力量は下表のように算出される。なお、対象地域における配電変電所ごとの改善電力は Table 14.4.8～10 に示した。

Table 14.4.8 Dar es Salaam 地区における改善電力量
Dar es Salaam

年度	関連変電所工事	改善電力 (kW)	年間軽減電力量 (MWh)
2002	Bahari Beach S/S 新設	142	1,244
	Ubungo S/S 増強	316	2,768
	Magomeni S/S 新設	364	3,189
	2002 年計	822	7,201
2003	Mbezi S/S 増強	31	272
	Bagamoyo S/S 増強	27	237
	City Center S/S 増強	246	2,155
	Mikocheni S/S 増強	250	2,190
	Tandika S/S 新設	1,304	11,423
	2003 年計	1,853	16,277
2004	Sokoine S/S 増強	59	517
	Tandale S/S 増強	170	1,489
	FZ.III S/S 増強	602	5,274
	New Oysterbay S/S 新設	79	692
	Oysterbay S/S 増強	177	1,551
	2004 年計	1,087	9,523
合計		3,767	33,001

注) 年間軽減電力量 = 改善電力 × 8,760 時間

Table 14.4.9 Arusha 地区における改善電力量

Arusha

年度	関連変電所工事	改善電力 (kW)	年間軽減 電力量 (MWh)
2002	Monduli S/S 新設	418	3,662
2003	Mt. Meru S/S 増強	298	2,610
	Unga Ltd S/S 増強	408	3,574
	2003 年計	706	6,185
2004	Kiltex S/S 増強	4	35
合計		1,124	9,846

注) 年間軽減電力量 = 改善電力 × 8,760 時間

Table 14.4.10 Moshi 地区における改善電力量

Moshi

年度	関連変電所工事	改善電力 (kW)	年間軽減 電力量 (MWh)
2002	YMCA S/S 新設	1,402	12,282
2003	Boma Mbuji 増強	1,375	12,045
	Trade School S/S 増強	103	902
	Machame S/S 増強	30	263
	2003 年計	1,508	13,210
合計		2,910	25,492

注) 年間軽減電力量=改善電力×8,760時間

(2) 事故停電電力量の減少

本計画の実施による事故停電回数の減少、停電時間短縮等の効果は逐次現れてくるものと想定される。その定量的な把握は困難な面もあるが、調査で得られた Dar es Salaam 市内の 18 変電所の事故停電データをもとに、減少し得ると思われる電力量を以下のように計算した。

(a) 1 ヲ-タ- 当りの平均負荷

下表に示すように対象となる変電所の 2002 年における最大需要電力は合計 276.4MW であり、11kV ヲ-タ- 当りの最大負荷は 3.89MW である。

Table 14.4.11 各変電所の最大負荷とヲ-タ-数

変電所	最大負荷 (MW)	ヲ-タ-数 (cct)	(2002 年)
			負荷/ヲ-タ- (MW)
Ubungo	12.0	4	3.00
Ilala	34.7	9	3.86
Tegeta	38.1	3	12.70
City Centre	25.0	6	4.17
Oysterbay	22.2	5	4.44
Factory Zone I	15.9	3	5.30
Mikocheni	16.3	4	4.08
Mbezi	7.4	3	2.47
Factory Zone III	14.3	4	3.58
Kurasini	14.0	4	3.50
Factory Zone II	3.4	2	1.70
Kigamboni	2.5	2	1.25
Tandale	14.1	4	3.53
Msasani	10.8	3	3.60
Sokoine	14.3	4	3.58
Kariakoo	9.1	3	3.03
Mbagala	12.2	4	3.05
Chang'ombe	10.1	4	2.53
合計	276.4	71	3.89

本計画の実施後は、変電所の新增設により当該地域では 20 ファイター増加することになり、ファイターあたりの平均負荷は 3.03MW となる。

(b) 平均停電時間

下表に示す 1998 年の事故停電調書によると、14 変電所のファイター当りの平均停電時間は 1.08 時間である。

Table 14.4.12 変電所の停電回数と停電時間

変電所	停電回数	停電時間 (h)	ファイター数 (cct)	(1998 年)
				時間/ファイター (h)
Ubungo	39	53.72	4	1.38
Ilala	87	47.38	9	0.54
City Centre	66	48.85	6	0.74
Oysterbay	35	30.68	5	0.88
Factory Zone I	29	34.15	3	1.18
Mikocheni	54	51.24	4	0.95
Mbezi	24	32.24	3	1.34
Factory Zone III	40	49.14	4	1.23
Kurasini	67	85.87	4	1.28
Factory Zone II	22	62.16	2	2.83
Kigamboni	6	19.33	2	3.22
Tandale	21	20.82	4	0.99
Msasani	17	15.79	3	0.93
Sokoine	5	0.38	4	0.08
合計	512	551.75	57	1.08

停電時間は配電設備実態、保守体制、作業員の技能レベルなどに関係している。時間短縮については、それぞれの強化が必要であり不明な点もあるが、線路開閉器を増設することによる効果や DAMP 機能の強化なども期待し、実績の平均時間の約 10%減と想定する。

(c) 事故停電回数

11kV ファイターの事故停電は、台風・雷雨などの気象条件のほか、設備劣化など、さまざまな要因により発生する。計画実施後のファイター当りの事故発生回数は、ファイター亘長の短縮に比例して減少するが、一方でファイター数が増加することになるため、計画全域での大幅な減少を期待することは難しい。

事故発生要因の一つである設備劣化は、経年劣化の進行による増加不安も考えられるが、DAMP を中心とした TANESCO 側の計画的な保守業務が毎年継続的に実施されるものとし、対策後も事故停電回数は増加せず 98 年実績値と同件数に留まると想定する。

(d) 対策後に減少する事故停電電力量

上記(a)から(c)の予測値により対策前および対策後の支障電力量は以下のとおり計算される。(損失係数:0.4)

対策前: 年間支障電力量=512回×3.89MW×0.4×1.08時間=860MWh

対策後: 年間支障電力量=512回×3.03MW×0.4×0.97時間=602MWh

軽減量: 年間軽減量=860-602=258MWh

(3) 電圧改善

計画の実施に伴い対象となる 11kV フォーダーの電圧降下は、以下に示すように全てが目標値である 10%以下に改善される。

Table 14.4.13 電圧降下の改善効果(Dar es Salaam)

Dar es Salaam

年度	関連変電所	フォーダー	対策前		対策後	
			(V)	%	(V)	%
2002	Bahari Beach	BB4	—	—	401	3.6
		MB3	350	3.2	280	2.5
		MB4	982	8.9	442	4.0
	Ubungu	U9	—	—	499	4.5
		U8	1,453	13.2	654	5.9
	Magomeni	M01-03	—	—	318	2.9
		D13	804	7.3	434	3.9
		MG4	1,166	10.6	478	4.3
		MG5	572	5.2	337	3.1
2003	Mbezi	MB5	—	—	550	5.0
		MB2	327	3.0	196	1.8
		MB3	285	2.6	179	1.6
		MB4	813	7.4	545	5.0
	Bagamoyo	BA01	—	—	197	1.8
		BA00	563	5.1	169	1.5
	City Center	C9-C10	—	—	284	2.6
		C2-C8	1,026	9.3	647	5.9
	Mikocheni	MK5	—	—	862	7.8
		MK2	625	5.7	437	4.0
		MK3	1,389	12.6	972	8.8
		MK4	934	8.5	748	6.8
	Tandika	TK1-3	—	—	322	2.9
		MBF3	3,542	32.2	885	8.0
		KR3	1,291	11.7	813	7.4

第14章 実施計画

年度	関連変電所	71-ダ -	対策前		対策後	
			(V)	%	(V)	%
2004	Sokoine	SK5	—	—	94	0.9
		SK1	99	0.9	30	0.3
		SK2	31	0.3	43	0.4
		SK3	45	0.4	252	2.3
		SK4	359	3.3	58	0.5
	Tandale	MG6	—	—	55	0.5
		MG1	150	1.4	83	0.8
		MG2	452	4.1	248	2.3
		MG4	166	1.5	99	0.9
		MG5	678	6.2	407	3.7
	FZ.III	F36-37	—	—	234	2.1
		F31-34	1,638	14.9	262	2.4
	New Oysterbay	KN1-3	—	—	256	2.3
		O2	228	2.1	91	0.8
		MK1	180	1.6	69	0.6
		MK2	813	7.4	650	5.9
	Oysterbay	O7	—	—	166	1.5
		O3	237	2.2	388	3.5
		O4	555	5.0	396	3.6
		O5	566	5.1	256	2.3
O6		366	3.3	419	3.8	

Table 14.4.14 電圧降下の改善効果(Arusha)

Arusha

年度	関連変電所	71-ダ -	対策前		対策後	
			(V)	%	(V)	%
2002	Monduli	MD1-3	—	—	31	0.3
		F03	2,596	23.6	260	2.4
2003	Mt. Meru	M01	839	7.6	545	5.0
		M02	599	5.4	389	3.5
		M03	1,364	12.4	855	7.8
		M04	225	2.0	146	1.3
	Unga Ltd.	F4	—	—	339	3.1
		F2	1,448	13.2	941	8.6
		F3	651	5.9	296	2.7
2004	Kiltex	Brew	2,025	18.4	56	0.5
		K'tex	700	6.4	19	0.2

Table 14.4.15 電圧降下の改善効果(Moshi)

Moshi

年度	関連変電所	71-ダ -	対策前		対策後	
			(V)	%	(V)	%
2002	YMCA	Y1-3	—	—	604	5.5
		Town	2,978	27.1	894	8.1
2003	Boma Mbuzi	BM04-05	—	—	964	8.8
		Kibo	116	1.1	81	0.8
		Town	3,179	28.9	954	8.7
		Boma	332	3.0	299	2.7
	Trade School	M1	314	2.9	204	1.9
		M2	1,126	10.2	731	6.7
		M3	646	5.9	419	3.8
Machame	SP	648	5.9	421	3.8	

Table 14.4.16 変電所の新設・増強に伴う 11kV 配電網の改善効果

Dar es Salaam 2002

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Bahari Beach S/S	MB4	3,693	238	982	MB4	1,662	48	442	190	540
	MB3	1,915	44	350	MB3	1,532	28	280	16	70
					BB4	2,414	64	401	-64	
小計			282			140		142		
Ubungo S/S	U8	5,466	521	1,453	U8	2,460	106	654	415	799
					U9	3,006	99	499	-99	
小計			521			205		316		
Magomeni S/S	D13	4,399	232	804	D13	2,375	68	434	164	370
	MG4	3,480	266	1,166	MG4	1,427	45	478	221	688
	MG5	4,050	152	572	MG5	2,389	53	337	99	235
					M01-03	5,739	120	318	-120	
小計			650			286		364		
2002 計			1,453			631		822	(56%減)	

Dar es Salaam 2003

変電所	対策前			対策後			改善効果			
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Mbezi S/S	MB2	2,884	62	327	MB2	1,730	22	196	40	131
	MB3	1,742	33	285	MB3	1,097	13	179	20	106
	MB4	2,068	110	813	MB4	1,386	50	545	60	268
	小計		205		MB5	2,481	89	550	-89	
Bagamoyo S/S	BA00	1,100	41	563	BA00	330	4	169	37	394
	小計		41		BA01	770	10	197	-10	
City Center S/S						5,130	383	284	-383	
	小計	28,500	1,919	1,026		23,370	1,290	647	629	379
Mikocheni S/S										
	MK2	5,505	226	625	MK2	3,853	111	437	115	188
	MK3	5,899	537	1,389	MK3	4,129	263	972	274	417
	MK4	5,112	313	934	MK4	4,090	201	748	112	186
	小計		1,076		MK5	4,444	251	862	-251	
Tandika S/S										
	MBF3	5,466	1,270	3,542	MBF3	1,366	79	885	1,191	2,657
	KR3	4,616	391	1,291	KR3	2,908	155	813	236	478
	小計		1,661		TK1-3	5,808	123	322	-123	
2003 計			4,902			3,044		1,858	(38%減)	

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Sokoine S/S	SK1	5,093	33	99	SK1	4,838	30	94	3	5
	SK2	2,271	5	31	SK2	2,157	4	30	1	1
	SK3	3,244	10	45	SK3	3,082	9	43	1	2
	SK4	5,191	122	359	SK4	3,634	60	252	62	107
	SK5				SK5	2,088	8	58	-8	
小計			170			111		59		
Tandale S/S	MG1	3,393	33	150	MG1	1,866	10	83	23	67
	MG2	3,978	118	452	MG2	2,188	36	248	82	204
	MG4	1,574	17	166	MG4	944	6	99	11	67
	MG5	2,550	113	678	MG5	1,530	41	407	72	271
	MG6				MG6	4,967	18	55	-18	
小計		281				111		170		
F.Z. III S/S		16,900	1,816	1,638		13,520	1,162	262	654	1,376
					F36-37	3,380	52	234	-52	
小計			1,816			1,214		602		
New Oysterbay S/S	O2	3,912	58	228	O2	1,565	9	91	49	137
	MK1	2,244	27	180	MK1	853	4	69	23	111
	MK4	4,448	237	813	MK4	3,558	152	650	85	163
					KN1-3	4,629	78	256	78	
小計			322			243		79		

Oysterbay S/S	O3	2,445	38	237	O3	1,711	11	166	27	71
	O4	9,537	347	555	O4	6,676	170	388	177	167
	O5	5,380	200	566	O5	3,766	98	396	102	170
	O6	3,668	88	366	O6	2,568	43	256	45	110
					O7	6,309	174	419	-174	
小計			673			496		177		
2004 計			3,262			2,175		1,243	(38%減)	

Arusha 2002

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Monduli S/S	F03	2,500	426	2,596	F03	250	4	260	422	
					MD1-4	2,250	4	31	-4	
小計			426				8		418	(98%減)

Arusha 2003

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Mt. Meru S/S	M01	4,917	271	839	M01	4,917	176	545	95	294
	M02	2,809	110	599	M02	2,809	72	389	38	210
	M03	4,917	440	1,364	M03	4,917	286	855	154	479
	M04	2,107	31	225	M04	2,107	20	146	11	79
小計			852			554		298		
Unga Ltd. S/S	F2	6,225	591	1,448	F2	4,357	290	1,014	301	434
	F3	6,356	271	651	F3	4,449	86	296	185	355
					F4	3,775	78	314	-78	
小計			862			454		408		
2003 計			1,714				1,008		706	(41%減)

Arusha 2004

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Kiltex S/S	Brew	2,025	11	86	Brew	2,025	7	56	4	30
	K'tex	700	1	31	K'tex	700	1	19		12
小計			12				8		4	(33%減)

Moshi 2002

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
YMCA S/S	Town	9,352	1,828	2,978	Town	2,806	165	894	1,663	2,084
					Y1-3	6,546	261	604	-261	
小計			1,828				426		1,402	(77%減)

Moshi 2003

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Boma Mbuzi S/S	Kibo	5,001	38	116	Kibo	3,501	19	81	19	35
	Town	9,999	2,085	3,179	Town	3,000	188	954	1,897	2,225
	Boma	1,999	44	332	Boma	1,799	35	299	9	33
	小計			2,167	BM04-05	8,700	550	964	-550	1,375
Trade School S/S	M1	1,216	25	314	M1	1,216	16	204	9	110
	M2	2,006	148	1,126	M2	2,006	96	731	52	395
	M3	2,857	121	646	M3	2,857	79	419	42	227
小計			294			191		103		
Machame S/S	SP	2,025	86	648	SP	2,025	56	421	30	227
小計			86				56		30	
2003 計			2,547				1,039		1,508	(59%減)

14.5 経済分析

14.5.1 経済分析の手法

本章における経済分析は、第12章で行なった経済分析と同一手法で行なう。便益は第12章で算出した Case-A と同額とし、ロードシェイピングは考慮しない。コストについては14.1～14.4節で行なった検討結果に基づき投資コストと運転管理費を新たに算出した。なお、便益を正確に区別することが難しいので、日本以外のドナの援助や TANESCO 自身の資金で実施中のプロジェクトの投資コストを本章では投資コストに含めることとした。

14.5.2 経済費用

算出された建設費を Table 14.5.1 に示す。下表の建設費は直接建設費と経費からなり、経費には輸出梱包費、施工管理費、工事中機材・工具、エンジニアリング費が含まれる。経費率は内外貨共に、送配電設備が直接工事費の46%、変電設備は47%とした。

Table 14.5.1 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	1,290	194	1,484	957	89	1,046	1,126	6	1,132	3,373	289	3,662		
2003	4,857	729	5,586	692	70	762	2,441	12	2,453	7,990	811	8,801		
2004	34,668	5,201	39,869	10,122	1,323	11,445	5,564	26	5,590	50,354	6,550	56,904		
2005	26,070	3,910	29,980	9,845	3,317	13,162	9,782	45	9,827	45,697	7,272	52,969		
2006	8,153	1,223	9,376	1,148	159	1,307	3,595	16	3,611	12,896	1,398	14,294		
2007	4,773	716	5,489	45	4	49	4,123	19	4,142	8,941	739	9,680		
2008	1,177	176	1,353	0	0	0	353	1	355	1,530	178	1,708		
2009	1,286	193	1,479	385	41	426	1,737	9	1,746	3,409	243	3,651		
2010	3,100	465	3,565	60	6	66	431	1	432	3,591	472	4,062		
Total	85,374	12,807	98,181	23,254	5,009	28,263	29,152	136	29,288	137,780	17,951	155,732		

Arusha, Kilimanjaro												(Unit: Thousand US\$)		
Year	Substation			Transmission			Distribution			Total				
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total		
2002	0	0	0	1,215	126	1,341	499	3	502	1,714	129	1,843		
2003	1,840	276	2,116	0	0	0	6,332	29	6,361	8,172	306	8,478		
2004	22,479	3,238	25,717	4,555	475	5,030	1,405	6	1,410	28,439	3,719	32,158		
2005	4,498	675	5,173	7,690	2,473	10,163	2,578	12	2,590	14,766	3,160	17,926		
2006	7,806	1,172	8,978	7,958	2,501	10,459	527	3	530	16,292	3,675	19,967		
2007	1,244	185	1,429	225	23	248	1,526	7	1,533	2,995	216	3,210		
2008	1,670	248	1,918	0	0	0	1,526	7	1,533	3,196	256	3,451		
2009	203	31	234	0	0	0	907	4	911	1,110	35	1,145		
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total	39,740	5,826	45,566	21,643	5,599	27,242	15,299	72	15,371	76,683	11,496	88,178		

Table 14.5.2 に運転管理費をまとめる。変電設備の運転管理費は直接経費の1%、送電設備は0.7%とした。配電設備については、個別に見積もった。

Table 14.5.2 維持管理費 (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	0	0	0	0	0	0	0	27	27	0	27	27		
2003	13	2	15	7	1	8	0	86	86	20	89	109		
2004	46	7	53	10	1	11	0	219	219	56	227	283		
2005	282	42	324	59	7	66	0	453	453	341	502	843		
2006	459	69	528	106	23	129	0	540	540	585	632	1,197		
2007	515	77	592	112	24	135	0	638	638	627	739	1,365		
2008	547	82	629	112	24	136	0	647	647	659	753	1,412		
2009	555	83	638	112	24	136	0	689	689	667	796	1,463		
2010	564	85	649	114	24	138	0	699	699	678	808	1,486		
2011	585	88	673	114	24	138	0	699	699	699	811	1,510		

Arusha, Kilimanjaro												(Unit: Thousand US\$)		
Year	Substation			Transmission			Distribution			Total				
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total		
2002	0	0	0	0	0	0	0	12	12	0	12	12		
2003	0	0	0	9	1	10	0	164	164	9	165	174		
2004	13	2	14	9	1	10	0	197	197	22	200	221		
2005	165	24	189	30	3	33	0	259	259	195	286	482		
2006	196	29	225	37	4	41	0	272	272	233	305	538		
2007	249	36	286	105	27	132	0	308	308	354	371	726		
2008	258	38	295	106	27	133	0	345	345	364	410	774		
2009	269	39	308	106	27	133	0	367	367	375	434	809		
2010	270	40	310	106	27	133	0	367	367	376	434	810		
2011	270	40	310	106	27	133	0	367	367	376	434	810		

14.5.3 経済分析結果

算出された経済的内部収益率(Economic Internal Rate of Return: EIRR)は、添付の計算書に示す様に、Dar es Salaam が 14.24%、Arusha、Kilimanjaro が 5.74%であった。また、便益の額と建設費用を変化させその影響を評価した感度分析の結果は、Fig. 14.5.1 及び Fig. 14.5.2 に示すとおりである。

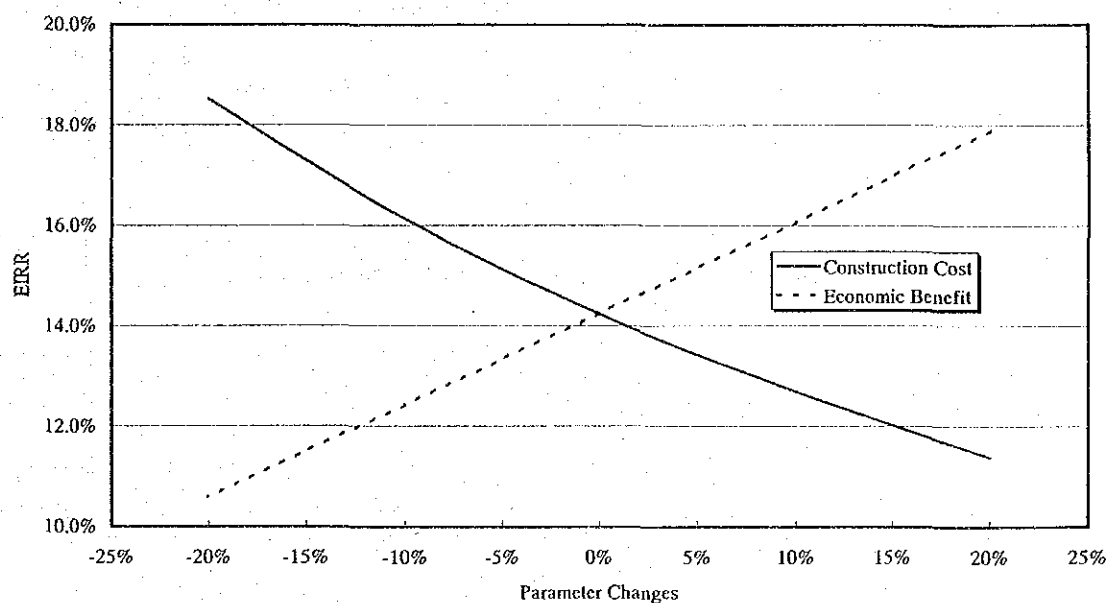


Fig. 14.5.1 感度分析結果 (Dar es Salaam: Case-B')

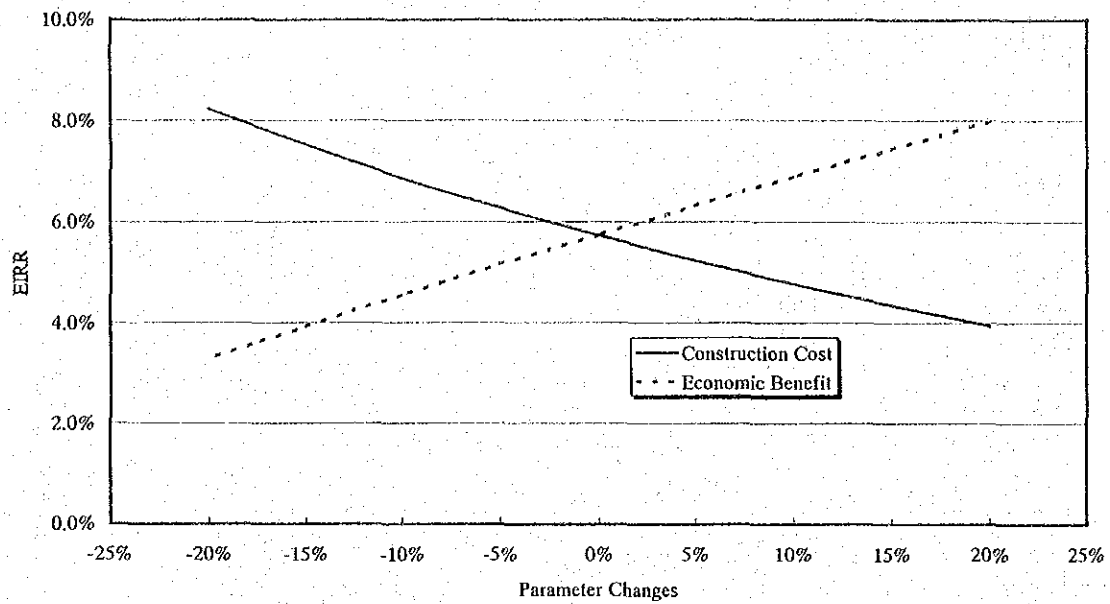


Fig. 14.5.1 感度分析結果 (Arusha, Kilimanjaro:Case-B')

14.5.4 経済分析のまとめ

算出された経済的內部収益率(Economic Internal Rate of Return: EIRR)は Dar es Salaam が 14.24%、Arusha、Kilimanjaro が 5.74%であった。経済分析におけるカット・オフ・レート(これ以下では事業を実施しないという EIRR の値)は国により、あるいは事業の種類により異なるが、電力事業の場合 10~12%程度が一般的である。上記の数値と比較すると、Dar es Salaam については、実施に値するプロジェクトといえる。Arusha、Kilimanjaro については、直接便益のみを評価対象としているので低い数字となっているが、観光業への好影響を含む間接便益を含めて考えると、実施に値するプロジェクトと言えよう。

Dar es Salaam

EIRR= 14.24%

(Unit: Thousand US\$)

Year	Economic Benefit	Economic Cost			Balance
		Capital Expenditure	Operation Expense	Total	
2002	2,720.0	3,661.5	27.0	3,688.5	▲ 968.5
2003	5,126.8	8,800.8	109.0	8,909.8	▲ 3,783.0
2004	7,704.0	56,904.3	283.3	57,187.7	▲ 49,483.7
2005	10,369.5	52,969.3	843.0	53,812.3	▲ 43,442.8
2006	13,004.8	14,293.6	1,197.1	15,490.7	▲ 2,485.9
2007	15,578.6	9,680.0	1,365.4	11,045.4	4,533.2
2008	18,259.3	1,708.2	1,411.6	3,119.8	15,139.5
2009	21,049.4	3,651.5	1,462.6	5,114.1	15,935.3
2010	23,955.9	4,062.4	1,485.7	5,548.0	18,407.8
2011	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2012	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2013	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2014	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2015	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2016	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2017	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2018	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2019	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2020	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2021	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2022	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2023	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2024	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2025	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2026	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2027	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2028	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2029	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2030	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
2031	23,955.9	0.0	1,510.0	1,510.0	22,445.9
Total	620,841.5	155,731.5	39,894.0	195,625.5	425,216.0

Arusha, Kilimanjaro

EIRR= 5.74%

(Unit: Thousand US\$)

Year	Economic Benefit	Economic Cost			Balance
		Capital Expenditure	Operation Expense	Total	
2002	960.7	1,843.2	12.0	1,855.2	▲ 894.6
2003	1,858.2	8,477.6	174.0	8,651.6	▲ 6,793.3
2004	2,708.8	32,157.8	221.4	32,379.2	▲ 29,670.4
2005	3,518.6	17,926.0	481.6	18,407.6	▲ 14,889.0
2006	4,291.2	19,967.0	537.5	20,504.5	▲ 16,213.4
2007	5,007.5	3,210.4	725.6	3,936.0	1,071.4
2008	5,754.0	3,451.4	773.5	4,224.9	1,529.1
2009	6,530.8	1,144.9	808.6	1,953.5	4,577.3
2010	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2011	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2012	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2013	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2014	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2015	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2016	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2017	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2018	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2019	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2020	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2021	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2022	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2023	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2024	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2025	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2026	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2027	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2028	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2029	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2030	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
2031	7,339.8	0.0	810.2	810.2	6,529.7
Total	192,106.0	88,178.4	21,557.8	109,736.1	82,369.9

14.6 財務分析

14.6.1 財務分析の手法

本章における財務経済分析は、第13章で行なった財務分析と同一手法で行なう。即ち、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、本プロジェクトの投資コストと投資に伴い新たに必要となる運転管理費を費用と見なし、損益計算書とキャッシュフロー表を作成する。また、DCF(Discounted Cash Flow)により、税引き前及び税引き後の両方につき FIRROI と FIRROE を算出する。

一方、本章で検討する拡張計画(Case-B')では、第12章及び13章で検討した 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の大部分を2004年に繰り延べている。従い、2002年及び2003年には、投資額は少ないことから、投資額が販売収入を下回り、キャッシュフローがプラスになる状況が発生する可能性がある。その結果、キャッシュフローが最初の2年はプラス、次の2～5年程度がマイナス、それ以降がプラスとなる場合が起こる。このようなキャッシュフローの場合には、DCF法による内部収益率が算出できない、あるいは数学的に複数の解が存在するといった状況が発生する。従い、本節では2002年及び2003年については便宜的に以下の対応を採ることとした。

- 損益計算書は通常の方法で作成する。
- キャッシュフロー表の資金流入(Source of fund)、資金流出(Application of Fund)及び両者のバランス(Cash Surplus)は通常の方法で作成する。
- 内部収益率(FIRROI 及び FIRROE)を算出するためのキャッシュフローは投資額のみから算出し、販売収入、運転管理費、税金などは考慮しない。

以上の対応により、プロジェクトの資金繰りは正しく評価される。また、算出される内部収益率はやや小さくなるが、その差は無視し得るレベルである。

14.6.2 前提条件

建設費については前節の Table 14.5.1 に示した金額を、運転管理費は Table 14.5.2 に示した金額を用いた。融資条件については基本ケースでは金利3%/年、返済猶予期間7年、返済期間25年とした。また、参考ケースとして下表に示す条件を適用した。その他については、「第13章 財務分析」に記した条件を用いた。

Table 14.5.1 参考ケースの融資条件

	Dar es Salaam	Arusha, Kilimanjaro
Interest	8% p.a.	1% p.a.
Grace Period	5 Years	10 Years
Repayment	20 Years	30 Years

14.6.3 財務分析結果

以上の条件に基づき作成された財務諸表を添付する。算出された内部収益率は下表のとおりである。

Table 14.5.2 財務的内部収益率 (Case-B')

	FIRROI (b/Tax)	FIRROE (a/Tax)
Dar es Salaam (Finance Condition: Base Case)	9.0%	45.2%
Dar es Salaam (Finance Condition: Reference Case)	9.0%	6.4%
Arusha, Kilimanjaro (Finance Condition: Base Case)	2.3%	No Return
Arusha, Kilimanjaro (Finance Condition: Reference Case)	2.3%	24.8%

財務諸表より明らかな様に、Dar es Salaam の拡張計画は、基本ケースでは資金不足は一切発生しない。一方、厳しい融資条件を設定した参考ケースでは借入金の返済の始まる2006年より資金不足が発生し、資金繰りが最も困難な時期の資金不足額は950万ドルを超える。Arusha・Kilimanjaro の拡張計画は、基本ケースでは借入金の返済の始まる2012年の翌年から資金不足が発生し、年々短期借入金の額が膨らんでいく。一方、非常に低利で有利な融資条件を設定した参考ケースでは、資金不足は発生しない。電力料金と建設費用を変化させその影響を評価した感度分析の結果は下表に示すとおりである。

Table 14.6.3 感度分析結果のまとめ(Case-B')

	Dar es Salaam		Arusha, Kilimanjaro	
	FIRROI (b/Tax)	FIRROE (a/Tax)	FIRROI (b/Tax)	FIRROE (a/Tax)
Construction Cost				
+20%	6.9%	30.6%	0.9%	No Return
+10%	7.9%	37.3%	1.6%	No Return
± 0%	9.0%	45.2%	2.3%	No Return
-10%	10.2%	55.1%	3.2%	4.8%
-20%	11.8%	68.1%	4.3%	15.5%
Sales Revenue				
+20%	11.5%	63.6%	4.2%	12.0%
+10%	10.2%	54.2%	3.3%	3.6%
± 0%	9.0%	45.2%	2.3%	No Return
-10%	7.6%	36.4%	1.3%	No Return
-20%	6.3%	27.4%	No Return	No Return

14.6.4 財務分析のまとめ

タンザニアの電力料金は、運転費用をカバーすることはできるが、設備の拡張・更新に必要な資金を確保できるレベルにはないので、通常の資金計画では高い収益率は望めない。本調査の結果は以下の様にまとめられる。なお、第13章において述べた様に、算出された FIRROE が高いのは、自己資金が少ないためにレバレッジ効果が働いたからに過ぎない。

- Dar es Salaam については有利な条件の融資の適用がプロジェクト実施の鍵となる。
- Arusha, Kilimanjaro については、機器が無償で提供されない限り、プロジェクト実施は難しい。

Dar es Salaam: Case-B' (Base)

(1/2)

FIRROI (before Tax) = 9.0% FIRROE (before Tax) = 71.2%
 FIRROI (after Tax) = 6.5% FIRROE (after Tax) = 45.2%

(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	27	109	283	843	1,197	1,365	1,412	1,463	1,486	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510
Depreciation	0	97	298	1,530	2,796	3,116	3,347	3,382	3,479	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555
Interest on Long-term Loan	0	101	341	1,852	3,222	3,609	3,878	3,923	4,022	4,116	4,042	3,913	3,768	3,613	3,456
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	27	307	921	4,224	7,215	8,090	8,637	8,768	8,986	9,180	9,106	8,977	8,833	8,678	8,521
Net Profit before Tax	2,217	3,922	5,434	4,330	3,514	4,762	6,427	8,598	10,777	10,583	10,657	10,786	10,930	11,086	11,243
Income Tax	665	1,177	1,630	1,299	1,054	1,429	1,928	2,579	3,233	3,175	3,197	3,236	3,279	3,326	3,373
Net Profit after Tax	1,552	2,745	3,804	3,031	2,460	3,333	4,499	6,018	7,544	7,408	7,460	7,550	7,651	7,760	7,870
< Cashflow Table >															
Source of Fund															
Profit after Tax	1,552	2,745	3,804	3,031	2,460	3,333	4,499	6,018	7,544	7,408	7,460	7,550	7,651	7,760	7,870
Depreciation	0	97	298	1,530	2,796	3,116	3,347	3,382	3,479	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555
Equity	289	811	6,550	7,272	1,398	739	177	243	472	0	0	0	0	0	0
Long-term Loan	3,373	7,990	50,354	45,697	12,895	8,941	1,531	3,409	3,591	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	5,213	11,644	61,006	57,530	19,549	16,129	9,554	13,052	15,086	10,963	11,015	11,105	11,206	11,315	11,424
Application of Fund															
Investment (Foreign Portion)	3,373	7,990	50,354	45,697	12,895	8,941	1,531	3,409	3,591	0	0	0	0	0	0
Investment (Local Portion)	289	811	6,550	7,272	1,398	739	177	243	472	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	135	455	2,469	4,297	4,812	5,170	5,231	5,368
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	3,886	9,224	57,540	53,825	15,366	10,965	3,215	5,523	6,494	4,445	6,273	6,789	7,146	7,208	7,344
Cash Surplus	1,328	2,420	3,466	3,706	4,183	5,164	6,340	7,529	8,592	6,518	4,742	4,316	4,060	4,107	4,081
Cashflow (ROI before Tax)	▲ 3,662	▲ 8,801	▲ 51,467	▲ 46,113	▲ 5,834	522	10,437	10,515	12,238	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277
Cashflow (ROI after Tax)	▲ 3,662	▲ 8,801	▲ 53,097	▲ 47,412	▲ 6,888	▲ 907	8,509	7,935	9,005	13,102	13,080	13,041	12,998	12,952	12,904
Cashflow (ROE before Tax)	▲ 289	▲ 811	▲ 1,454	▲ 2,267	3,839	5,854	8,091	9,865	11,353	9,693	7,939	7,552	7,339	7,433	7,453
Cashflow (ROE after Tax)	▲ 289	▲ 811	▲ 3,084	▲ 3,567	2,784	4,425	6,162	7,286	8,120	6,518	4,742	4,316	4,060	4,107	4,081
Outstanding Loan	3,373	11,363	61,717	107,414	120,309	129,250	130,781	134,055	137,191	134,722	130,426	125,613	120,443	115,212	109,844

(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	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	22,650
Depreciation	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	53,321
Interest on Long-term Loan	3,295	3,130	2,965	2,799	2,634	2,469	2,303	2,138	1,973	1,807	1,642	1,477	1,311	1,146	981	32,070
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	8,360	8,195	8,029	7,864	7,699	7,533	7,368	7,203	7,037	6,872	6,707	6,541	6,376	6,211	6,045	108,040
Net Profit before Tax	11,404	11,569	11,734	11,900	12,065	12,230	12,396	12,561	12,726	12,892	13,057	13,222	13,388	13,553	13,718	188,414
Income Tax	3,421	3,471	3,520	3,570	3,619	3,669	3,719	3,768	3,818	3,867	3,917	3,967	4,016	4,066	4,115	56,524
Net Profit after Tax	7,982	8,098	8,214	8,330	8,445	8,561	8,677	8,793	8,908	9,024	9,140	9,256	9,371	9,487	9,603	131,890
< Cashflow Table >																
Source of Fund																
Profit after Tax	7,982	8,098	8,214	8,330	8,445	8,561	8,677	8,793	8,908	9,024	9,140	9,256	9,371	9,487	9,603	212,576
Depreciation	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	92,693
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,952
Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	137,780
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	11,537	11,653	11,769	11,884	12,000	12,116	12,232	12,347	12,463	12,579	12,695	12,810	12,926	13,042	13,157	461,001
Application of Fund																
Investment (Foreign Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	137,780
Investment (Local Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,952
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	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	110,604
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	7,488	317,555
Cash Surplus	4,050	4,165	4,281	4,397	4,513	4,628	4,744	4,860	4,976	5,091	5,207	5,323	5,438	5,554	5,670	143,446
Cashflow (ROI before Tax)	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	259,658
Cashflow (ROI after Tax)	12,856	12,807	12,757	12,707	12,658	12,608	12,559	12,509	12,459	12,410	12,360	12,311	12,261	12,211	12,162	170,395
Cashflow (ROE before Tax)	7,471	7,636	7,801	7,967	8,132	8,297	8,463	8,628	8,793	8,959	9,124	9,289	9,455	9,620	9,785	211,010
Cashflow (ROE after Tax)	4,050	4,165	4,281	4,397	4,513	4,628	4,744	4,860	4,976	5,091	5,207	5,323	5,438	5,554	5,670	121,747
Outstanding Loan	104,333	98,822	93,311	87,800	82,288	76,777	71,266	65,755	60,244	54,732	49,221	43,710	38,199	32,687	27,176	-/

Arusha, Killimanjaro: Case-B' (Base)

(1/2)

FIRROI (before Tax) = 2.3% FIRROE (before Tax) = 5.7%
 FIRROI (after Tax) = 1.6% FIRROE (after Tax) = No Return

(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	12	174	221	482	538	726	774	809	810	810	810	810	810	810	810
Depreciation	0	61	309	952	1,463	1,979	2,063	2,146	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180
Interest on Long-term Loan	0	51	297	1,150	1,593	2,081	2,171	2,267	2,298	2,287	2,241	2,177	2,094	2,007	1,916
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	98	154
Total	12	287	826	2,584	3,594	4,787	5,008	5,222	5,288	5,276	5,230	5,167	5,083	4,997	4,906
Net Profit before Tax	781	1,246	1,408	319	▲ 54	▲ 656	▲ 261	166	767	779	825	889	972	1,059	1,149
Income Tax	234	374	423	96	0	0	0	50	230	234	247	267	292	318	345
Net Profit after Tax	546	872	986	223	▲ 54	▲ 656	▲ 261	116	537	545	577	622	680	741	805
< Cashflow Table >															
Source of Fund															
Profit after Tax	546	872	986	223	▲ 54	▲ 656	▲ 261	116	537	545	577	622	680	741	805
Depreciation	0	61	309	952	1,463	1,979	2,063	2,146	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180
Equity	129	306	3,719	3,160	3,675	216	256	35	0	0	0	0	0	0	0
Long-term Loan	1,714	8,172	28,439	14,766	16,291	2,994	3,196	1,110	0	0	0	0	0	0	0
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	579	1,219	1,927	2,615
Total	2,390	9,412	33,453	19,101	21,376	4,534	5,253	3,407	2,717	2,725	2,757	3,381	4,080	4,848	5,600
Application of Fund															
Investment (Foreign Portion)	1,714	8,172	28,439	14,766	16,291	2,994	3,196	1,110	0	0	0	0	0	0	0
Investment (Local Portion)	129	306	3,719	3,160	3,675	216	256	35	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	69	395	1,533	2,124	2,775	2,895	3,023	3,067
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	579	1,219	1,927
Total	1,922	8,631	32,381	18,216	20,321	3,623	3,926	1,752	1,001	2,139	2,729	3,381	4,080	4,848	5,600
Cash Surplus	467	780	1,071	885	1,055	911	1,327	1,654	1,716	587	28	0	0	0	0
Cashflow (ROI before Tax)	▲ 1,843	▲ 8,478	▲ 30,368	▲ 15,795	▲ 17,319	▲ 218	47	2,895	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640
Cashflow (ROI after Tax)	▲ 1,843	▲ 8,478	▲ 30,790	▲ 15,891	▲ 17,319	▲ 218	47	2,845	4,410	4,406	4,392	4,373	4,348	4,322	4,295
Cashflow (ROE before Tax)	▲ 129	▲ 306	▲ 2,226	▲ 2,179	▲ 2,620	695	1,071	1,669	1,946	820	276	267	292	318	345
Cashflow (ROE after Tax)	▲ 129	▲ 306	▲ 2,648	▲ 2,275	▲ 2,620	695	1,071	1,619	1,716	587	28	0	0	0	0
Outstanding Loan	1,714	9,887	38,326	53,092	69,383	72,377	75,573	76,614	76,218	74,685	72,562	69,786	66,891	63,868	60,801

Arusha, Killimanjaro: Case-B¹ (Base)

(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	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	12,150
Depreciation	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	32,698
Interest on Long-term Loan	1,824	1,732	1,640	1,548	1,456	1,364	1,272	1,180	1,088	996	904	812	720	628	536	17,698
Interest on Short-term Loan	209	259	304	344	378	407	431	450	464	473	476	475	468	456	439	6,035
Total	4,814	4,722	4,630	4,538	4,446	4,354	4,262	4,170	4,078	3,986	3,894	3,802	3,710	3,618	3,526	62,546
Net Profit before Tax	1,241	1,334	1,426	1,518	1,610	1,702	1,794	1,886	1,978	2,070	2,162	2,254	2,346	2,438	2,530	28,284
Income Tax	372	400	428	455	483	510	538	566	593	621	649	676	704	731	759	8,485
Net Profit after Tax	869	933	998	1,062	1,127	1,191	1,256	1,320	1,384	1,449	1,513	1,578	1,642	1,706	1,771	19,799
< Cashflow Table >																
Source of Fund																
Profit after Tax	869	933	998	1,062	1,127	1,191	1,256	1,320	1,384	1,449	1,513	1,578	1,642	1,706	1,771	26,081
Depreciation	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	2,180	56,930
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,496
Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	76,682
Short-term Loan	3,239	3,799	4,294	4,725	5,091	5,393	5,630	5,803	5,912	5,956	5,936	5,851	5,702	5,489	0	79,160
Total	6,288	6,912	7,472	7,967	8,397	8,764	9,066	9,303	9,476	9,585	9,629	9,609	9,524	9,375	3,951	250,349
Application of Fund																
Investment (Foreign Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	76,682
Investment (Local Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,496
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	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	61,891
Repayment of Short-term Loan	2,615	3,239	3,799	4,294	4,725	5,091	5,393	5,630	5,803	5,912	5,956	5,936	5,851	5,702	5,489	79,160
Total	6,288	6,912	7,472	7,967	8,397	8,764	9,066	9,303	9,476	9,585	9,629	9,609	9,524	9,375	9,162	245,078
Cash Surplus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲ 5,211	5,271
Cashflow (ROI before Tax)	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	30,998
Cashflow (ROI after Tax)	4,267	4,240	4,212	4,185	4,157	4,129	4,102	4,074	4,047	4,019	3,991	3,964	3,936	3,909	3,881	20,012
Cashflow (ROE before Tax)	372	400	428	455	483	510	538	566	593	621	649	676	704	731	▲ 4,452	3,513
Cashflow (ROE after Tax)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲ 5,211	▲ 7,473
Outstanding Loan	57,734	54,666	51,599	48,532	45,465	42,397	39,330	36,263	33,195	30,128	27,061	23,993	20,926	17,859	14,792	-/-

Dar es Salaam: Case-B' (Reference)

(1/2)

FIRROI (before Tax) = 9.0% FIRROE (before Tax) = 14.5%
 FIRROI (after Tax) = 7.4% FIRROE (after Tax) = 6.4%

(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	27	109	283	843	1,197	1,365	1,412	1,463	1,486	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510
Depreciation	0	38	186	1,458	2,776	3,096	3,335	3,370	3,496	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572
Interest on Long-term Loan	0	270	909	4,937	8,593	9,611	10,281	10,157	10,000	9,806	9,289	8,766	8,229	7,678	7,127
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	24	22	121	287	379	495	589	666	728	760
Total	27	417	1,378	7,239	12,566	14,072	15,029	14,989	14,982	14,888	14,371	13,848	13,311	12,760	12,209
Net Profit before Tax	2,217	3,813	4,978	1,316	▲ 1,837	▲ 1,220	35	2,376	4,782	4,876	5,393	5,916	6,453	7,004	7,555
Income Tax	665	1,144	1,493	395	0	0	11	713	1,435	1,463	1,618	1,775	1,936	2,101	2,266
Net Profit after Tax	1,552	2,669	3,485	921	▲ 1,837	▲ 1,220	25	1,663	3,347	3,413	3,775	4,141	4,517	4,903	5,288
< Cashflow Table >															
Source of Fund															
Profit after Tax	1,552	2,669	3,485	921	▲ 1,837	▲ 1,220	25	1,663	3,347	3,413	3,775	4,141	4,517	4,903	5,288
Depreciation	0	38	186	1,458	2,776	3,096	3,335	3,370	3,496	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572
Equity	289	811	6,550	7,272	1,398	739	177	243	472	0	0	0	0	0	0
Long-term Loan	3,373	7,990	50,354	45,697	12,895	8,941	1,531	3,409	3,591	0	0	0	0	0	0
Short-term Loan	0	0	0	0	303	280	1,512	3,586	4,734	6,188	7,357	8,329	9,106	9,496	9,501
Total	5,213	11,508	60,575	55,349	15,535	11,836	6,580	12,271	15,641	13,173	14,704	16,042	17,194	17,971	18,362
Application of Fund															
Investment (Foreign Portion)	3,373	7,990	50,354	45,697	12,895	8,941	1,531	3,409	3,591	0	0	0	0	0	0
Investment (Local Portion)	289	811	6,550	7,272	1,398	739	177	243	472	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	169	568	3,086	5,371	6,015	6,463	6,539	6,709	6,889	6,889	6,889
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	303	280	1,512	3,586	4,734	6,188	7,357	8,329	9,106	9,496
Total	3,886	9,224	57,540	53,825	15,535	11,836	6,580	12,271	15,641	13,173	14,704	16,042	17,194	17,971	18,362
Cash Surplus	1,328	2,284	3,035	1,524	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cashflow (ROI before Tax)	▲ 3,662	▲ 8,801	▲ 51,467	▲ 46,113	▲ 5,834	522	10,437	10,515	12,238	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277
Cashflow (ROI after Tax)	▲ 3,662	▲ 8,801	▲ 52,960	▲ 46,508	▲ 5,834	522	10,427	9,802	10,804	14,815	14,659	14,502	14,341	14,176	14,011
Cashflow (ROE before Tax)	▲ 289	▲ 811	▲ 2,022	▲ 5,353	▲ 1,398	▲ 739	▲ 167	470	962	1,463	1,618	1,775	1,936	2,101	2,266
Cashflow (ROE after Tax)	▲ 289	▲ 811	▲ 3,515	▲ 5,748	▲ 1,398	▲ 739	▲ 177	▲ 243	▲ 472	0	0	0	0	0	0
Outstanding Loan	3,373	11,363	61,717	107,414	120,140	128,513	126,958	124,996	122,571	116,109	109,570	102,860	95,971	89,082	82,193

Dar es Salaam: Case-B' (Reference)

(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	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	22,650
Depreciation	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	53,582
Interest on Long-term Loan	6,575	6,024	5,473	4,922	4,371	3,820	3,269	2,718	2,167	1,615	1,078	572	268	146	76	43,095
Interest on Short-term Loan	760	730	668	576	453	299	114	0	0	0	0	0	0	0	0	3,600
Total	11,658	11,106	10,555	10,004	9,453	8,902	8,351	7,800	7,249	6,697	6,160	5,654	5,350	5,228	5,159	119,326
Net Profit before Tax	8,106	8,657	9,208	9,759	10,310	10,862	11,413	11,964	12,515	13,066	13,604	14,109	14,414	14,535	14,605	177,127
Income Tax	2,432	2,597	2,762	2,928	3,093	3,258	3,424	3,589	3,754	3,920	4,081	4,233	4,324	4,361	4,382	53,138
Net Profit after Tax	5,674	6,060	6,446	6,832	7,217	7,603	7,989	8,375	8,760	9,146	9,523	9,877	10,090	10,175	10,224	123,989
< Cashflow Table >																
Source of Fund																
Profit after Tax	5,674	6,060	6,446	6,832	7,217	7,603	7,989	8,375	8,760	9,146	9,523	9,877	10,090	10,175	10,224	160,632
Depreciation	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	3,572	92,769
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,952
Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	137,780
Short-term Loan	9,120	8,353	7,201	5,663	3,738	1,429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95,895
Total	18,366	17,985	17,219	16,066	14,528	12,604	11,561	11,947	12,333	12,718	13,095	13,449	13,662	13,747	13,796	505,028
Application of Fund																
Investment (Foreign Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	137,780
Investment (Local Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,952
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	6,889	6,889	6,889	6,889	6,889	6,889	6,889	6,889	6,889	6,889	6,321	3,803	1,518	874	427	137,251
Repayment of Short-term Loan	9,501	9,120	8,353	7,201	5,663	3,738	1,429	0	0	0	0	0	0	0	0	95,895
Total	18,366	17,985	17,219	16,066	14,528	12,604	10,294	8,865	8,865	8,697	8,297	5,780	3,495	2,850	2,403	440,097
Cash Surplus	0	0	0	0	0	0	1,267	3,081	3,467	4,022	4,797	7,669	10,167	10,897	11,393	64,931
Cashflow (ROI before Tax)	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	16,277	259,658
Cashflow (ROI after Tax)	13,845	13,680	13,515	13,349	13,184	13,019	12,853	12,688	12,523	12,357	12,196	12,044	11,953	11,917	11,896	191,315
Cashflow (ROE before Tax)	2,432	2,597	2,762	2,928	3,093	3,258	4,691	6,671	7,222	7,941	8,879	11,902	14,491	15,257	15,774	111,711
Cashflow (ROE after Tax)	0	0	0	0	0	0	1,267	3,081	3,467	4,022	4,797	7,669	10,167	10,897	11,393	43,368
Outstanding Loan	75,304	68,415	61,526	54,637	47,748	40,859	33,970	27,081	20,192	13,472	7,151	3,348	1,830	956	529	-/-

Arusha, Kilimanjaro: Case-B' (Reference)

(1/2)

FIRROI (before Tax) = 2.3% FIRROE (before Tax) = 34.0%
 FIRROI (after Tax) = 0.9% FIRROE (after Tax) = 24.8%

(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)	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	12	174	221	482	538	726	774	809	810	810	810	810	810	810	810
Depreciation	0	17	264	863	1,375	1,891	1,974	2,057	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091
Interest on Long-term Loan	0	17	99	383	531	694	724	756	767	767	767	766	763	750	732
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	12	208	584	1,729	2,444	3,310	3,472	3,622	3,668	3,668	3,668	3,667	3,664	3,651	3,634
Net Profit before Tax	781	1,325	1,651	1,174	1,097	821	1,275	1,766	2,387	2,387	2,387	2,388	2,391	2,404	2,422
Income Tax	234	398	495	352	329	246	383	530	716	716	716	716	717	721	727
Net Profit after Tax	546	928	1,156	822	768	574	893	1,236	1,671	1,671	1,671	1,672	1,674	1,683	1,695
< Cashflow Table >															
Source of Fund															
Profit after Tax	546	928	1,156	822	768	574	893	1,236	1,671	1,671	1,671	1,672	1,674	1,683	1,695
Depreciation	0	17	264	863	1,375	1,891	1,974	2,057	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091
Equity	129	306	3,719	3,160	3,675	216	256	35	0	0	0	0	0	0	0
Long-term Loan	1,714	8,172	28,439	14,766	16,291	2,994	3,196	1,110	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	2,390	9,422	33,578	19,611	22,109	5,675	6,318	4,438	3,762	3,762	3,762	3,763	3,765	3,774	3,786
Application of Fund															
Investment (Foreign Portion)	1,714	8,172	28,439	14,766	16,291	2,994	3,196	1,110	0	0	0	0	0	0	0
Investment (Local Portion)	129	306	3,719	3,160	3,675	216	256	35	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	0	0	0	57	330	1,278	1,770	2,313
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1,922	8,631	32,381	18,216	20,321	3,623	3,926	1,684	606	606	663	935	1,883	2,375	2,918
Cash Surplus	467	791	1,196	1,395	1,788	2,052	2,392	2,754	3,157	3,157	3,100	2,828	1,882	1,399	868
Cashflow (ROI before Tax)	▲ 1,843	▲ 8,478	▲ 30,368	▲ 15,795	▲ 17,319	▲ 218	47	2,895	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640
Cashflow (ROI after Tax)	▲ 1,843	▲ 8,478	▲ 30,863	▲ 16,148	▲ 17,647	▲ 464	▲ 336	2,365	3,924	3,924	3,924	3,923	3,922	3,919	3,913
Cashflow (ROE before Tax)	▲ 129	▲ 306	▲ 2,028	▲ 1,412	▲ 1,558	2,082	2,519	3,249	3,873	3,873	3,816	3,544	2,599	2,120	1,595
Cashflow (ROE after Tax)	▲ 129	▲ 306	▲ 2,523	▲ 1,765	▲ 1,887	1,836	2,136	2,719	3,157	3,157	3,100	2,828	1,882	1,399	868
Outstanding Loan	1,714	9,887	38,326	53,092	69,383	72,377	75,573	76,682	76,682	76,682	76,625	76,296	75,018	73,248	70,936

(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	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	12,150
Depreciation	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	31,368
Interest on Long-term Loan	709	685	660	634	609	583	558	532	507	481	456	430	404	379	353	7,981
Interest on Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	3,611	3,586	3,561	3,536	3,510	3,485	3,459	3,433	3,408	3,382	3,357	3,331	3,306	3,280	3,255	51,499
Net Profit before Tax	2,445	2,469	2,494	2,520	2,545	2,571	2,596	2,622	2,647	2,673	2,699	2,724	2,750	2,775	2,801	39,331
Income Tax	733	741	748	756	764	771	779	787	794	802	810	817	825	833	840	11,799
Net Profit after Tax	1,711	1,728	1,746	1,764	1,782	1,800	1,817	1,835	1,853	1,871	1,889	1,907	1,925	1,943	1,961	27,532
< Cashflow Table >																
Source of Fund																
Profit after Tax	1,711	1,728	1,746	1,764	1,782	1,800	1,817	1,835	1,853	1,871	1,889	1,907	1,925	1,943	1,961	46,191
Depreciation	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	54,447
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,496
Long-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	76,682
Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	3,803	3,819	3,837	3,855	3,873	3,891	3,909	3,927	3,944	3,962	3,980	3,998	4,016	4,034	4,052	188,816
Application of Fund																
Investment (Foreign Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	76,682
Investment (Local Portion)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,496
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	2,413	2,519	2,556	2,556	2,556	2,556	2,556	2,556	2,556	2,556	2,556	2,556	2,556	2,556	2,556	43,907
Repayment of Short-term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	3,018	3,125	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	147,934
Cash Surplus	784	695	675	693	711	729	747	765	783	801	819	836	854	872	890	40,882
Cashflow (ROI before Tax)																
Cashflow (ROI before Tax)	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	4,640	30,998
Cashflow (ROI after Tax)																
Cashflow (ROI after Tax)	3,906	3,899	3,892	3,884	3,876	3,869	3,861	3,853	3,846	3,838	3,830	3,823	3,815	3,807	3,800	11,833
Cashflow (ROE before Tax)																
Cashflow (ROE before Tax)	1,518	1,435	1,424	1,449	1,475	1,500	1,526	1,552	1,577	1,603	1,628	1,654	1,679	1,705	1,730	47,292
Cashflow (ROE after Tax)																
Cashflow (ROE after Tax)	784	695	675	693	711	729	747	765	783	801	819	836	854	872	890	28,128
Outstanding Loan	68,523	66,004	63,448	60,892	58,336	55,780	53,224	50,668	48,111	45,555	42,999	40,443	37,887	35,331	32,775	-/-