b) 東北部132kV系統

運転開始予定年	プロジェクト名	設備出力 (MW)	発電量 (GWh)
1991	KikuletwaNo.1 リハビリテーション	1.5	10.53
1992	Pangani Falls 再開発計画	60.0	305.00
1994	KikuletwaNo.2 計画	11.0	67.09

東北部 132kV系統では，Pangani Falls 再開発プロジェクトが計画通り1992年に運転開始するまでは電力および電力量共に不足し，1991年の電力不足は22.7MWと想定される。この不足分は 220kV系統からの受電によってカバーされなければならない。

もし，JICA team が提案する既設Kikuletwa 発電所のリハビリテーションおよびKikuletwa No.2 発電所の建設が実施されなければ，たとえPangani Falls 再開発計画が1992年に完成したとしても，1996年には電力不足を生ずるものと予想される。しかし乍ら，もしこれら2水力開発計画が実施されたならば，電力不足の発生は3年おくれの1999年まで，電力量不足は2001年まで引伸ばすことが可能となるであろう。

2.3 キリマンジャロ地域に於ける水力発電ポテンシャルサイト

Study teamは，TANESCO によって提案されていたキリマンジャロ地域内の9ヵ所の小水力開発計画について，2005年までの電力需要を考慮して計画の予備検討ならびに経済評価等を行なった。

各々の計画地点の概要をTable 2.3.1に示す。

この検討結果を基に，TANESCO と JICA が協議し，次の理由により9ポテンシャルサイトの中から Kikuletwa No.1 および No.2 の2カ所のポテンシャルサイトを選定して，フィージビリティ・スタディを実施することとなった。

- 9ポテンシャルサイトのなかでB／CおよびEIRR で評価したプロジェクトの優先順位では，Table 2.3.1 に示したようにKikuletwa No.1 および No.2 計画はそれぞれ第1位，第2位となっている。

- Kikuletwa No.1 計画の大きな利点は既設の土木構造物を改修して使用することが可能であり，建設費を節約できる。
- Kikuletwa No.2 計画は，大きな発電流量と落差が利用できる。同計画の発電規模は9ポテンシャルサイトのなかで，最も大きく，キリマンジャロ地域の供給電力を補強するためには，他の小規模なポテンシャルサイトに比較して有利である。
- 年間を通じて Kikuletwa川の流出状況は安定しており，この条件は水力発電計画にとって非常に有利である。
- Same地区のポテンシャルサイトは Moshiおよび Arusha のロードセンターから遠く，Kikuletwa No.1 およびNo.2 プロジェクトに比べてキリマンジャロ地域の供給電力に対する補強効果が少ない。

Table 2.1.1 CHARACTERISTICS OF GENERATING FACILITIES

(1987)

Power station	Capacity x unit (MW)	Installed capacity (MW)	Peak generation 1986 (MW)	Commissioning year
Interconnected system				
(1) Hydro				
Pangani river basin:				
Kikuletwa	0.6 x 1			1950
	0.4 x 1			1937
	0.16 x 1	1.16	0.20	1935
Nyumba Ya Mungu	4.0 x 2	8.00	8.00	1969
Hale	10.5 x 2	21.0	15.75	1964
Pangani Falls	3.5 x 5	17.50	15.50	1934
Sub-total		47.66	39.45	
Great Ruaha river basin				
Kidatu	51.0 x 4	204.00	163.00	1975/1980
Others				
Tosamaganga	-	1.22	-	-
Mbalizi	-	0.34	-	-
Total hydro		253.22	202.45	
(2) Thermal (Diesel)				
Arusha			3.16	
Dodoma			2.85	
Iringa			0	
Iyunga			6.40	
Singida			0.84	
Ubungo			6.90	
Total thermal		81.65	20.05	
Total grid system		334.87	222.50	
Isolated system				
Total		63.47		
Whole power system		398.34		

Note: Mtera hydro power station is now on line with an installed capacity of 80 MW (40 MW x 2 units). The No. 1 unit was commissioned in June 1988, and the No. 2 unit in December, 1988

Table 2.1.2 ENERGY CONSUMPTION BY CATEGORY OF CONSUMERS

(GWh)

Category	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Interconnected system														
Domestic	64.74	65.45	74.73	74.17	80.33	95.76	111.27	131.76	143.12	151.84	145.88	154.61	173.89	208.25
Commercial **	39.55	42.25	41.19	41.64	44.58	46.98	57.90	68.37	58.66	60.95	50.60	50.82	55.56	69.96
Industrial **	265.14	281.92	295.79	299.60	313.34	344.04	374.19	422.03	423.85	391.49	357.71	361.39	423.40	499.49
Public lighting	2.86	2.99	3.25	2.87	3.12	4.09	3.46	4.36	4.29	3.55	3.36	2.07	3.48	2.99
Zanzibar	-	-	-	-	-	-	15.73	13.47	25.18	27.92	32.13	34.54	39.27	41.59
Total	372.29	392.61	414.96	418.25	441.38	490.28	562.56	639.98	655.09	635.74	587.68	603.42	695.59	822.28
Isolated system														
Domestic	8.89	9.98	11.41	11.64	12.89	17.10	19.38	24.18	25.34	25.86	28.39	32.30	23.94	25.80
Commercial **	13.73	14.79	15.32	15.78	15.82	17.17	17.74	19.14	18.83	23.20	16.71	19.21	13.69	14.44
Industrial **	34.97	39.93	42.85	42.66	43.92	39.70	68.07	60.38	76.10	54.64	65.04	71.20	48.62	46.00
Public lighting	1.54	1.57	1.71	1.73	1.61	1.49	1.30	1.91	1.67	1.38	0.70	1.84	1.15	0.59
Total	59.14	66.26	71.29	71.81	74.24	75.46	106.48	105.60	121.94	105.08	110.84	124.54	87.39	86.83
Whole power system														
Domestic	73.63	75.43	86.14	85.78	93.23	111.27	130.65	155.94	168.45	117.70	174.27	186.90	197.83	234.05
Commercial **	53.28	57.03	56.61	57.42	60.40	64.15	75.64	87.50	77.49	84.15	67.31	70.03	69.24	84.40
Industrial **	300.11	321.85	338.64	342.26	357.26	383.75	442.25	482.41	499.94	446.13	422.75	432.58	472.05	545.49
Public lighting	4.40	4.56	4.96	4.60	4.73	5.58	4.76	6.26	5.97	4.92	4.06	3.91	4.62	3.58
Zanzibar	-	-	-	-	-	-	15.73	13.47	25.18	27.92	32.13	34.54	39.27	41.59
Total	431.43	458.87	486.25	490.05	515.61	565.74	669.04	745.58	777.03	740.82	700.52	727.96	782.98	909.11

Note: Based on the existing interconnected system as of 1986
** Corrected to the 1970 to 1979 base tariff structure.
Source: Power Sector in Tanzania - TANESCO Planning Directorate.

Table 2.1.3 ENERGY GENERATION AND PEAK LOAD BY POWER SYSTEM

		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Interconnected system															
Consumption	(GWh)	372.29	392.61	414.96	418.25	441.38	490.28	562.56	639.98	655.09	635.74	587.68	603.42	716.19	822.28
Generation	(GWh)	448.18	462.18	479.93	510.13	536.75	592.75	652.31	686.53	715.33	720.20	740.10	773.67	914.93	1041.09
Peak load	(MW)	65.7	67.1	80.2	84.9	91.4	98.6	110.9	117.6	124.0	122.8	127.8	139.2	176.4	183.1
System losses	(%)	16.9	15.1	13.5	18.0	17.8	17.3	13.8	6.8	8.6	11.7	20.6	22.0	21.7	21.0
Load factor	(%)	77.9	78.6	68.3	68.6	67.0	68.6	67.1	66.5	65.9	67.0	66.1	63.4	59.2	64.9
Isolated system															
Consumption	(GWh)	59.14	66.26	71.29	71.81	74.24	75.46	106.48	105.60	121.94	105.08	110.84	124.54	87.39	86.83
Generation	(GWh)	66.93	73.78	77.68	80.81	82.27	89.63	105.06*	105.57*	108.45*	109.76	117.78	149.03	102.49	105.07
Peak load	(MW)	-	-	-	-	-	-	-	24.0	25.4	25.6	31.1	36.1	23.1	25.3
System losses	(%)	11.6	10.2	8.2	11.1	9.8	15.8	na	na	na	4.3	5.9	16.4	14.7	17.4
Load factor	(%)	-	-	-	-	-	-	-	50.2	48.7	48.9	43.2	47.1	50.6	47.4
Whole power system															
Consumption	(GWh)	431.43	458.87	486.25	490.05	515.61	565.74	669.04	745.58	777.03	740.82	700.52	727.96	803.58	909.11
Generation	(GWh)	515.10	535.96	557.62	590.95	619.02	682.41	757.36	792.10	823.78	829.96	857.88	922.71	1017.42	1146.16

Note: * Excludes imports.
The isolated peak generation includes a diversity factor of 90%.

Source: Power Sector in Tanzania - TANESCO Planning Directorate.

Table 2.1.4 ENERGY DISTRIBUTED AND PEAK LOAD BY REGION
(Interconnected System)

Region	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Energy distributed (GwH)							
Arusha-Kilimanjaro Region	83.08	87.43	95.27	101.54	112.66	125.21	158.07
Tanga and District	82.62	92.72	86.44	87.09	91.27	88.66	126.71
Dar es Salaam and District	427.07	430.78	429.01	438.11	452.38	468.80	511.40
Zanzibar	13.47	25.18	27.91	32.13	34.74	39.98	42.10
Morogoro Retion	36.37	36.92	33.61	31.23	32.96	45.28	55.21
Iringa	-	-	-	-	-	42.82	65.93
Dodoma	-	-	-	-	-	3.57	17.60
Singida	-	-	-	-	-	-	0.66
Mufindi	-	-	-	-	-	-	-
Mbeya	-	-	-	-	-	-	-
Total	642.61	673.03	672.25	690.09	724.00	814.32	977.68
Peak load (MW)							
Arusha-Kilimanjaro Region	14.9	14.7	19.5	18.5	20.1	21.9	26.7
Tanga and District	18.9	23.8	22.6	19.4	22.0	23.7	24.3
Dar es Salaam and District	73.1	75.0	75.8	75.8	79.7	85.7	91.0
Zanzibar	4.6	5.2	5.6	6.6	6.6	8.0	8.6
Morogoro Retion	7.3	7.6	7.3	9.1	9.2	10.0	11.6
Iringa	-	-	-	-	-	2.6	2.6
Dodoma	-	-	-	-	-	3.5	4.2
Singida	-	-	-	-	-	-	1.6
Mufindi	-	-	-	-	-	19.3	15.2
Mbeya	-	-	-	-	-	5.5	9.0
Coincident peak load	117.6	124.0	122.8	127.8	139.2	176.4	183.1

Note: Iringa interconnected in March 1985.
Mbeya interconnected in July 1985.
Dodoma interconnected in October 1985.
Singida interconnected in October 1985.

Source: Power Sector in Tanzania - TANESCO Planning Directorate.

Table 2.2.1 ECONOMIC AGGREGATES

Sector	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
GDP at 1976 prices (T.Shs million)												
Agriculture	8,934	8,683	9,491	10,014	10,038	10,179	10,297	10,606	10,854	11,140	11,259	11,546
Service sector:	6,987	7,646	8,012	8,478	8,833	9,363	9,720	10,065	10,057	10,303	10,531	11,037
Commercial	5,436	5,794	5,950	6,136	6,206	6,415	6,359	6,510	6,227	6,170	5,993	6,205
Trade	2,627	2,739	2,783	2,839	2,915	2,984	2,884	2,734	2,595	2,478	2,467	2,453
Transport, communication	1,435	1,541	1,621	1,685	1,652	1,699	1,633	1,818	1,652	1,693	1,475	1,643
Finance and insurance	1,794	1,950	1,996	2,036	2,101	2,217	2,343	2,489	2,529	2,666	2,767	2,831
Bank service charge	(-)420	(-)436	(-)450	(-)424	(-)462	(-)485	(-)501	(-)531	(-)549	(-)667	(-)716	(-)722
Public administration	1,551	1,852	2,062	2,342	2,627	2,948	3,361	3,555	3,830	4,133	4,538	4,832
Industrial sector:	3,664	3,744	3,728	4,128	4,386	4,391	4,212	3,761	3,252	3,032	2,578	2,389
Mining	197	194	163	214	231	189	200	189	193	193	181	185
Manufacturing	2,285	2,348	2,381	2,811	2,984	3,127	2,809	2,288	1,804	1,482	1,351	1,171
Electricity and water	179	202	224	219	256	292	324	352	365	427	420	446
Construction	1,003	1,000	960	884	915	783	879	932	890	930	626	587
Total GDP	19,585	20,073	21,231	22,620	23,257	23,933	24,229	24,432	24,163	24,475	24,368	24,972
Population (Million)	14.37	14.76	15.31	16.41	16.92	17.44	17.98	18.58	19.17	19.78	20.41	21.06
GDP/capita (T. Shs)	1,363	1,360	1,387	1,378	1,374	1,372	1,348	1,315	1,260	1,237	1,194	1,186

Source: Statistical Abstract 1984 - Bureau of Statistics, Ministry of Finance, Planning and Economic Affairs.

Table 2.2.2 FORECAST OF ECONOMIC GROWTH

(Tsh million - 1976 constant prices)

	Base Scenario				Low Growth Scenario			
Year	Agriculture	Service	Industries	Total	Agriculture	Service	Industries	Total
1984*	11,546	11,037	2,389	24,872				24,972
1985*	11,835	11,618	2,389	25,842				25,842
1986*	12,131	12,920	2,508	26,559				26,559
1987	12,434	12,230	2,859	27,523				27,523
1988	12,806	12,597	3,259	28,662				28,662
1989	13,255	13,101	3,748	30,104				30,104
1990	13,719	13,756	4,310	31,785				31,785
1991	14,332	14,306	4,577	33,215	14,254	14,237	4,565	33,056
1992	14,952	14,876	4,882	34,710	14,809	14,735	4,835	34,379
1993	15,610	15,473	5,189	36,272	15,387	15,251	5,116	35,754
1994	16,298	16,092	5,514	37,904	15,987	15,785	5,511	37,183
1995	17,014	16,736	5,860	39,610	16,611	16,337	5,723	38,671
1996	17,763	17,405	6,224	41,392	17,259	16,909	6,050	40,218
1997	18,544	18,101	6,610	43,225	17,932	17,501	6,393	41,826
1998	19,360	18,826	7,015	45,201	18,631	18,114	6,755	43,500
1999	20,212	19,579	7,445	47,236	19,358	18,748	7,134	45,240
2000	21,102	20,362	7,897	49,361	20,113	19,404	7,533	47,050
2001	22,030	21,176	8,376	51,828	20,897	20,083	7,952	48,932
2002	23,000	22,023	8,881	53,904	21,712	20,786	8,391	50,889
2003	24,012	22,904	9,413	56,329	22,559	21,513	8,852	52,924
2004	25,068	23,820	9,976	58,864	23,439	22,266	9,336	55,041
2005	26,171	24,773	10,569	61,513	24,353	23,046	9,844	57,243

* Actual record

Table 2.2.3 WAITING INDUSTRIAL CONSUMERS

Location	Plant	Requested power (MW)	Start date	Effective load (MW)	Energy (GWh)
Arusha	A-Z Clothing	1.30	1987	0.78	3.42
Dae es Salaam	Brewery Expansion	1.50	1988	0.90	3.94
	Sheet Glass	1.50	1987	0.90	5.52
	Terry Towels	0.40	1988	0.24	1.05
	Sewing Thread	0.40	1987	0.24	1.05
Morogoro	Water Treatment	0.50	1989	0.35	2.45
	Textile Institute	0.50	1988	0.30	1.31
	Textile Expansion	0.50	1989	0.25	1.10
Iringa	Mufindi Boiler	50.00	1988-90	(Off-peak)	109.50
	Mufindi Tea Estates	1.00	1989	0.80	2.10
Dodoma	Grain Mill	0.50	1988	0.20	0.70
Mbeya	Tea Estates	1.40	1989	1.12	2.94
	Total Grid			6.08	25.58
					+109.50
Mwanza	Glass Containers	1.20	1988	0.60	3.68
	Oxygen	0.20	1987	0.10	0.61
	Leather Workshop	1.50	1987	0.75	2.63
	Ginneries	6.30	1989	5.04	17.66
Shinyanga	Mwadui	9.00	1989	9.00	51.25
	Ningwa Dam	0.40	1987	0.24	1.05
	Ginneries	11.60	1989	9.28	32.51
Tabora	Textile Mill	2.00	1989	1.20	6.31
	T.R.C. Depot	0.40	1987	0.24	1.05
	SIDO	0.50	1987	0.20	0.70
	LocoShed	0.40	1987	0.24	1.05
	Total Isolated			26.89	118.51
	Grand total			32.97	253.59

Table 2.2.4 POWER DEMAND FORECAST BY POWER SYSTEM (LOW GROWTH SCENARIO)

	Interconnected system				Isolated systems				Whole power system			
Year	Identified consumption(GWh)	Total consumption(GWh)	Generation(GWh)	Peak load (MW)	Identified consumption(GWh)	Total consumption(GWh)	Generation(GWh)	Peak load (MW)	Identified consumption(GWh)	Total consumption(GWh)	Generation(GWh)	Peak load (MW)
1986*	828.28	874.52	1041.09	183.1	86.83	ditto	105.07	25.3	909.11	963.35	1146.16	206.3
1987	869.01	924.01	1100.07	192.8	100.34	ditto	121.62	28.7	969.35	1024.35	1221.63	219.3
1988	1007.00	1070.73	1274.68	204.0	111.59	ditto	135.26	31.5	1118.59	1182.32	1409.94	233.1
1989	1158.13	1231.43	1465.99	218.6	228.92	ditto	277.48	58.7	1387.05	1460.35	1743.47	274.5
1990	1156.48	1229.68	1463.90	232.8	240.10	ditto	291.03	62.0	1396.58	1469.78	1754.93	291.9
1991	1204.92	1281.18	1525.22	267.9	248.56	ditto	301.29	71.7	1453.48	1529.74	1826.50	336.1
1992	1255.30	1334.75	1588.99	279.1	257.36	ditto	311.95	74.2	1512.66	1592.10	1900.93	349.7
1993	1307.69	1390.46	1655.31	290.7	266.51	ditto	323.04	76.8	1574.20	1656.96	1978.34	363.9
1994	1362.18	1448.39	1724.28	302.8	276.02	ditto	334.57	79.6	1638.20	1724.42	2058.85	378.6
1995	1418.85	1508.65	1796.01	315.4	286.92	ditto	346.57	82.4	1704.77	1794.57	2142.58	393.9
1996	1477.78	1571.31	1870.61	328.5	296.21	ditto	359.04	86.4	1773.99	1867.52	2229.18	409.8
1997	1539.08	1636.49	1948.20	342.1	306.91	ditto	372.01	88.5	1845.99	1943.40	2320.21	426.3
1998	1602.82	1704.26	2028.89	356.3	318.04	ditto	385.51	91.7	1920.86	2022.31	2414.39	443.5
1999	1669.11	1774.75	2112.80	371.1	329.62	ditto	399.54	95.0	1998.73	2104.37	2512.34	461.4
2000	1738.06	1848.06	2200.08	386.4	341.66		414.13	98.5	2079.72	2189.72	2614.21	480.0
2001	1809.75	1924.31	2290.84	402.3	354.18	ditto	429.31	102.1	2163.94	2278.48	2720.15	499.4
2002	1884.34	2003.60	2385.23	418.9	367.20	ditto	445.09	105.9	2251.53	2370.80	2830.32	519.5
2003	1961.89	2086.06	2483.40	436.1	380.74	ditto	461.51	109.8	2342.63	2466.80	2944.91	540.4
2004	2042.55	2171.82	2585.50	454.0	394.83	ditto	478.58	113.8	2437.37	2566.65	3064.08	562.2
2005	2126.43	2261.01	2691.68	472.7	409.47	ditto	496.33	118.0	2535.90	2670.49	3188.01	584.9

Note: Diversity factor of peak loads between interconnected system and isolated systems was estimated to be 0.99 based on the operation records in 1986.
* Actual record

Table 2.2.5 ENERGY DEMAND FORECAST (LOW GROWTH SCENARIO)
- Interconnected System -

(GWh)

	Identified energy consumption												
Year	Arusha	Moshi	Tanga	Dar es S.	Zanzibar	Morogoro	Iringa	Dodoma	Singida	Mbeya	Total	Total consumpiton	Generation
1986*	64.03	43.79	85.88	415.11	41.59	65.69	63.56	13.38	3.08	26.17	822.28	874.52	1041.09
1987	70.42	45.53	89.34	440.38	43.81	68.72	66.14	13.74	3.44	27.49	869.01	924.01	1100.01
1988	73.81	47.83	93.85	467.28	46.02	73.50	157.09	15.14	3.60	28.88	1007.00	1070.73	1274.68
1989	78.09	50.74	99.56	496.02	48.82	81.45	251.02	16.02	3.83	33.58	1158.13	1231.43	1465.99
1990	83.09	54.13	106.22	527.37	52.09	86.57	190.25	17.04	4.10	35.62	1156.48	1229.68	1463.90
1991	86.75	56.63	110.85	549.44	54.22	90.37	197.61	18.07	4.82	36.15	1204.92	1281.18	1525.22
1992	90.38	59.00	115.49	572.42	56.49	94.15	205.87	18.83	5.02	37.66	1255.30	1334.75	1588.99
1993	94.15	61.46	120.31	596.31	58.85	98.08	214.46	19.62	5.23	39.23	1307.69	1390.46	1656.31
1994	98.08	64.02	125.32	621.15	61.30	102.16	223.40	20.43	5.45	40.87	1362.18	1448.39	1724.28
1995	102.16	66.69	130.53	646.99	63.85	106.41	232.69	21.28	5.68	42.57	1418.85	1508.65	1796.01
1996	106.40	69.46	135.96	673.87	66.50	110.83	242.36	22.17	5.91	44.33	1477.78	1571.31	1870.61
1997	110.81	72.34	141.59	701.82	69.26	115.43	252.41	23.09	6.16	46.17	1539.49	1636.49	1948.20
1998	115.40	75.33	147.46	730.89	72.13	120.21	262.86	24.04	6.41	48.08	1602.82	1704.26	2028.89
1999	120.18	78.45	153.56	761.12	75.11	125.18	273.73	25.04	6.68	50.07	1669.11	1774.75	2112.80
2000	125.14	81.69	159.90	792.56	78.21	130.35	285.04	26.07	6.65	52.14	1738.06	1848.06	2200.08
2001	130.30	85.06	166.50	825.25	81.44	135.73	296.80	27.15	7.24	54.29	1809.76	1924.31	2290.84
2002	135.67	88.56	173.36	859.26	84.80	141.33	309.03	28.27	7.54	56.53	1884.34	2003.60	2386.23
2003	141.26	92.21	180.49	894.62	88.29	147.14	321.75	29.43	7.85	58.86	1961.89	2086.06	2483.40
2004	147.06	96.00	187.91	931.40	91.91	153.19	334.98	30.64	8.17	61.28	2042.55	2171.82	2585.50
2005	153.10	99.94	195.63	969.65	95.69	159.48	348.73	31.90	8.51	63.79	2126.43	2261.01	2691.68

* Actual record

Table 2.2.6 PEAK LOAD FORECAST (LOW GROWTH SCENARIO)
- Interconnected System -

(GWh)

Year	Peak load by region											Coincident peak load
	Arusha	Moshi	Tanga	Dar es S.	Zanzibar	Morogoro	Iringa	Dodoma	Singida	Mbeya	Total	
1986*	15.8	10.9	24.3	91.0	8.6	11.6	17.8	4.2	1.6	9.0	194.8	183.1
1987	17.3	11.4	25.4	96.0	8.9	12.2	18.5	4.5	1.6	9.3	205.1	192.8
1988	18.1	12.0	26.7	102.0	9.4	13.1	19.3	4.5	1.7	9.8	217.0	204.0
1989	19.1	12.7	28.3	108.0	10.0	14.5	21.4	5.2	1.8	11.5	232.5	218.6
1990	20.4	13.6	30.2	115.1	10.6	15.4	22.8	5.5	1.9	12.2	247.7	232.8
1991	23.4	15.7	24.8	132.5	12.3	17.7	26.2	6.3	2.3	14.0	285.0	267.9
1992	24.3	16.3	36.2	138.0	12.8	18.4	27.3	6.5	2.4	14.5	296.9	279.1
1993	25.4	17.0	37.7	143.8	13.3	19.2	28.5	6.8	2.5	15.2	309.3	290.7
1994	26.4	17.7	39.3	149.8	13.9	20.0	29.6	7.1	2.6	15.8	322.2	302.8
1995	27.5	18.5	40.9	156.0	14.4	20.8	30.9	7.4	2.7	16.4	335.6	315.4
1996	28.7	19.2	42.0	162.5	15.0	21.7	32.2	7.7	2.8	17.1	349.5	328.5
1997	29.8	20.0	44.4	169.3	15.7	22.6	33.5	8.0	2.9	17.8	364.0	342.1
1998	31.1	20.8	46.2	176.3	16.3	23.5	34.9	8.3	3.0	18.6	379.1	356.3
1999	32.4	21.7	48.2	183.6	17.0	24.5	36.3	8.7	3.2	19.3	394.7	371.1
2000	33.7	22.6	50.1	191.1	17.7	25.5	37.8	9.0	3.3	20.1	411.0	386.4
2001	36.1	23.5	52.2	199.0	18.4	26.5	39.4	9.4	3.4	21.0	428.0	402.3
2002	36.5	24.5	54.4	207.2	19.2	27.6	41.0	9.8	3.6	21.8	445.6	418.9
2003	38.0	25.5	56.6	215.8	20.0	28.8	42.7	10.2	3.7	22.7	464.0	436.1
2004	39.6	26.6	58.6	224.6	20.8	29.9	44.4	10.6	3.9	23.7	483.1	454.0
2005	42.1	27.7	61.4	233.8	21.6	31.2	46.3	11.1	4.0	24.6	502.9	472.7

Note: Loads of Mufindi boilers (25 MW x 2 units) is not included considering that they are off-peak use.

Values in the above table from 1986 to 1990 are the same for both "Base scenario" and "Low growth scenario".

* Actual record

Table 2.2.7 POWER DEMAND FORECAST BY POWER SYSTEM (BASE SCENARIO)

	Interconnected system				Isolated systems				Whole power system			
Year	Identified consumption(GWh)	Total consumption(GWh)	Generation(GWh)	Peak load (MW)	Identified consumption(GWh)	Total consumption(GWh)	Generation(GWh)	Peak load (MW)	Identified consumption(GWh)	Total consumption(GWh)	Generation(GWh)	Peak load (MW)
1986*	822.28	874.52	1041.09	183.1	86.83	ditto	105.07	25.3	909.11	961.35	1146.16	2063
1987	869.01	924.01	1100.07	192.8	100.34	ditto	121.62	28.7	969.35	1024.35	1221.63	219.3
1988	1007.00	1070.73	1274.68	204.0	111.59	ditto	135.26	31.5	1118.59	1182.32	1409.94	233.1
1989	1158.13	1231.43	1465.99	218.6	228.92	ditto	277.48	58.7	1387.05	1460.35	1743.47	274.5
1990	1156.48	1229.68	1463.90	232.8	240.10	ditto	291.03	62.0	1396.58	1469.78	1754.93	291.9
1991	1210.98	1287.62	1532.88	269.2	249.62	ditto	302.57	72.0	1460.60	1537.24	1853.45	337.8
1992	1267.92	1348.17	1604.97	281.9	259.56	ditto	314.62	74.8	1527.49	1607.73	1919.59	353.1
1993	1327.43	1411.45	1680.30	295.1	269.95	ditto	327.22	77.8	1597.39	1681.40	2007.51	369.2
1994	1389.62	1477.57	1759.01	308.9	280.81	ditto	340.38	81.0	1670.43	1758.39	2099.39	386.0
1995	1454.61	1546.67	1841.28	323.4	292.16	ditto	354.13	84.2	1746.77	1838.83	2195.41	4035
1996	1522.52	1618.88	1927.24	338.5	304.02	ditto	368.51	87.6	1826.54	1922.90	2295.75	421.8
1997	1593.49	1694.34	2017.07	354.2	316.41	ditto	383.53	91.2	1909.90	2010.75	2400.60	441.0
1998	1667.64	1773.19	2110.95	370.7	329.36	ditto	399.23	94.9	1997.00	2102.56	2510.17	461.0
1999	1745.45	1855.60	2209.04	388.0	342.89	ditto	415.63	98.8	2088.04	2198.49	2624.67	481.9
2000	1826.13	1941.71	2311.56	406.0	357.04	ditto	432.77	102.9	2183.17	2298.74	2744.33	503.8
2001	1910.76	2031.69	2418.68	424.8	371.81	ditto	450.68	107.2	2282.57	2403.51	2869.37	526.6
2002	1999.20	2125.73	2530.63	444.4	387.26	ditto	469.40	111.6	2386.46	2512.99	3000.03	550.5
2003	2091.62	2224.00	2647.62	465.0	403.39	ditto	488.96	116.3	2495.01	2629.39	3136.58	575.5
2004	2188.19	2326.69	2769.86	486.5	420.26	ditto	509.40	121.2	2608.45	2746.94	3279.27	601.5
2005	2289.11	2434.00	2897.61	508.9	437.88	ditto	530.77	126.2	2727.00	2871.88	3428.38	628.8

Note: Diversity factor of peak loads between interconnected system and isolated systems was estimated to be 0.99 based on the operation records in 1986.

* Actual record

Table 2.2.8 ENERGY DEMAND FORECAST (BASE SCENARIO)
- Interconnected System -

(GWh)

Year	Identified energy consumption											Total consumption	Generation
	Arusha	Moshi	Tanga	Dar es S.	Zanzibar	Morogoro	Iringa	Dodoma	Singida	Mbeya	Total		
1986*	64.03	43.79	85.88	415.11	41.59	65.69	63.56	13.38	3.08	26.17	822.28	874.52	1041.09
1987	70.42	45.53	89.34	440.38	43.81	68.72	66.14	13.74	3.44	27.49	869.01	924.01	1100.01
1988	73.81	47.83	93.85	467.28	46.02	73.50	157.09	15.14	3.60	28.88	1007.00	1070.73	1274.68
1989	78.09	50.74	99.56	495.02	48.82	81.45	251.02	16.02	3.83	33.58	1158.13	1231.43	1465.99
1990	83.09	54.13	106.22	527.37	52.09	86.57	190.25	17.04	4.10	35.62	1156.48	1229.68	1463.90
1991	87.19	56.92	111.41	552.20	54.49	90.82	198.60	18.16	4.84	36.33	1210.98	1287.62	1532.88
1992	91.29	59.59	116.65	578.17	57.06	95.09	207.94	19.02	5.07	38.04	1267.92	1348.17	1604.97
1993	95.58	62.38	122.12	605.31	59.73	99.56	217.70	19.91	5.31	39.82	1327.43	1411.45	1680.30
1994	100.05	65.31	127.85	633.67	62.53	104.22	227.90	20.84	5.56	41.69	1389.62	1477.57	1759.01
1995	104.73	68.37	133.82	663.30	65.46	109.10	238.56	21.82	5.82	43.64	1454.61	1546.67	1841.28
1996	109.62	71.56	140.07	694.27	68.51	114.19	249.69	22.84	6.09	45.68	1522.52	1618.88	1927.24
1997	114.73	74.89	146.60	726.63	71.71	119.51	261.33	23.90	6.37	47.80	1593.49	1694.34	2017.07
1998	120.07	78.38	153.42	760.45	75.04	125.07	273.49	25.01	6.67	50.03	1667.64	1773.19	2110.95
1999	125.65	82.02	160.56	795.79	78.53	130.89	286.20	26.18	6.98	52.35	1745.15	1855.60	2209.04
2000	131.48	85.83	168.00	832.72	82.18	136.96	299.49	27.39	7.30	54.78	1826.13	1941.71	2311.56
2001	137.57	89.81	175.79	871.31	85.98	143.31	313.36	28.66	7.64	57.32	1910.76	2031.69	2418.68
2002	143.94	93.96	183.93	911.63	89.96	149.94	327.87	29.99	8.00	59.98	1999.20	2125.73	2530.63
2003	150.60	98.31	192.43	953.78	94.12	156.87	434.03	31.37	8.37	62.75	2091.62	2224.00	2647.62
2004	157.56	102.85	201.31	997.82	98.47	164.11	358.86	32.82	8.75	65.65	2188.19	2326.69	2769.86
2005	164.82	107.59	210.60	1043.84	103.01	171.68	375.41	34.34	9.16	68.67	2289.11	2434.00	2897.61

* Actual record

Table 2.2.9 PEAK LOAD FORECAST (BASE SCENARIO)
- Interconnected System -

(GWh)

Year	Peak load by region											Coincident peak load
	Arusha	Moshi	Tanga	Dar es S.	Zanzibar	Morogoro	Iringa	Dodoma	Singida	Mbeya	Total	
1986*	15.8	10.9	24.3	91.0	8.6	11.6	17.8	4.2	1.6	9.0	194.8	183.1
1987	17.3	11.4	25.4	96.0	8.9	12.2	18.5	4.5	1.6	9.3	205.1	192.8
1988	18.1	12.0	26.7	102.0	9.4	13.1	19.3	4.5	1.7	9.8	217.0	204.0
1989	19.1	12.7	28.3	108.0	10.0	14.5	21.4	5.2	1.8	11.5	232.5	218.6
1990	20.4	13.6	30.2	115.1	10.6	15.4	22.8	5.5	1.9	12.2	247.7	232.8
1991	23.5	15.8	34.9	133.2	12.3	17.8	26.3	6.3	2.3	14.0	286.39	269.2
1992	24.6	16.5	36.6	139.4	12.9	18.6	27.6	6.6	2.4	14.7	299.9	281.9
1993	25.7	17.3	38.3	146.0	13.5	19.5	28.9	6.9	2.5	15.4	313.9	295.1
1994	26.9	18.1	40.1	152.8	14.1	20.4	30.2	7.2	2.6	16.1	328.6	308.9
1995	28.2	18.9	42.0	160.0	14.8	21.3	31.6	7.6	2.8	16.9	344.0	323.4
1996	29.5	19.8	43.9	167.4	15.5	22.3	33.1	7.9	2.9	17.6	360.1	338.5
1997	30.9	20.7	46.0	175.2	16.2	23.4	34.7	8.3	3.0	18.5	376.9	354.2
1998	32.3	21.7	48.1	183.4	17.0	24.5	36.3	8.7	3.2	19.3	394.4	370.7
1999	33.8	22.7	50.4	191.9	17.7	25.6	38.0	9.1	3.3	20.2	412.7	388.0
2000	35.4	23.8	52.7	200.8	18.6	26.8	39.7	9.5	3.5	21.2	431.9	406.0
2001	37.1	24.9	55.1	210.1	19.4	28.0	41.6	9.9	3.6	22.1	451.9	424.8
2002	38.8	26.0	57.7	219.9	20.3	29.3	43.5	10.4	3.8	23.2	472.8	444.4
2003	40.6	27.2	60.3	230.0	21.3	30.7	45.5	10.9	4.0	24.2	494.7	465.0
2004	42.4	28.5	63.1	240.6	22.3	32.1	47.6	11.4	4.1	25.4	517.5	486.5
2005	44.4	29.8	66.0	251.7	23.3	33.6	49.8	11.9	4.3	26.5	541.3	508.9

Note: Loads of Mufindi boilers (25 MW x 2 units) is not included considering that they are off-peak use.

* Actual record

Table 2.2.10 POWER DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE WHOLE COUNTRY (Base Scenario)

(MW)

Item		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Maximum power demand															
Grid + Isolated	(A)	219.3	233.1	274.5	291.9	337.8	353.1	369.2	386.0	403.5	421.8	441.0	461.0	481.9	503.8
Existing supply capacity (Hydro)															
Kidatu		204.0	204.0	204.0	204.0	204.0	204.0	204.0	204.0	204.0	204.0	204.0	204.0	204.0	204.0
Mtera		-	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
Pangani Falls		17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hale		17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
Nyumba Ya Mungu		8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Total hydro	(B)	246.5	326.5	326.5	326.5	326.5	309.0	309.0	309.0	309.0	309.0	309.0	309.0	309.0	309.0
Balance (B)-(A) =	(C)	27.2	93.4	52.0	36.4	-11.3	-44.1	-60.2	-77.0	-94.5	-112.8	-132.0	-152.0	-172.9	-194.8
Planned new projects															
Ubungo gas turbines					20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Pangani Falls redevelopment							60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Dowstream Kihansi										162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0
Upstream Kihansi															45.0
Total	(D)				20.0	20.0	80.0	80.0	80.0	242.0	242.0	242.0	242.0	242.0	287.0
Balance (C)+(D) =	(E)	27.2	93.4	52.0	56.4	8.7	35.9	19.8	3.0	147.5	129.2	110.0	90.0	69.1	92.2
Hydro reserve margine (Inclu. GT) (E)/(A)	(%)	12.4	40.1	18.9	19.3	2.6	10.2	5.4	0.8	36.6	30.6	24.9	19.5	14.3	18.3
Existing diesel P.S. (Reserve for standby use)															
Grid system		67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	-	-	-	-	-	-
Isolated system		55.5	55.5	55.5	55.5	55.5	55.5	55.5	55.5	-	-	-	-	-	-
Total diesel		123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	-	-	-	-	-	-

Note: Existing mini hydro (Kikuletwa, Tosamaganga, Mbalizi) and proposed small hydro (Kikuletwa No. 2 and Ndungu) are not included.

Table 2.2.10 POWER DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE WHOLE COUNTRY (Base Scenario)

(MW)

Item		2001	2002	2003	2005	2005
Maximum power demand						
Grid + Isolated	(A)	526.6	550.5	575.5	601.5	628.8
Existing supply capacity (Hydro)						
Kidatu		204.0	204.0	204.0	204.0	204.0
Mtera		80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
Pangani Falls		-	-	-	-	-
Hale		17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
Nyumba Ya Mungu		8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Total hydro	(B)	309.0	309.0	309.0	309.0	309.0
Balance (B)-(A) =	(C)	-217.6	-241.5	-266.5	-292.5	-319.8
Planned new projects						
Ubungo gas turbines		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Pangani Falls redevelopment		60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Dowstream Kihansi		162.0	162.0	162.0	162.0	162.0
Upstream Kihansi		45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
Masigira			80.0	80.0	80.0	80.0
Rumakali						204.0
Total	(D)	287.0	367.0	367.0	367.0	571.0
Balance (C)+(D) =	(E)	69.4	125.5	100.5	74.5	251.2
Hydro reserve margine (Inclu. GT)		100	100	100	100	100
(E)/(A)	(%)	13.2	22.8	17.5	12.4	39.9

Table 2.2.11 ENERGY DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE WHOLE COUNTRY (Base Scenario)

(GWh)

Item		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Required energy generation															
Grid + Isolated	(A)	1221.6	1409.9	1743.5	1754.9	1835.5	1919.6	2007.5	2099.4	2195.4	2295.8	2400.6	2510.2	2624.7	2744.3
Existing supply capability (Hydro)															
Kidatu		1009.0	1009.0	1009.0	1009.0	1009.0	1009.0	1009.0	1009.0	1009.0	1009.0	1009.0	1009.0	1009.0	1009.0
Mtera			303.0	303.0	303.0	303.0	303.0	303.0	303.0	303.0	303.0	303.0	303.0	303.0	303.0
Pangani Falls		110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hale		143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0
Nyumba Ya Mungu		48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
Total hydro	(B)	1310.0	1613.0	1613.0	1613.0	1613.0	1503.0	1503.0	1503.0	1503.0	1503.0	1503.0	1503.0	1503.0	1503.0
Banance (B)-(A)	= (C)	88.4	203.1	-130.5	-141.9	-222.5	-416.6	-504.5	-596.4	-692.4	-792.8	-897.6	-1007.2	-1121.7	-1241.3
Planned new projects															
Ubungo gas turbine					105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0
Pangani Falls redevelopment							305.0	305.0	305.0	305.0	305.0	305.0	305.0	305.0	305.0
Downstream Kihansi										945.0	945.0	945.0	945.0	945.0	945.0
Upstream Kihansi															438.0
Total	(D)				105.0	105.0	410.0	410.0	410.0	1355.0	1355.0	1355.0	1355.0	1355.0	1838.0
Balance (C)+(D)	= (E)	88.4	203.1	130.5	36.9	117.5	6.6	94.5	186.4	662.6	562.5	457.4	347.8	233.3	596.7
Energy to be supplied by standby diesel P.S.				130.5	36.9	117.5	6.6	94.5	186.4	-	-	-	-	-	-
Hydro reserve margine (Inclu. GT) (E)/(A)	(%)														

Note: 1. For Ubungo gas turbine power plant a plant factor of 60% was estimated.
2. Existing mini hydro (Kikuletwa, Tosamaganga, Mbalizi) and proposed small hydro (Kikuletwa No. 2 and Ubungo) are not included.

Table 2.2.11 ENERGY DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE WHOLE COUNTRY (Base Scenario)

(GWh)

Item		2001	2002	2003	2004	2005
Required energy generation						
Grid + Isolated	(A)	1221.6	1409.9	1743.5	1754.9	1835.5
Existing supply capability (Hydro)						
Kidatu						
Mtera						
Pangani Falls						
Hale						
Nyumba Ya Mungu						
Total hydro	(B)	1310.0	1613.0	1613.0	1613.0	1613.0
Banance (B)-(A)	= (C)					
Planned new projects						
Ubungo gas turbine						
Pangani Falls redevelopment						
Downstream Kihansi						
Upstream Kihansi						
Total	(D)					
Balance (C)+(D)	= (E)					
Energy to be supplied by standby diesel P.S.						
Hydro reserve margine (Inclu. GT) (E)/(A)	(%)					

Table 2.2.12 POWER DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR ARUSHA-MOSHI-TANGA REGIONS

(MW)

Item		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Maximum power demand															
Arusha		17.3	18.1	19.1	20.4	23.5	24.6	25.7	26.9	28.2	29.5	30.9	32.3	33.8	35.8
Moshi		11.4	12.0	12.7	13.6	15.8	16.5	17.3	18.1	18.9	19.8	20.7	21.7	22.7	23.8
Tanga		25.7	26.7	28.3	30.2	34.9	36.6	38.3	40.0	42.0	43.9	46.0	48.1	50.4	52.7
Aggregated total		54.4	56.8	60.1	64.2	74.2	77.7	81.3	85.1	89.1	93.2	97.6	102.1	106.9	111.9
*Coincident peak load	(A)	51.1	53.4	56.5	60.3	69.7	73.0	76.4	80.0	83.8	87.6	91.7	96.0	100.5	105.2
Existing supply capability															
Arusha (Diesel)		3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	-	-	-	-	-	-	-
Kikuletwa		0.5	0.5	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nyumba Ya Mungu		8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Hale		17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
Pangani Falls		17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Existing total	(B)	46.4	46.4	46.4	46.4	45.9	28.4	28.4	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Balance (B)-(A)	= (C)	-4.7	-7.0	-10.1	-13.9	-23.8	-44.6	-48.0	-55.0	-58.8	-62.6	-66.7	-71.0	-75.5	-80.2
Planned new projects															
Pangani Falls redevelopment	(D)						60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Balance (C)+(D)	= (E)	-4.7	-7.0	-10.1	-13.9	-23.8	15.4	12.0	5.0	1.2	-2.6	-6.7	-11.0	-15.5	-20.0
Proposed new projects															
Kikuletwa rehabilitation						1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Kikuletwa No. 2									11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
Total	(F)					1.1	1.1	1.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1
Banance (E)+(F)	= (G)	-4.7	-7.0	-10.1	-13.9	-22.7	16.5	13.1	17.1	13.3	9.5	5.4	1.1	-3.4	-8.1

Note: * Calculated using a diversity factor of 0.94.

Table 2.2.12 POWER DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR ARUSHA-MOSHI-TANGA REGIONS

(MW)

Item		2001	2002	2003	2004	2005
Maximum power demand						
Arusha		37.1	38.8	40.6	42.4	44.4
Moshi		24.9	26.0	27.2	28.5	29.8
Tanga		55.1	57.9	60.3	63.1	66.0
Aggregated total		117.1	122.5	128.1	134.0	140.2
*Coincident peak load	(A)	110.1	115.2	120.4	126.0	131.8
Existing supply capability						
Arusha (Diesel)		-	-	-	-	-
Kikuletwa		-	-	-	-	-
Nyumba Ya Mungu		8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Hale		17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
Pangani Falls		-	-	-	-	-
Existing total	(B)	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Balance (B)-(A)	= (C)	-85.1	-90.2	-95.4	-101.0	-106.8
Planned new projects						
Pangani Falls redevelopment	(D)	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Balance (C)+(D)	= (E)	-25.1	-30.2	-35.4	-41.0	-46.8
Proposed new projects						
Kikuletwa rehabilitation		1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Kikuletwa No. 2		11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
Total	(F)	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1
Balance (E)+(F)	= (G)	-13.0	-18.1	-23.3	-28.9	-34.7

Table 2.2.13 ENERGY DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR ARUSHA-MOSHI-TANGA REGIONS (Base Scenario)

(GWh)

Item	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Energy consumption														
Arusha	70.42	73.81	78.09	83.09	87.19	91.29	95.58	100.05	104.73	109.62	114.73	120.07	125.65	131.48
Moshi	45.53	47.83	50.74	54.13	56.92	56.59	62.38	65.31	68.37	71.56	74.89	78.38	82.02	85.83
Tanga	89.34	93.85	99.56	06.22	111.41	116.65	122.12	127.85	133.82	140.07	146.60	153.42	160.55	168.00
Total consumption	205.29	215.49	228.39	243.44	255.52	264.53	280.08	293.21	306.92	321.25	336.22	351.87	368.22	386.31
Required energy generation* (A)	301.90	316.90	335.87	358.00	375.76	393.43	411.88	431.19	451.35	472.43	494.44	517.46	541.50	566.63
Existing supply capability														
Arusha	4.75	4.75	4.75	4.75	4.75	4.75	4.75	-	-	-	-	-	-	-
Kikuletwa	3.50	3.50	3.50	3.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nyumba Ya Mungu	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
Hale	143.00	143.00	143.00	143.00	143.00	143.00	143.00	143.00	143.00	143.00	143.00	143.00	143.00	143.00
Pangani Falls	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Existing total (B)	309.25	309.25	309.25	309.25	305.75	195.75	195.75	191.00	191.00	191.00	191.00	191.00	191.00	191.00
Balance (B)-(A) = (C)	7.35	-7.65	-26.62	-48.75	-70.01	-197.60	-216.13	-240.19	-260.35	-281.43	-303.44	-326.46	-350.50	-375.63
Planned new projects														
Pangani Falls redevelopment (D)						305.00	305.00	305.00	305.00	305.00	305.00	305.00	305.00	305.00
Balance (C)+(D) = (E)	7.35	-7.65	-26.62	-48.75	-70.01	107.32	88.87	64.81	44.65	23.57	1.56	-21.46	-45.50	-70.63
Proposed new projects														
Kikuletwa rehabilitation					10.53	10.53	10.53	10.53	10.53	10.53	10.53	10.53	10.53	10.53
Kikuletwa No. 2								67.09	67.09	67.09	67.09	67.09	67.09	67.09
Total (F)					10.53	10.53	10.53	77.62	77.62	77.62	77.62	77.62	77.62	77.62
Banance (E)+(F) = (G)	7.35	7.65	26.62	48.75	59.48	117.85	99.40	142.43	122.27	601.19	79.18	56.16	32.12	6.99

Note: * Energy loss factor of the above regions in 1986 is calculated to be 32% as shown below.
This facotr was used for this study.

Table 2.2.13 ENERGY DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR ARUSHA-MOSHI-TANGA REGIONS (Base Scenario)

(GWh)

Item		2001	2002	2003	2004	2005
Energy consumption						
Arusha		137.57	143.94	150.60	157.55	168.82
Moshi		89.81	93.96	98.31	102.85	107.59
Tanga		175.79	183.93	192.43	201.31	210.60
Total consumption		403.17	421.83	441.34	461.71	487.01
Required energy generation*	(A)	592.90	620.34	649.03	678.99	716.19
Existing supply capability						
Arusha		-	-	-	-	-
Kikuletwa		-	-	-	-	-
Nyumba Ya Mungu		48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
Hale		143.00	143.00	143.00	143.00	143.00
Pangani Falls		-	-	-	-	-
Existing total	(B)	191.00	191.00	191.00	191.00	191.00
Balance (B)-(A)	= (C)	-401.90	-429.34	-458.03	-487.99	-525.19
Planned new projects						
Pangani Falls redevelopment	(D)	305.00	305.00	305.00	305.00	305.00
Balance (C)+(D)	= (E)	-96.6	-124.34	-153.03	-182.99	-220.19
Proposed new projects						
Kikuletwa rehabilitation		10.53	10.53	10.53	10.53	10.53
Kikuletwa No. 2		67.09	67.09	67.09	67.09	67.09
Total	(F)	77.62	77.62	77.62	77.62	77.62
Banance (E)+(F)	= (G)	-18.98	-46.72	-75.41	-103.37	-142.57

Table 2.3.1 MAIN FEATURES OF SMALL HYDROPOWER IN THE KILIMANJARO REGION

	Kikuletwa No.1 (Rehabilitat.)	Kikuletwa No.2	Himo No.1 (Rehabilitat.)	Himo No. 2	Bombo (Rehabilitat.)	Hingilili	Ndungu	Ihindi	Gulutu
1. Name of river	Kikuletwa	Kikuletwa	Himo	Himo	Hingilili	Hingilili	Yongoma	Sesseni	Sesseni
2. Catchment area (km^2)	2,200	2,280	174	183	1.8	53.5	57.0	181.3	190.0
3. Annual inflow (10^6m^3)	410	421	52	54.6	0.56	28.3	30.1	64.3	67.4
4. H.W.L. (m)	830.47	818	1,025.5*	885	1,470	900	1,071	690	600
5. Headrace length (km)		3.20	1	1.6	0.4	0.4	0.9	1.8	1.0
6. Penstock length (m)	20	834.5	82	200	400	1,600	1,100	120	220
7. T.W.L. (m)	817.4	730.9	954.2	837	1,380	585	532	617	545
8. Gross head (m)	13.07	87.10	71.20	48	90	315	539	73	55
9. Effective head (m)	12.70	78.20	67.6	43.7	84.5	299	512	67	51.2
10. Max. discharge (m^3/m)	15.4	17.9	0.43	0.43	0.085	0.8	1.00	0.96	1
11. Firm discharge (m^3/m)	10.53	17.9	0.13	0.14	-	0.12	0.15	1.24	0.25
12. Type of turbine	S-Type Tubuler	Francis	Cross Flow	Cross Flow	Cross Flow	Pelton	Pelton	Francis	Francis
13. Installed capacity (kW)	1,500	11,000	220	140	50	1,830	3,940	480	380
14. Firm capacity (kW)	1,055	11,000	66	43	0	270	575	120	96
15. Annual energy (GwH)	10.53	67.09	1.499	1.02	0.06	10	21.5	3.6	2.9
16. Transmisison lien length (km)	-	9	1	1.5	0.5	1	13.5	17	12
17. Total project cost (10^6US$)	7.2	49.4	1.07	3.71	0.44	9.56	16.29	7.29	5.11
18. Energy unit cost ($/kwh)	0.68	0.73	0.69	2.43	7.08		0.73	1.83	1.61
19. Benefit/Cost ratio	1.267	1.174	1.08	0.21	-	0.70	0.87	0.34	0.39
20. EIRR (%)	13.30	12.03	11.03	less than 0.1	-	6.63	8.52	0.96	1.97

Note: * High water level at head tank.

Fig. 2.1.1. ORGANISATION OF TANESCO

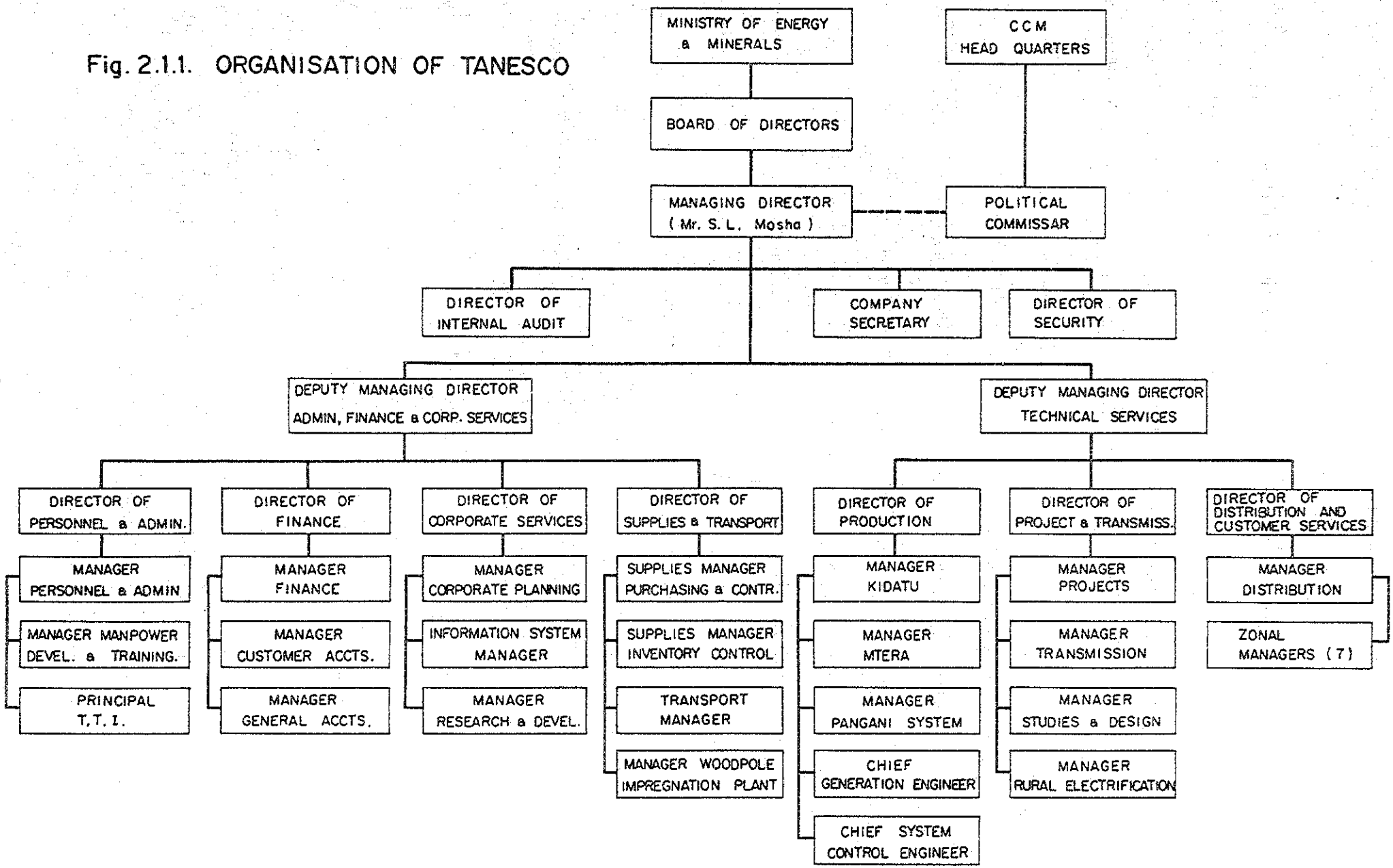


Fig. 2.1.2. POWER SYSTEM MAP

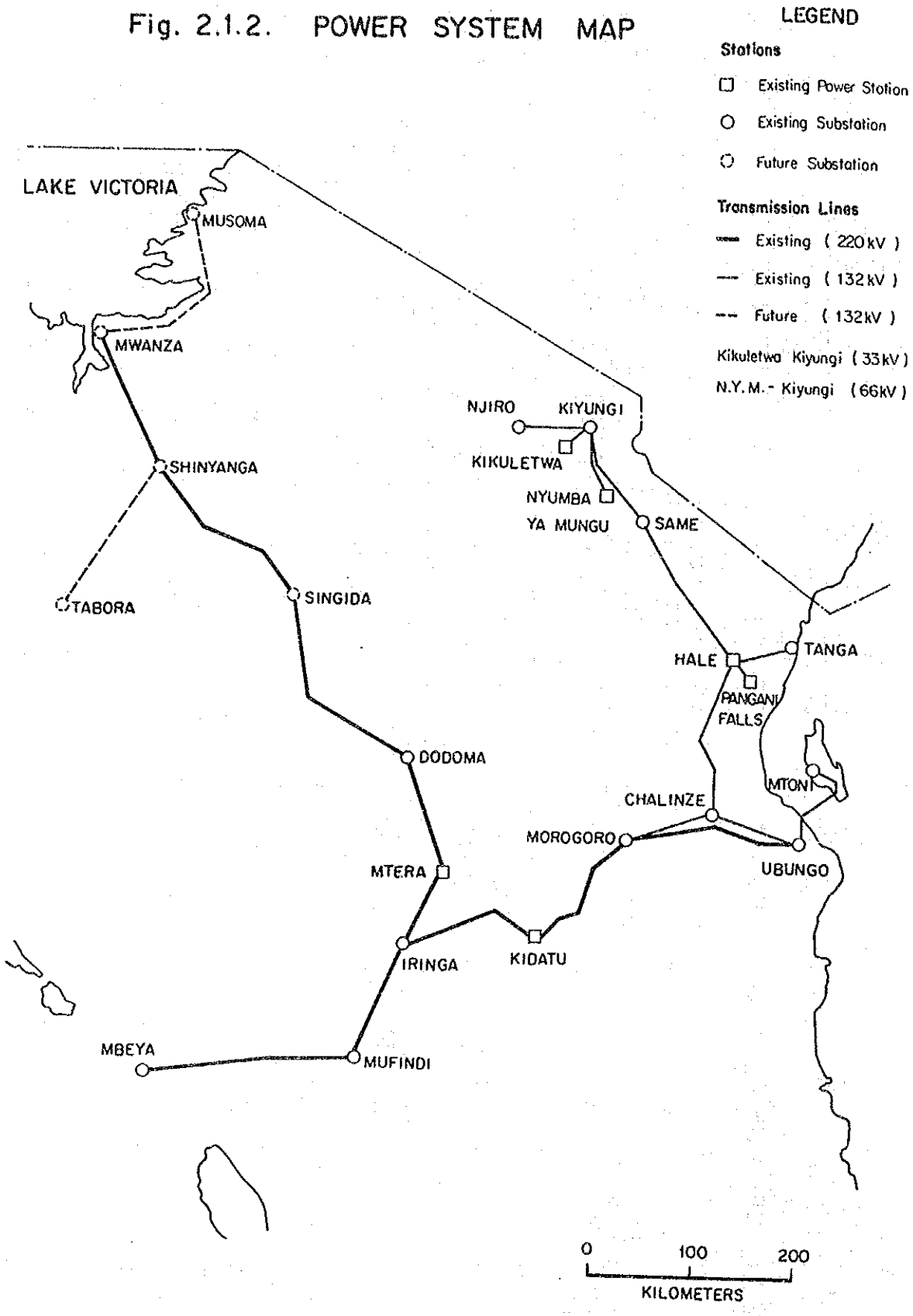


Fig. 2.1.3 GRID SYSTEM ONE LINE DIAGRAM (EXISTING)

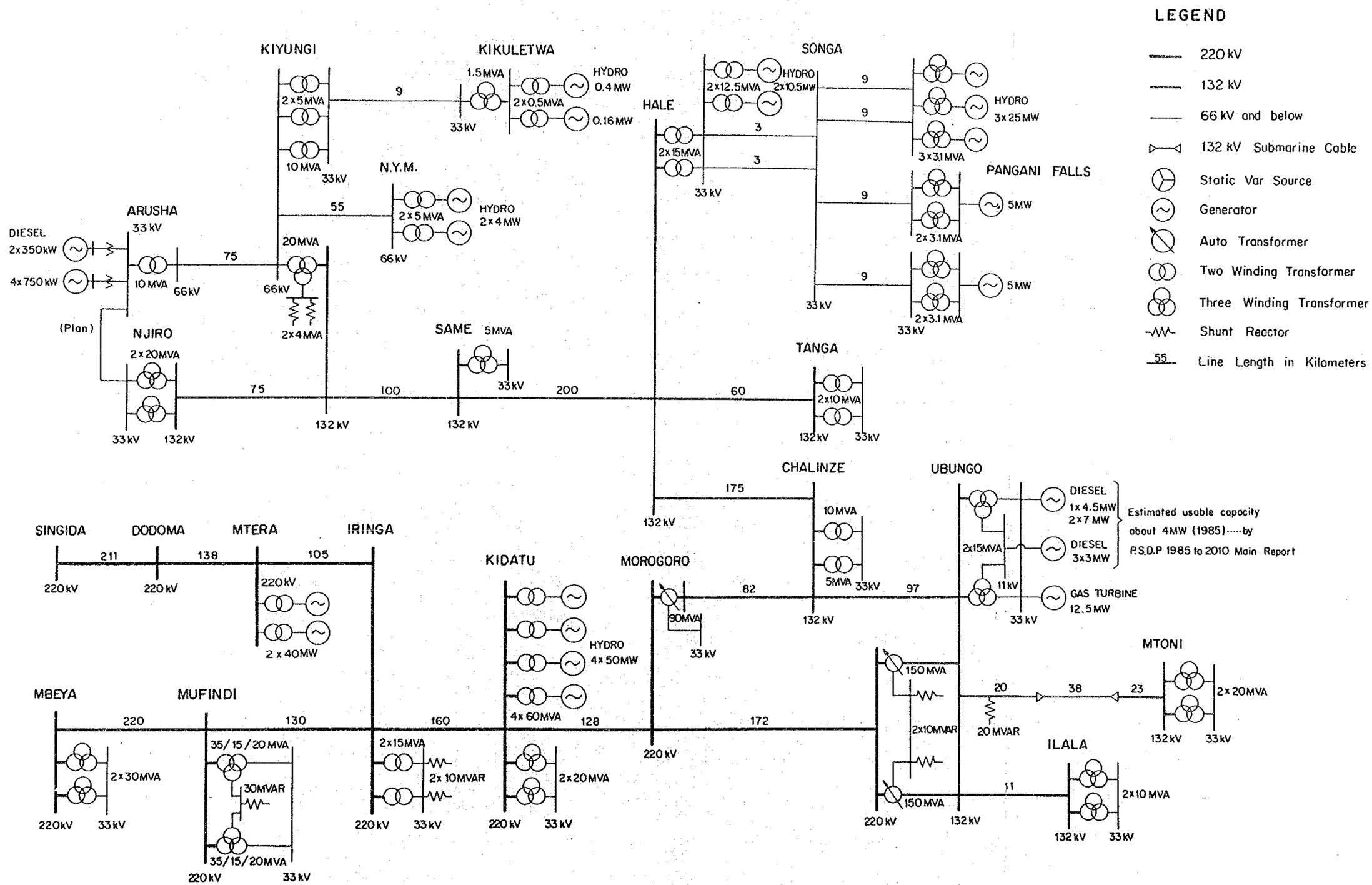


Fig. 2.1.4 TYPICAL DAILY LOAD CURVE

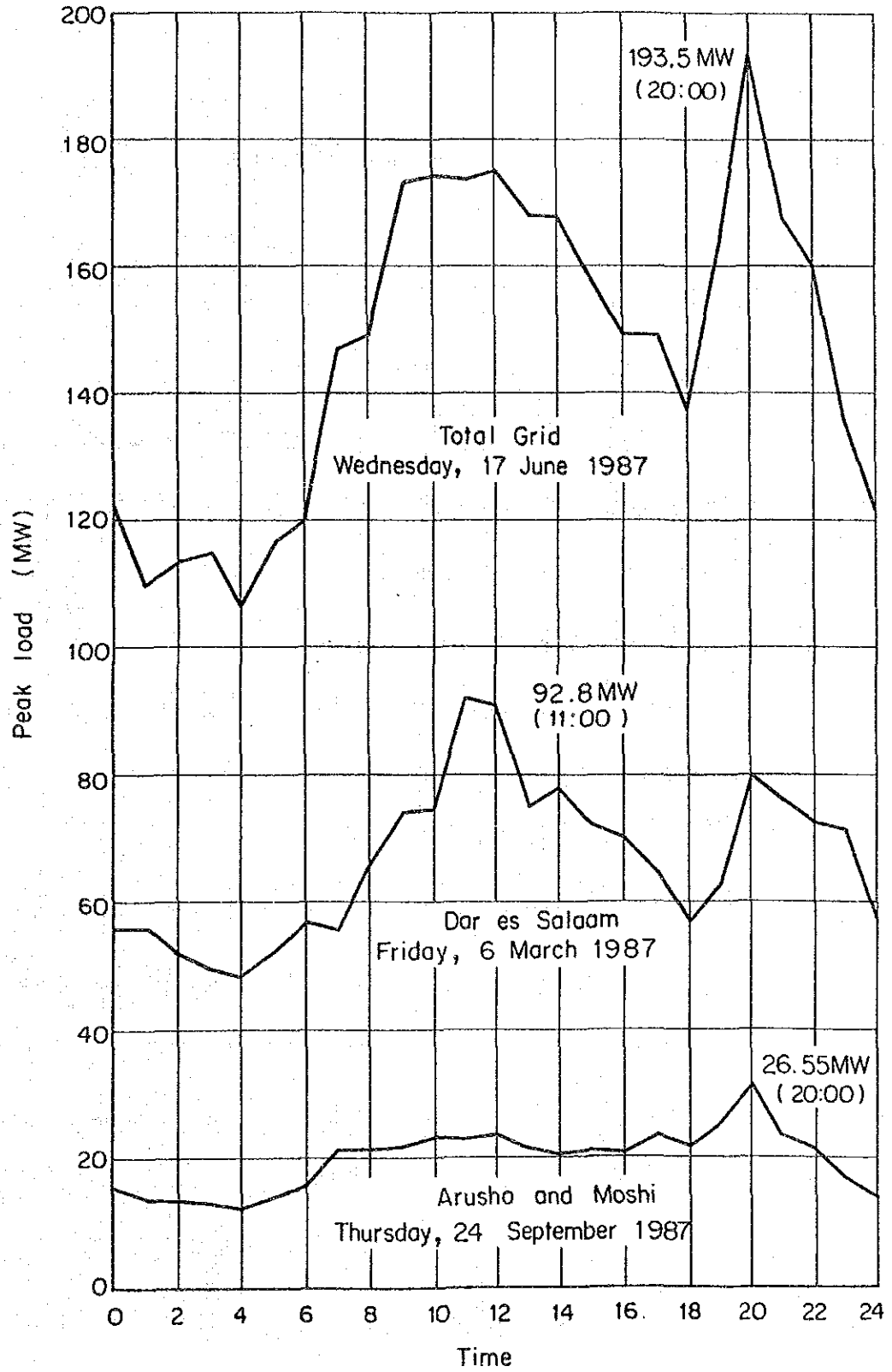


Fig. 2.2.1. DEMAND RELATIONSHIP

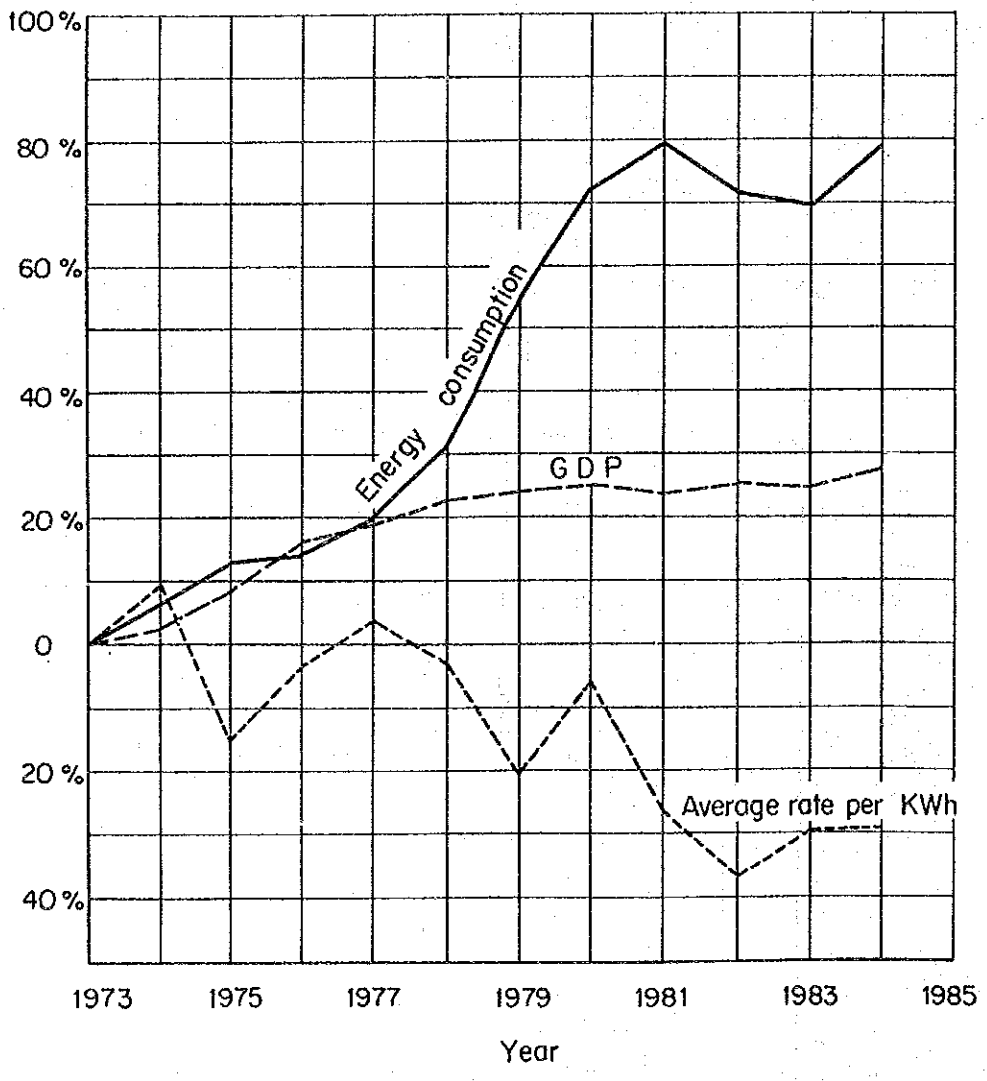


Fig. 2.2.2. COMPARISON OF LOAD FORECASTS (WHOLE POWER SYSTEM)

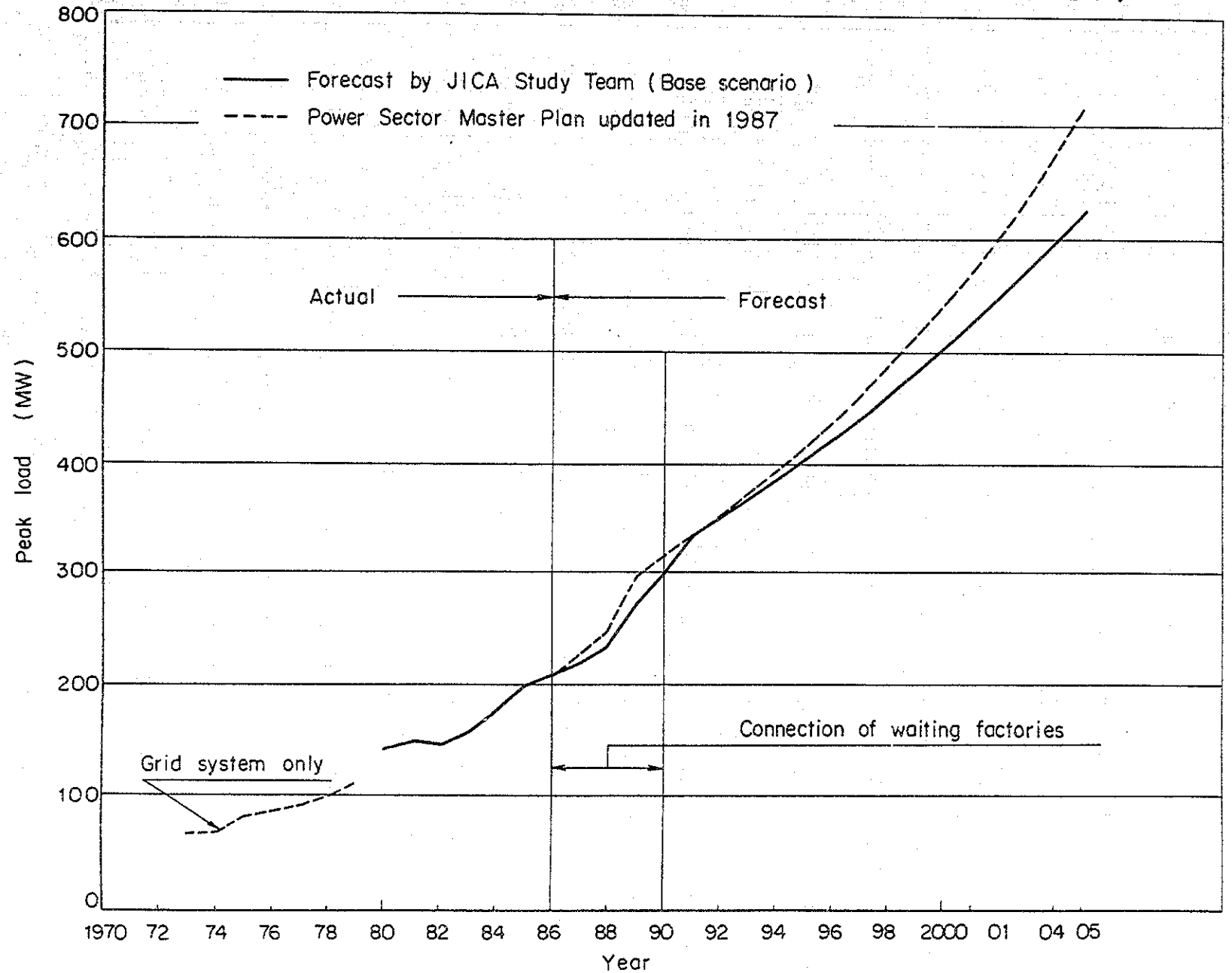


Fig. 2.2.3. POWER DEVELOPMENT PROGRAM AND DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE WHOLE COUNTRY (Base Scenario)

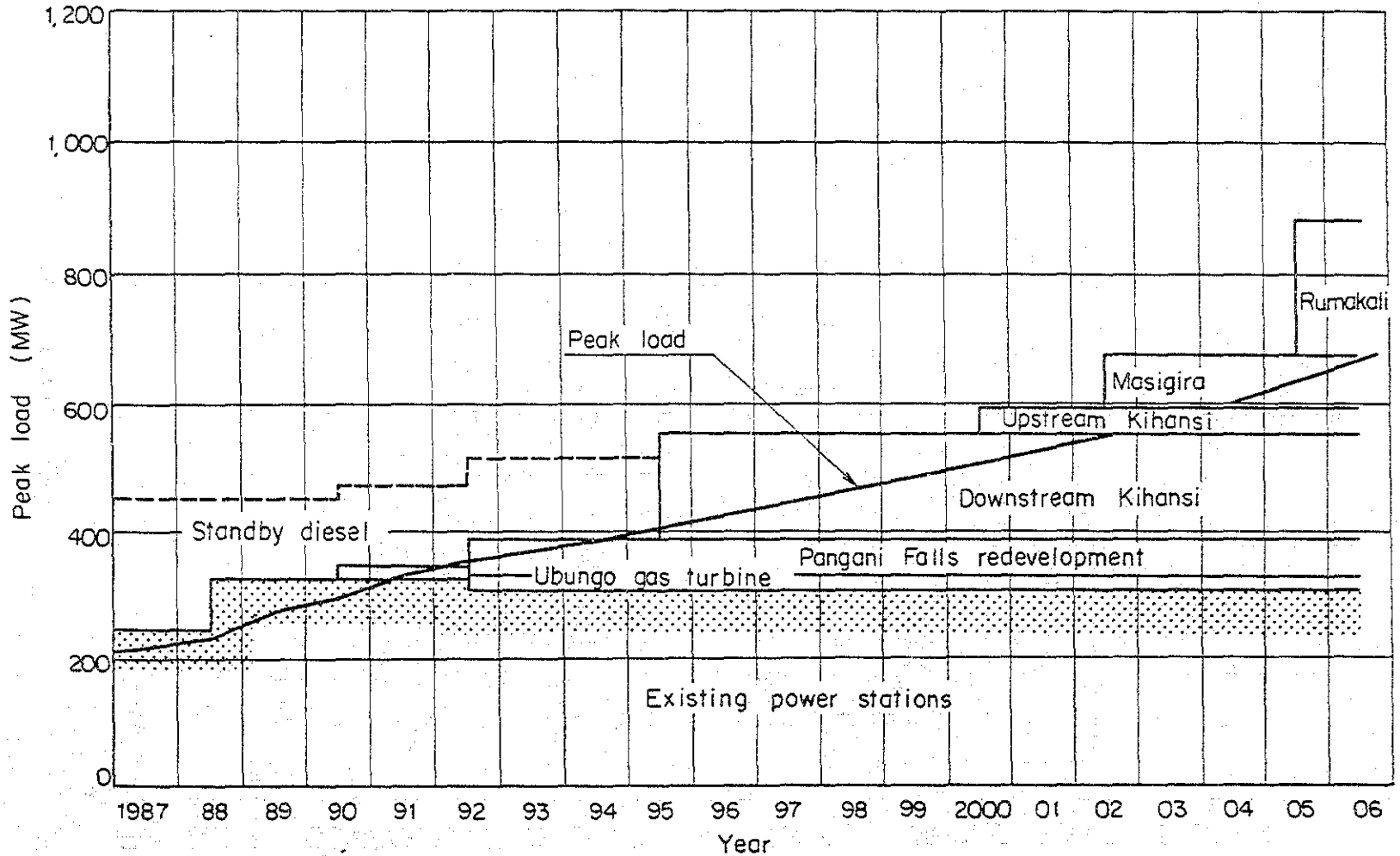


Fig. 2.2.4. ENERGY DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE WHOLE COUNTRY (Base Scenario)

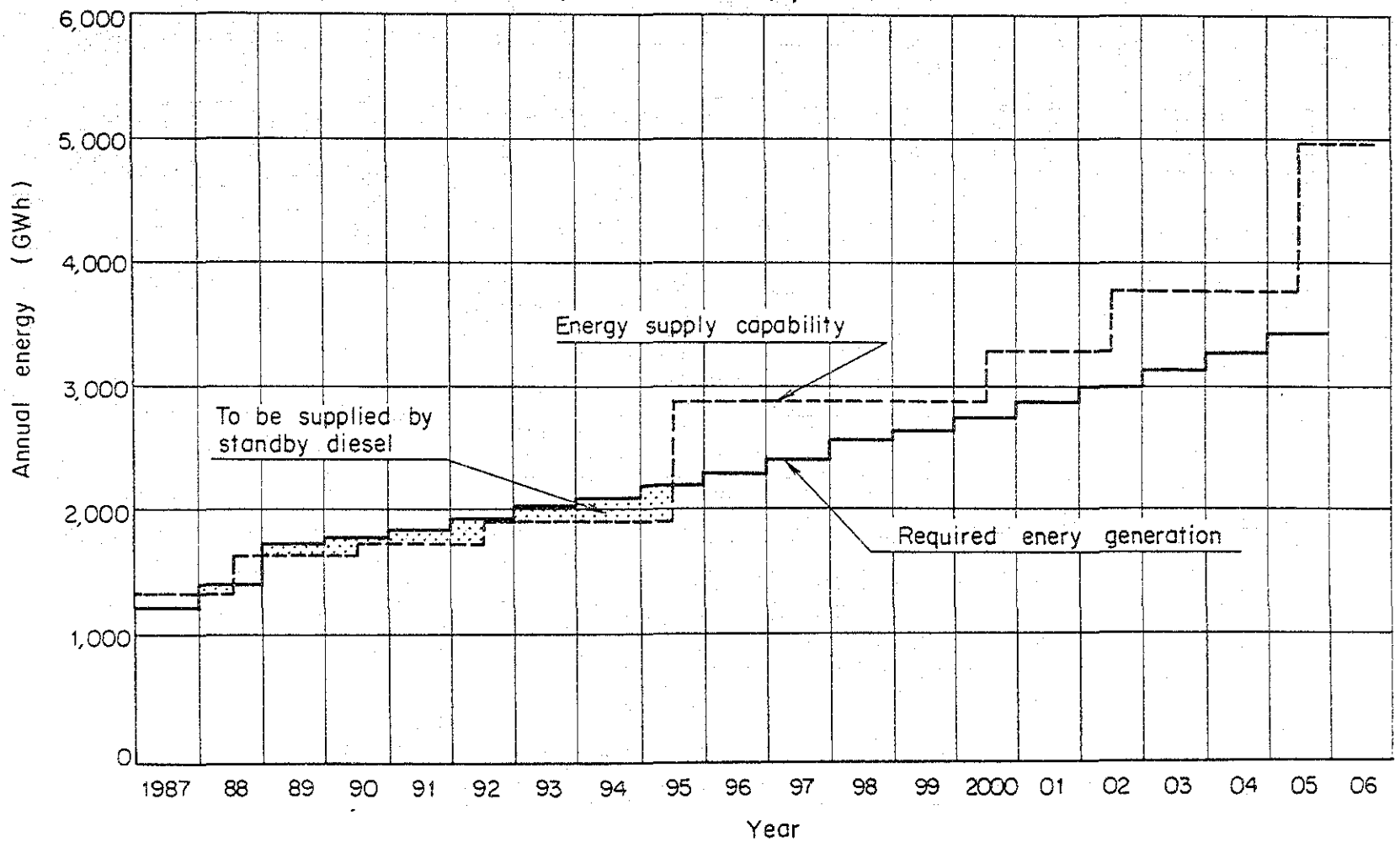


Fig. 2.2.5. ENERGY DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE ARUSHA-MOSHI-TANGA REGIONS (Base Scenario)

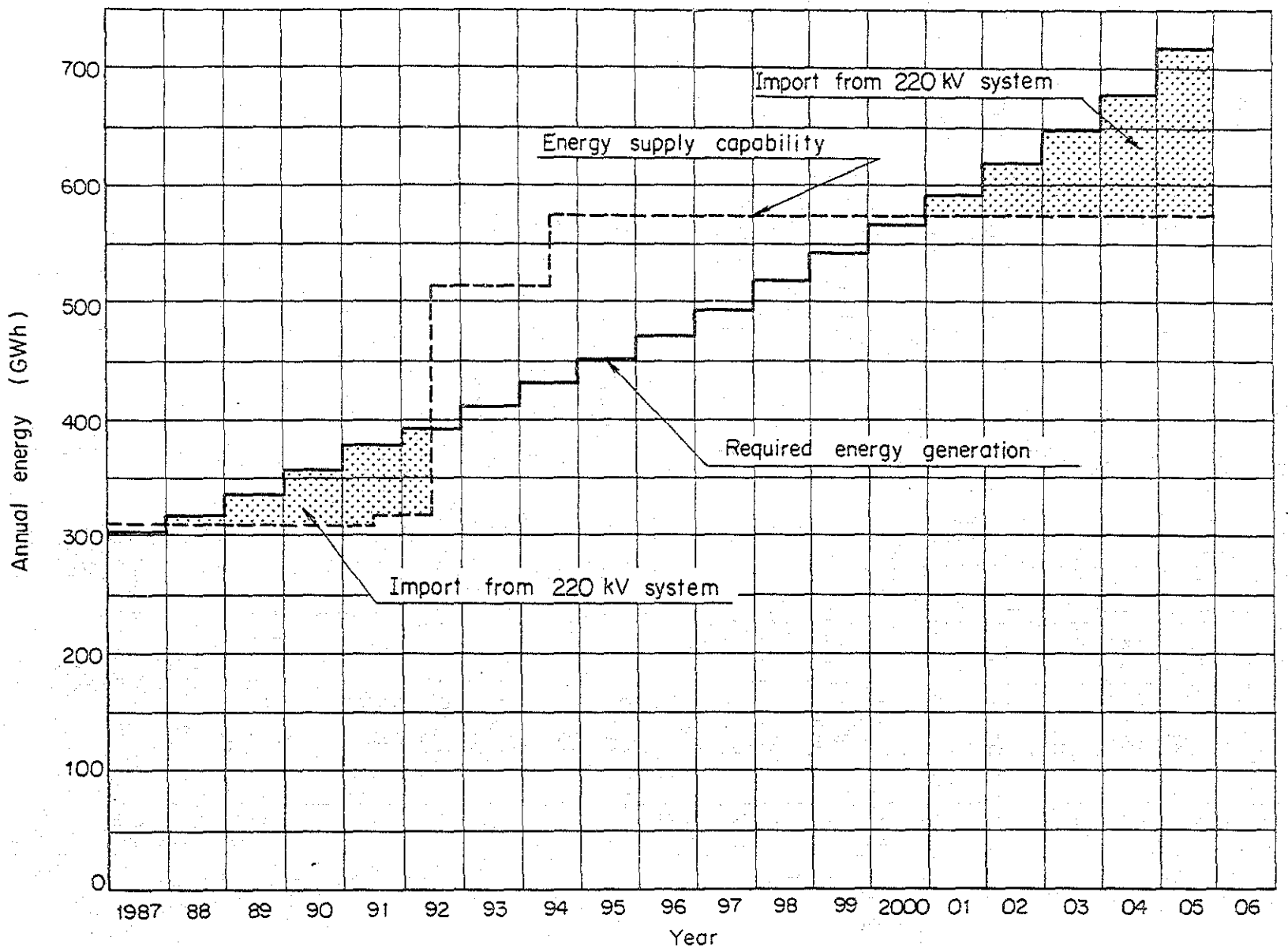
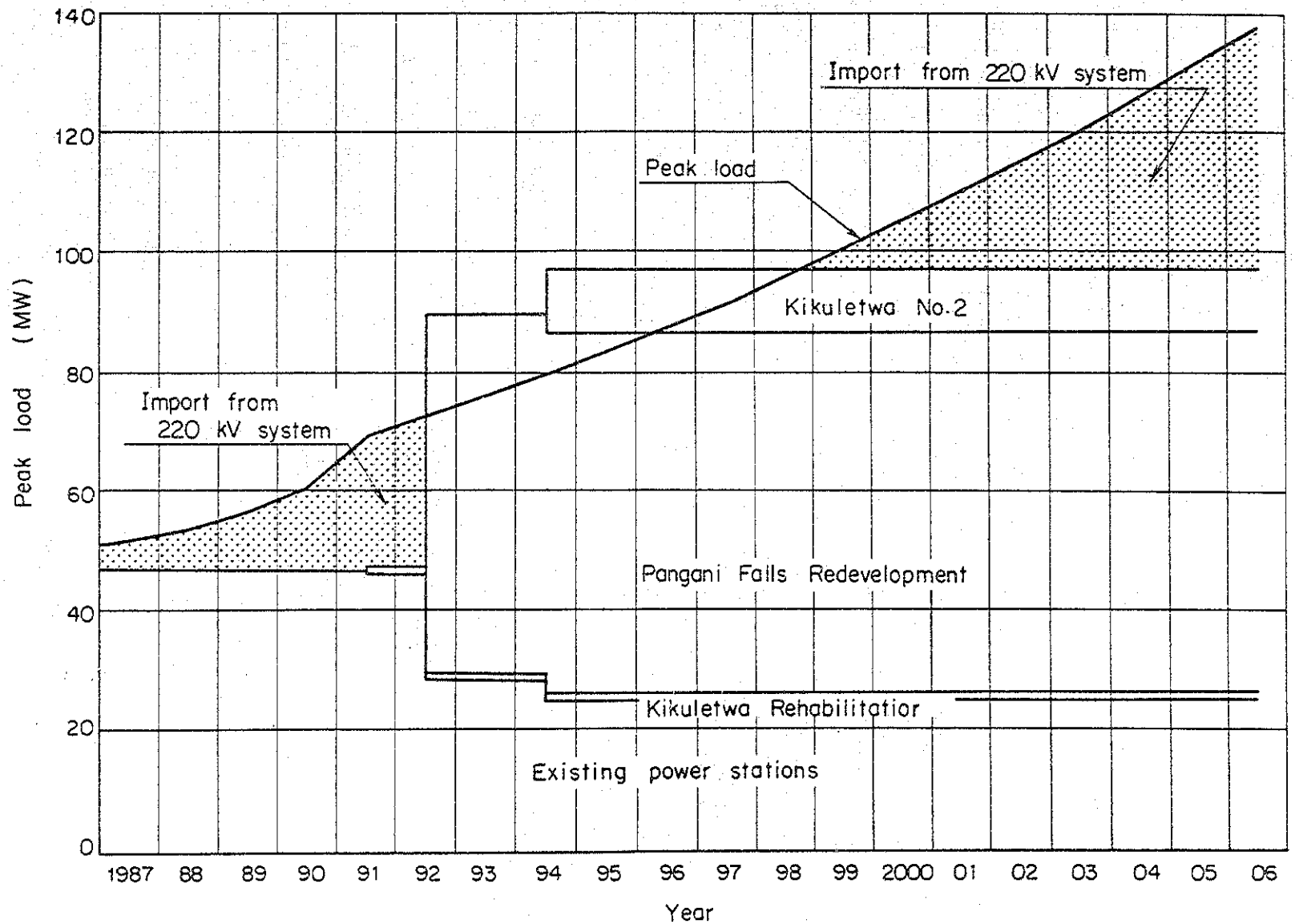


Fig. 2.2.6. POWER DEVELOPMENT PROGRAM AND DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE ARUSHA-MOSHI-TANGA REGIONS (Base Scenario)



第3章
Kikuletwa No. 1 および Kikuletwa No. 2 水力発電計画の現地調査

第3章　Kikuletwa No.1 および Kikuletwa No.2 水力発電計画の現地調査

3.1　概　要 …… 3－1

3.2　地形測量 …… 3－1

3.2.1　航空写真測量および図化 …… 3－1

3.2.2　主要構造物サイトの地形図作成 …… 3－1

3.3　コアーボーリング調査 …… 3－2

3.4　コンクリート骨材調査 …… 3－2

第3章 Kikuletwa No.1 および Kikuletwa No.2 水力発電計画の現地調査

3.1 概 要

ＪＩＣＡチームは，1988年１月より３月までの間，現地に滞在して標記プロジェクトのフィージビリティスタディに必要な基礎資料を得るため，次の作業を実施した。

(1) 航空写真測量および地形図の作成

(2) 主要構造物サイトの地形図の作成

(3) 地質コアーボーリング調査および詳細地表踏査

(4) コンクリート骨材調査

(5) 水文調査

(6) 環境調査

3.2 地形測量

3.2.1 航空写真測量および図化

ＪＩＣＡチームが実施した航空写真測量および図化は，次のとおりである。

(1) 写 真 撮 影 ： 約 300 sq.km （含フィルムの現像）

(2) フライトコース ： ９コース

(3) 写真撮影縮尺 ： １／20,000

１／ 8,000 （縦横断図用の部分）

(4) 図 化 の 範 囲 ： 地形図約 30 sq.kmおよび縦横断図約９km

(5) 地 形 図 の 縮 尺 ： 地形図１／5,000 および縦横断図１／1,000

3.2.2 主要構造物サイトの地形図作成

ＪＩＣＡチームの測量指導によりＴＡＮＥＳＣＯ測量班が実施した測量は次のとおり。

(1) 基準点測量（レベリングを含む）---------- 13 点

(2) 1/500 地形測量

・Kikuletwa No.1 計画地点の発電所付近地形測量 ----- 32,500 sq.m

・Kikuletwa No.2 取水ダム地点付近地形測量 -------- 30,000 sq.m

・Kikuletwa No.2 発電所付近地形測量 ---------- 120,000 sq.m

3.3 コアーボーリング調査

コアーボーリング調査ならびにボーリング孔を利用した透水試験は，1988年1月から3月の間にＪＩＣＡチームが実施した。これらの数量および位置は，Table 3.3.1 および Fig. 3.3.1に示すとおりである。

これらの調査ならびに試験結果については第4章に述べる。

3.4 コンクリート骨材調査

ＪＩＣＡチームとＴＡＮＥＳＣＯは，コンクリート骨材採取候補地点として計画地点周辺地域において5地点を選定し，テストピットの掘削，試料採取ならびに室内試験を実施した。

コンクリート骨材採取候補地点の位置をFig. 3.4.1に，テストピット，サンプリングの数量，ならびに試験項目を Table3.4.1および Table3.4.2に示す。

これらの試験結果については第4章に述べる。

Table 3.3.1 LIST OF DRILL HOLES AND PERMEABILITY TESTS

	Coordinate X	Coordinate Y	Elevation (EL.m)	Length (m)	Direction	Permeability test (times)	Remarks
K-1	8,693.84	12,339.33	828.72	25.0	Vertical	4	
KD-1	7,688.70	13,405.00	822.39	20.0	Vertical	4	
KD-2	7,658.50	13,433.60	812.41	15.0	Vertical	1	
KD-3	7,635.40	13,456.40	817.45	20.0	Vertical	2	
KD-4	6,925.37	14,152.01	825.89	20.0	Vertical	2	
KD-5	6,264.63	14,842.87	829.68	20.0	Vertical	4	
KD-6	5,813.64	15,290.85	811.33	20.0	Vertical	4	
KD-7	5,210.07	16,201.66	807.59	20.0	Vertical	4	
KD-8	4,458.82	16,837.42	779.57	30.0	Vertical	6	
KD-9	4,407.68	17,049.50	730.74	20.0	Vertical	3	
TOTAL	10 holes		-	210.0	-	34	

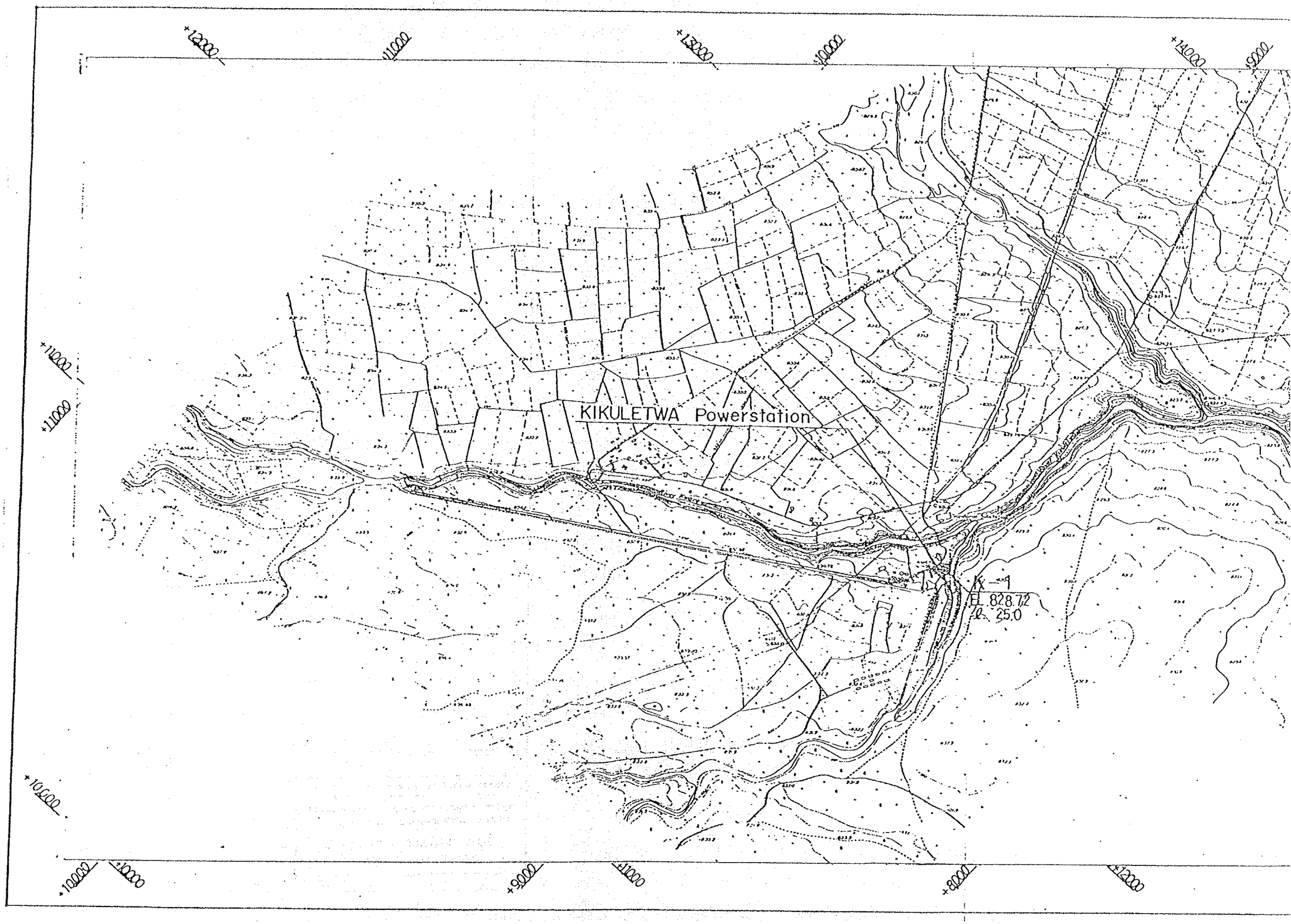
Table 3.4.1 LIST OF PITS

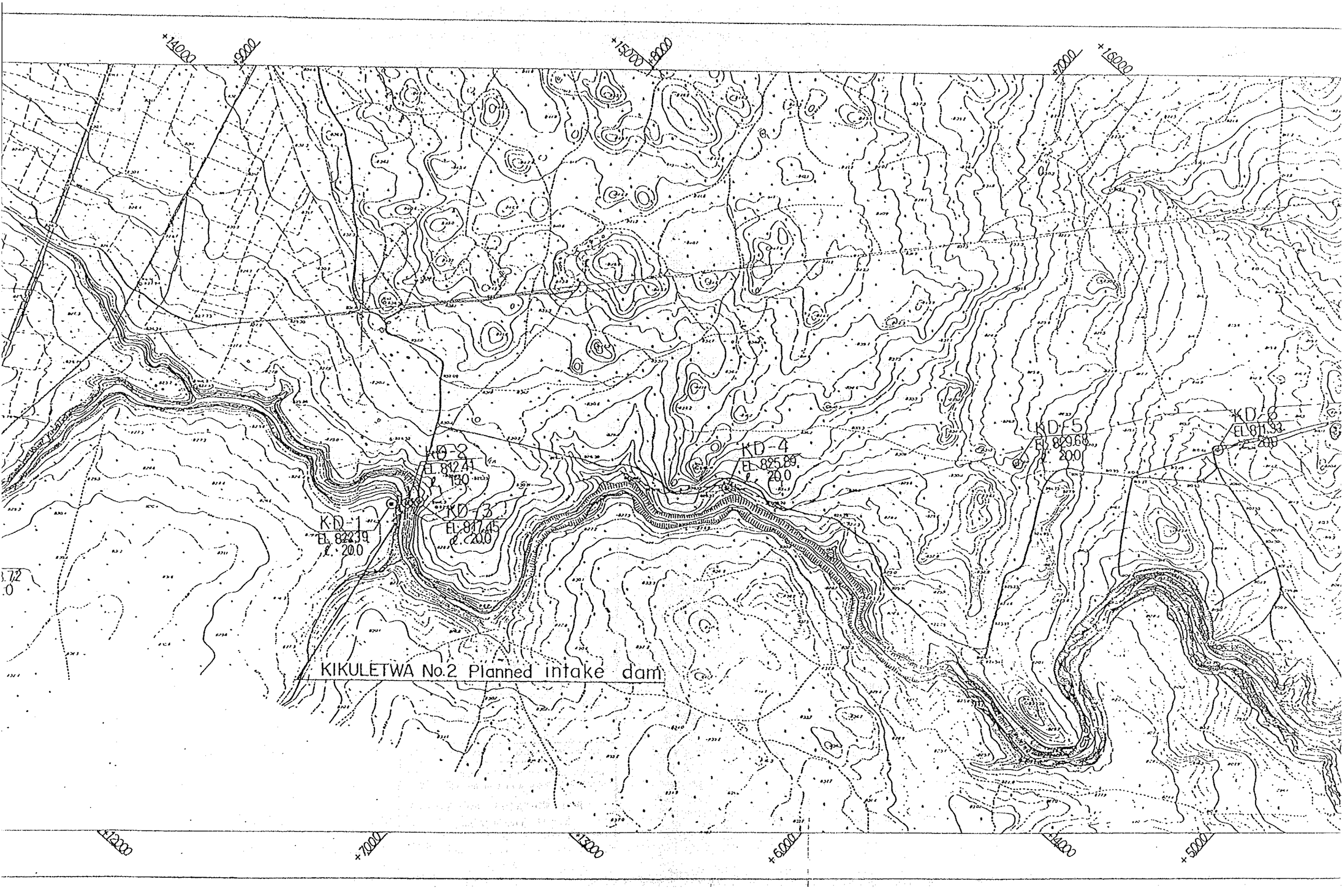
	Number of pits	Remarks
R. Karanga No. 1	4	For coarse and fine materials
" No. 2	1	For coarse and fine materials
" No. 3	3	For coarse and fine materials
" No. 4	3	For coarse and fine materials
" No. 5	2	For coarse and fine materials
Kiteto	15	Fine material
T.P.C.	1	Fine material
Hai (Crusher plant)	-	Coarse material
Nyumba ya Mungu	-	Fine material
Total	29	

Table 3.4.2 QUANTITY OF LABORATORY TEST FOR CONCRETE AGGREGATE

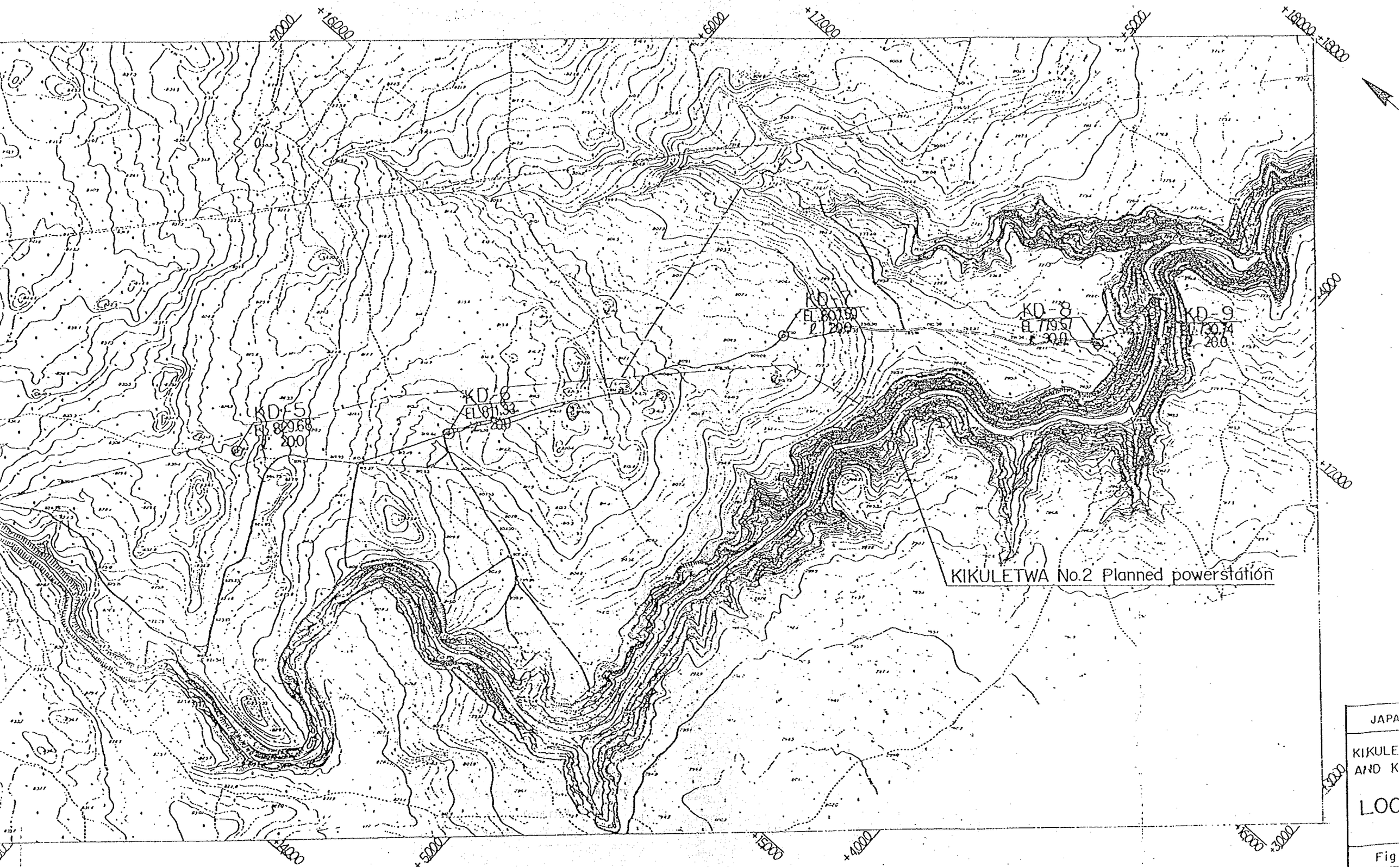
Location \ Item	*1 Classification of Aggregate	*2 Grain-size Analysis	*3 Specific Gravity	*4 Absorption	*5 Abrasion	*6 Soundness	*7 Unight Weight	*8 Voids	Clay Lumps ASTMC142	Clay Lumps BS812	*9 Organic Impurities	*10 Crushing Value	*11 Alkali Aggregate Reaction
R.Karanga No. 1	1	3	0	0	1	3	0	0	0	0	0	0	0
No.2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
No.3	1	1	1	1	1	2	1	1	1	0	1	0	1
No.4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
No.5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
T.P.C.	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1
Hai	1	5	4	4	4	4	3	3	3	1	0	1	1
Kiteto	1	4	6	6	0	3	5	5	5	2	5	0	1
Nyumba ya Mungu	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1
TOTAL	9	16	14	14	7	15	12	12	11	6	9	2	5

*1: Microscopic observation
*2: BS812
*3: ASTM C127/128
*4: ASTM C127/128
*5: AASHOTO T96
*6: ASTM C88
*7: ASTM C88
*8: ASTM C88
*9: ASTM C40
*10: BS812
*11: TZS58 (Tanzania standard)


KIKULETWA Powerstation
EL. 828.72
l. 25.0



+14000
+9000
+15000
+8000
+7000
+16000
KD-1
EL. 822.39
ℓ. 20.0
KD-2
EL. 812.41
ℓ. 15.0
KD-3
EL. 817.45
ℓ. 20.0
KD-4
EL. 825.89
ℓ. 20.0
KD-5
EL. 829.68
ℓ. 20.0
KD-6
EL. 811.33
ℓ. 20.0
KIKULETWA No.2 Planned intake dam
+12000
+7000
+13000
+6000
+14000
+5000

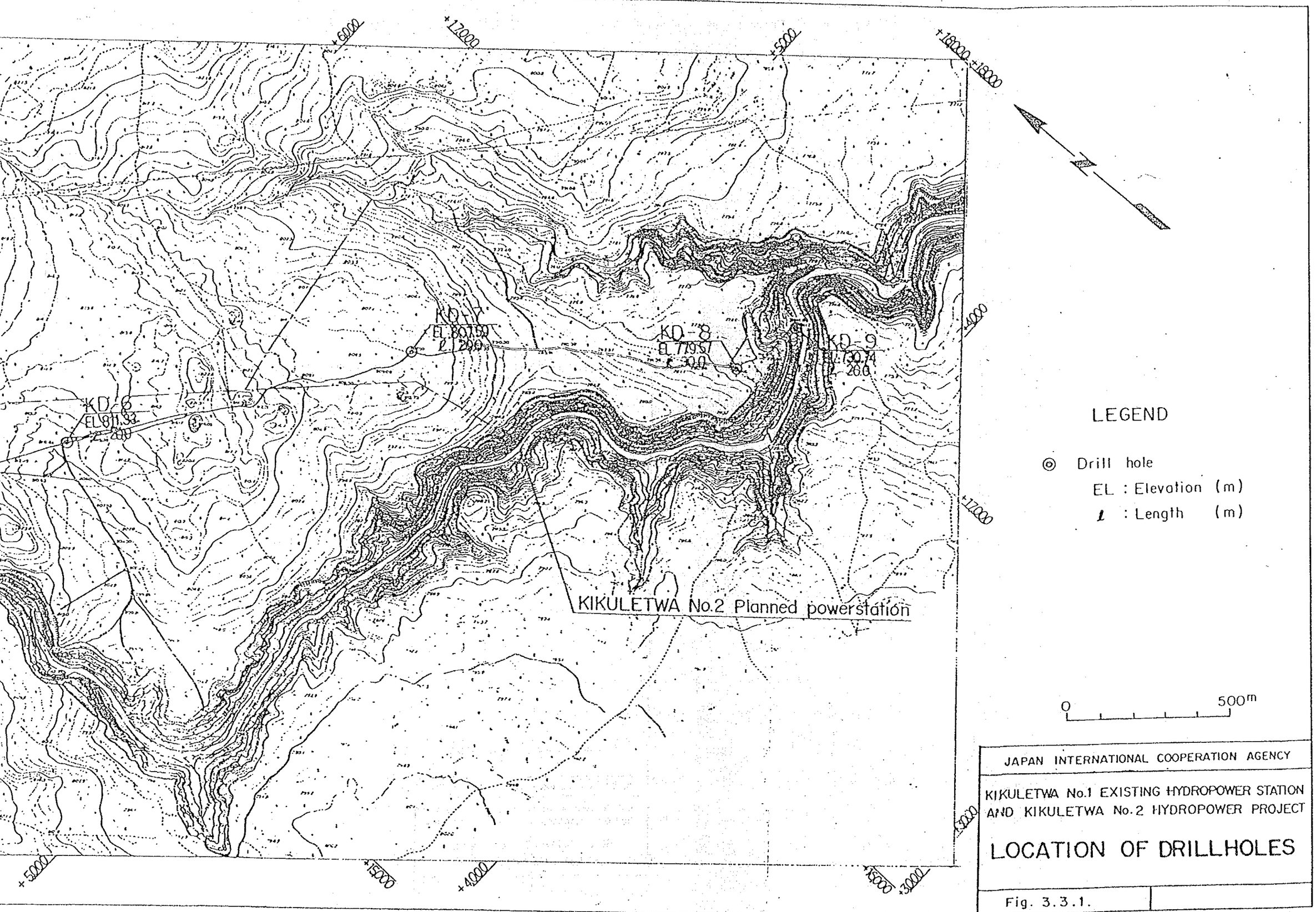


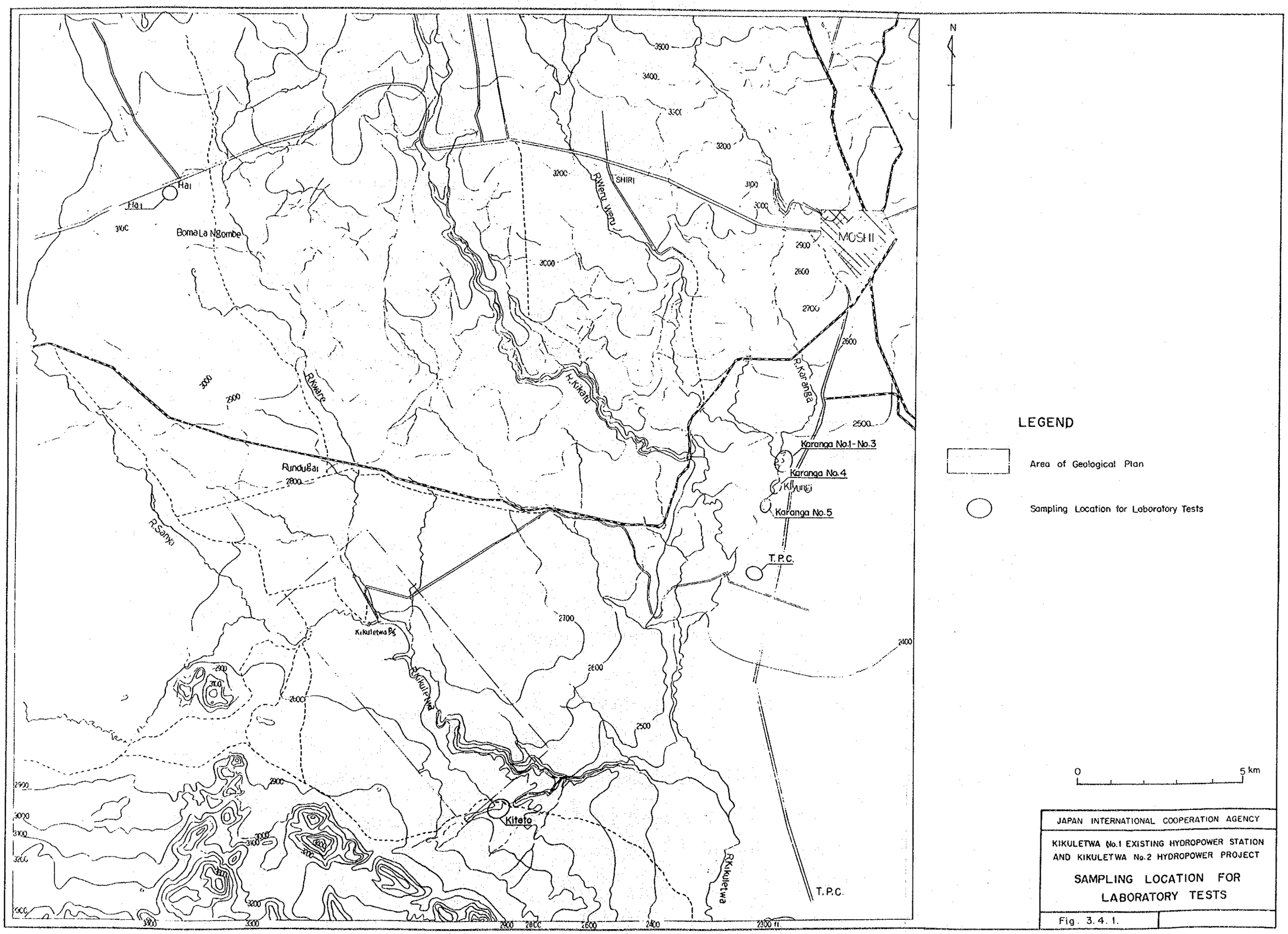
JAPA

KIKULE
AND K

LOC

Fig


+6000
+12000
+5000
+18000
+18000
KD-7
EL 807.59
ℓ 29.0
KD-8
EL 719.57
ℓ 30.0
KD-9
EL 730.74
ℓ 26.0
KD-6
EL 811.33
ℓ 20.0
KIKULETWA No.2 Planned powerstation
+4000
+17000
+3000
+5000
+15000
+4000
+15000
+3000
LEGEND
Drill hole
EL : Elevation (m)
ℓ : Length (m)
0
500m
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
KIKULETWA No.1 EXISTING HYDROPOWER STATION
AND KIKULETWA No.2 HYDROPOWER PROJECT
LOCATION OF DRILLHOLES
Fig. 3.3.1.



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

KIKULETWA No.1 EXISTING HYDROPOWER STATION AND KIKULETWA No.2 HYDROPOWER PROJECT

SAMPLING LOCATION FOR LABORATORY TESTS

Fig. 3.4.1.

第4章
地　　質

第4章　地　　質

4.1　調査地域の地質概要 …… 4－1

4.1.1.　地　域 …… 4－1

4.1.2.　広域地質 …… 4－2

4.1.3.　Kikuletwa No.1およびNo.2水力発電開発計画地点の地質 …… 4－3

4.2　Kikuletwa No.1地点の地形・地質 …… 4－5

4.2.1　地　形 …… 4－5

4.2.2　導水路沿いの地質 …… 4－5

4.2.3　発電所地点の地質 …… 4－5

4.3　Kikuletwa No.2地点の地形・地質 …… 4－6

4.3.1　地　形 …… 4－6

4.3.2　調整池及び取水ダム地点の地質 …… 4－6

4.3.3　導水路沿いの地質 …… 4－7

4.3.4　水圧管路発電所地点の地質 …… 4－8

4.4　コンクリート骨材 …… 4－9

4.4.1　試験結果 …… 4－9

4.4.2　考　察 …… 4－13

第4章　地　質

4.1　調査地域の地質概要

4.1.1　地　形

9ポテンシャルサイトは，地形的にみて次の2つの地域に大別される。

Mt. Kilimanjaro Area ; Kikuletwa No.1, Kikuletwa No.2,
Himo No.1 および Himo No.2 Sites

South Pare Mountains Area ; Ihindi, Gulutu, Ndungu, Hingilili
および Bombo Sites

このうち Mt. Kilimanjaro Area に属する各サイトは，Mt. Kilimanjaro の南麓に位置し，また South Pare Mountain Area に属する各サイトは，標高約 2,000m の Mt. Pare の東側山麓に位置している。

地質調査工事を実施した Kikuletwa No.1 及び Kikuletwa No.2 サイトの属する Mt. Kilimanjaro Areaの地形を以下に述べる。

Kikuletwa №1 水力発電計画（既設のTANESCO 水力発電所の改造計画）及び，Kikuletwa №2 水力発電計画のサイトは，Mt.Kilimanjaro（標高 5,895m)の山頂から南南西方向に約45km離れた標高700～800mの広大な裾野平原部に位置している。Mt.Kilimanjaroの南麓には，山頂近くに源を発するHimo川，Karanga 川，WeruWeru 川，Kware 川などの河川が放射状に発達し，これらの河川は最終的に，Moshi の南方で合流し，Kikuletwa 川となり，Nyumba Ya Mungu 貯水池を経由して，Pangani 川となってインド洋へ注いでいる。

一方，Mt.Kilimanjaroの約70km西方には，Mt.Meru(標高 4,566m）があり，Mt. Kilimanjaro と同様に山麓には放射状に河川が発達している。そのうちの1つが，Kikuletwa川の上流域における主流をなしている。

調査地域は，上記の Mt.Kilimanjaro に源を発する Kware川と，Mt.Meru に源を発する Kikuletwa川との合流点付近に位置している。なお，その他のポテンシャルサイトの地形については，App.Ⅲに記述する。

4.1.2 広域地質

9ポテンシャルサイトは，地質的にみて次の2つの地域に大別される。

Volcanic Rocks Area ；Kikuletwa No.1, Kikuletwa No.2
Himo No.1 および Himo No.2 Sites

Gneissic Rocks Area ；Ihindi, Gulutu, Ndungu, Hingilili
および Bombo Sites

Volcanic Rocks Area には，Mt. Kilimanjaro の火山噴出物が広く分布し，一方 Gneissic Rocks Area には，プレカンブリア紀の Usangaran系に属する片麻岩類が広く分布している。

地質調査工事を実施した Kikuletwa No.1 および Kikuletwa No.2 サイトの属する Volcanic Rocks Areaの地質を以下に述べる。

調査地域は，Mt.Kilimanjaroの火山噴出物より構成されている。

Mt.Kilimanjaroの火山活動は，Kenya 国での火山岩の放射性同位体元素測定結果で，13～15×10^6 年前という値が得られていることなどから，中新世～鮮新世にはじまったと考えられている。そして，更新世から現世にかけて徐々にその活動頻度を減じながら現在に至っていると考えられている。現在の火山活動は局部的な噴気活動のみにとどまっている。

主な火山活動は3ステージに分けられ，各々は Shira, Mawenzi, Kibo といったMt.Kilimanjaroを構成する主要な三峰の形成にかかわっている。これら3ステージのうちで最も古いと考えられるのが Shiraで，火砕岩類を伴う溶岩を主体としている。

Mawenzi は Shiraに次いで活動したもので，これは主にMt.Kilimanjaroの南側と東側に噴出物を流しており，玄武岩質溶岩を主体とし，凝灰角礫岩及び集塊岩を伴っている。

Kiboは3ステージのうちの最も新しい活動で，主にMt.Kilimanjaroの北側と南側に噴出物を流している。

Kiboの溶岩類は次の10グループに分けられる。

Inner Crater group

Caldera Rim group

Small-rhomb porphyry group

Lent group

Rhomb porphyry group

Upper rectangle porphyry group

Upper trachyandesite group

Lower rectangle porphyry group

Lava Tower trachyte group

Lower trachyandesite group

これらの溶岩類は，主として粗面安山岩，粗面岩，響岩，菱長石斑岩といった火山岩類ないしは斑岩類 (porphyry) からなる。またこの他に Kibo の噴出物分布範囲には火山泥流 (lahar)が分布している。

調査地域は，この Kibo の噴出物分布範囲に位置しており，上記の10グループのうちの "Rhomb porphyry group" と，これを部分的に覆う "火山泥流" から構成される。

Mt.Kilimanjaro及び調査地域を含む広域地質図※)をFig. 4.1.1に示す。なお，その他のポテンシャルサイトの地質についてはApp.Ⅲに記述する。

※) 出典："Geological Map of Kilimanjaro" by Ministry of Industries, Mineral Resources and Power (Geological Survey Division), 1965.

4.1.3 Kikuletwa No.1およびNo.2水力発電開発計画地点の地質

本調査団が実施した空中写真判読，詳細地表地質調査，コアボーリング調査の結果から KikuletwaNo.1及びNo.2地点の地質は次のようにまとめられる。

調査地域は，その地形的特徴から3つの区域に分けられる。

すなわち (i) Kikuletwa No.2の取水ダム計画地点より上流域
(Kikuletwa No.1プロジェクト地域を含む)

(ii) Kikuletwa No.2の取水ダム計画から同じく発電所計画地点までの区域

(iii) Kikuletwa No.2の発電所計画地点より下流域

の3区域である。各々の区域の地形的相異は，そこを構成する地質に起因していると考えられる。

本地域を構成する地質は，前節4.1.2で述べた通り，Kiboの "Rhomb porphyry

group"と"lahar" である。前者は本地域では全体に暗灰色を呈する凝灰角礫岩からなり，最上位に部分的に石灰岩を伴う。後者は全体に茶褐色を呈し，少なくとも地表踏査及びコアボーリング調査が実施された範囲では固結度が高く，凝灰角礫岩様を呈する。そして大斑晶で特徴づけられる響岩と見られる岩塊を多く含む。

本報告書では，field termとして両者を区別するために，前者を凝灰角礫岩(2)，後者を凝灰角礫岩(1)と呼ぶこととする。

上述した3つの地形的区域と構成地質を照らし合わせると，（i）及び（iii）が凝灰角礫岩(2)，（ii）が凝灰角礫岩(1)で構成されている。

両者の成因及び層序

凝灰角礫岩(2)は，Mt.Kilimanjaroの火山活動により累積し，その後部分的に石灰岩の堆積環境下におかれたことが予想される。凝灰角礫岩(1)は火山噴出物の二次堆積物と考えられ，斜面沿いに流下する際には，その時点での谷地形を埋めていく形で凝灰角礫岩(2)を覆ったと考えられる。プロジェクト地域での凝灰角礫岩(1)の厚さは，Kikuletwa No.2の計画される導水路中間点付近が最も厚いと考えられ，そこでは厚さ 50m以上と予想される。

水理地質状況

本地域の水理地質的な特徴として，Kikuletwa 川に流れ込む湧水の存在がある。湧水地点は既設 TANESCO発電所に隣接するKikuletwa No.1水力発電所の上流約2kmの凝灰角礫岩(2)の分布域にある。この湧水量は，年間を通じて比較的安定していると思われる。

湧水地点より下流に当たる本調査地域内でのコアボーリング調査によって凝灰角礫岩(2)で若干の被圧地下水の存在が認められたことから，上記湧水状況と考え合わせて，凝灰角礫岩(2)の層内の一部が地下水帯水層となっている可能性が高い。

これらの基盤岩類を被覆する未固結堆積物としては，崖錐堆積物及び河床堆積物があるが，いずれも分布範囲が狭いかあるいは分布範囲が広くてもその層厚は薄い。なお，調査地域内には，顕著な断層構造及び地すべり地，崩壊地は認められない。

調査地域の地質平面図をFig.4.1.2に，また実施されたすべてのボーリング柱状図をFig.4.1.3に示す。

4.2 Kikuletwa No.1 地点の地形・地質

4.2.1 地 形

Kikuletwa No.1 水力発電所は，既設TANESCO 発電所に隣接しかつKikuletwa 川とKware川の合流点直上流のKiku- letwa 川左岸に位置している。Kikuletwa 川及びKware川にある各々の取水堰から発電所地点までの地形は，標高約 830m の平坦な台地をなしており，この台地とKikuletwa 川河床までの約15mの落差が発電に利用されている。各々の取水堰から発電所までの平均河川勾配は，Kikuletwa 川が1/30，Kware川が1/110である。

4.2.2 導水路沿いの地質

Kikuletwa Canal 及び Kware Canalは，薄い凝灰岩層と凝灰質砂層を挟在する凝灰角礫岩 (Tuff breccia(2)) より構成されている。

凝灰角礫岩は概ね，新鮮・堅硬で，地表近くにわずかな風化が認められる。凝灰岩層は凝灰質砂層を相伴っており，両者合わせた最大厚さは1.5mである。両者はほぼ水平に Kware Canalの上流域にのみ分布している。

これらの基盤岩類を覆う崖錐堆積物は厚さ1m 以下と非常に薄い。

土木地質的評価

各々の Canalを構成する地質からみて， Canalを構成する岩盤からの自然漏水の可能性は少ないと考えられる。しかし，長期間に亘る流水による岩盤部分の洗堀や盛土部分からの漏水があるので，水路の補修が必要と思われる。

既存水路の地質展開図をFig. 4.2.1 (1-2) (2-2) に示す。

4.2.3 発電所地点の地質

発電所地点は，凝灰角礫岩(1)，凝灰角礫岩(2)および石灰岩から構成されている。石灰岩は厚さ 10mのレンズとして凝灰角礫岩(1)と凝灰角礫岩(2)の間に挟在されている。

コアボーリング調査によれば，いずれの岩盤も新鮮・堅硬で石灰岩レンズを除けば割れ目も少ない。岩盤の透水係数は石灰岩レンズが10^{-3}cm/sec. を示すが，その下位の凝灰角礫岩(2)は10^{-5}cm/sec.と小さい。地下水位は河床標高より約3m上の

標高 820mの石灰岩レンズ中に認められる。

基盤岩類を覆う未固結堆積物としては，崖錐堆積物と河床堆積物があるが，それらの厚さはいずれも非常に薄い。

土木地質的評価

発電所計画地点の基礎部には，凝灰角礫岩(2)が分布すると予想される。

凝灰角礫岩(2)は発電所の基礎岩盤として十分な地耐力を有しており，発電所の築造に対して問題はないと考えられる。

また基礎掘削に際しての斜面の安定性も，岩盤が塊状，堅硬でかつ未固結堆積物が非常に薄いことから，十分確保できると考えられる。

発電所地点の地質断面図を Fig. 4.2.2に示す。

4.3 Kikuletwa No.2 地点の地形・地質

4.3.1 地 形

Kikuletwa No.2 水力発電計画に於ける取水ダム地点と発電所地点は，各々既設のTANESCO 水力発電所の下流約 2 km及び約 6 kmに位置する。

調整池地域を含めた取水ダム地点から発電所地点までの地形は，標高800～840mのなだらかな台地地形を呈している。このうち取水ダム地点から発電所地点にかけては，台地上に小さなマウンド地形が卓越している。

この台地を Kikuletwa川が取水ダム地点から発電所地点に向けて徐々に深くなるV字谷を刻んでやや蛇行しながら流れている。平均河川勾配は，取水ダム地点を含む調整池地域で 1 /500，取水ダム地点から発電所地点の間で 1 /50 である。

4.3.2 調整池及び取水ダム地点の地質

調整池及び取水ダム地点は，凝灰角礫岩(1)，凝灰角礫岩(2)及び石灰岩から構成されている。凝灰角礫岩(1)は，ほぼ水平に凝灰角礫岩(2)の上に薄く載り，両者の境界に石灰岩がレンズとして挟在されている。石灰岩レンズの分布は，取水ダム地点近傍に限られる。

いずれの岩盤も概ね堅硬で，取水ダム右岸表層部の凝灰角礫岩(1)を除いて10^{-4}～

10^{-5}cm/sec. の透水係数を示す。取水ダム地点における地下水位は，左右岸でKiku-letwa 川の水面より約２ｍ上に存在している。

基盤岩類を覆う未固結堆積物としては，崖錐堆積物と河床堆積物があるが，それらの厚さはいずれも非常に薄い。

土木地質的評価

取水ダムの左右アバットメントを構成する凝灰角礫岩(1)は，地耐力及び遮水性に関して問題はないと考えられる。右岸側において10^{-3}cm/sec. という大きな透水係数が得られているが，この試験区間は計画される満水位より上に位置しており，ダムの遮水性に危険を及ぼすデータとはなり得ない。

一方取水ダムの河床部を構成する凝灰角礫岩(2)に関しては，コアボーリング調査によって，スライム状コアとしてサンプルが採取された区間が長いために，割れ目の分布及び岩盤の硬さについて不明な点が多い。しかしながら調査の結果次の点が明らかとなった。

（ｉ）スライム状コアとその周囲の岩石コアとは岩石的に同質である。このためスライム状コアがたとえば砂層といった未固結堆積物である可能性は小さい。

（ii）透水試験結果によれば，凝灰角礫岩(2)は10^{-4}～10^{-5}cm/sec. と小さい透水係数を示し，大きな逸水層の存在を示していない。

以上の理由により，凝灰角礫岩(2)は取水ダム基礎の岩盤として問題はないと考えられる。

施工上の留意点としては，ボーリングＫＤ－２孔の孔口から湧水（５ℓ/min.）が認められたことから，ダム基礎掘削面での湧水処理を考慮すべきであろう。

なお調整池の周囲に，地すべりあるいは崩壊の危険のある斜面は認められず，地質上の問題点はないと考えられる。また調整池周辺の遮水性に関しては構成される地質ならびに取水ダム地点での透水試験結果よりみて問題はないと考えられる。

取水ダム地点の地質断面図をFig. 4. 3. 1 に示す。

4. 3. 3　導水路沿いの地質

導水路地点は，凝灰角礫岩(1)とそれを部分的に覆う厚さ１ｍ以下の非常に薄い崖錐堆積物から構成されている。

凝灰角礫岩(1)は，少なくともコアボーリング調査を実施した地表から深度20mまではよく固結し堅硬である。特に岩盤中に多量に含まれる響岩とみられる岩塊は非常に硬く，その周囲を埋める細粒部と硬さについてその違いが大きい。

コアボーリング調査による透水試験によれば，地表から10m以深では，その透水係数はどのボーリング孔においても10^{-5}cm/sec，あるいはそれ以下を示す。

地下水位は計画される導水路の中間点付近で最も高くなっており，その上流の取水口付近及び下流の水槽付近では，水路標高と同じかあるいはそれ以下に存在している。

土木地質的評価

計画されている水路は，通過ルートの地形的要因から，長大な法面が形成されることが予想される。これらの法面の安定性は，凝灰角礫岩(1)の性状からみて十分確保できると考えられる。

また，水路ルートは，なだらかな台地を通ることから，周囲の表層からの流出物，崩壊土砂等の水路への流入の危険性は小さい。

水路としてのトンネル案も検討した場合は，地表までの土被りが小さいこと，及び中間点付近で地下水位面以下の区域を通過せざるを得ないこと，の2点から危険性を伴うであろう。

導水路地質断面図をFig. 4. 3. 2に示す。

4. 3. 4　水圧管路・発電所地点の地質

水圧管路・発電所地点は，凝灰角礫岩(1)，凝灰角礫岩(2)及び石灰岩から構成されている。凝灰角礫岩(1)はほぼ水平に凝灰角礫岩(2)の上に載り，両者の境界に厚さ10mの石灰岩層が挟在されている。

凝灰角礫岩(1)はよく固結しており，透水性も地表から深度10m以深では10^{-5}cm/sec.と小さい。石灰岩及び凝灰角礫岩(2)は堅硬ではあるがもろいところが多い。地下水位は，ほぼ斜面に沿って地表下約 10m付近に存在している。

基盤岩類を覆う未固結堆積物は非常に薄く，台地上に数10cmの厚さの崖錐堆積物が認められるにすぎない。

土木地質的評価

水圧管路は凝灰角礫岩(1)，石灰岩及び凝灰角礫岩(2)を基礎岩盤とし，また発電

所は凝灰角礫岩(2)を基礎岩盤とする。

いずれの岩盤も地耐力を十分備えていると考えられる。

水圧管路斜面には直接岩盤が露出しており，未固結堆積物の崩壊といった危険性は無い。

水圧管路・発電所地点の地質断面図をFig. 4.3.3に示す。

4.4 コンクリート骨材

4.4.1 試験結果

試験結果は，Table 4.4.1及び Fig. 4.4.1に示す通りである。以下にその内容を記す。

(1) Classification of Aggregate

骨材試験を実施した試料は，R.Karanga,T.P.C.及び Haiのキリマンジャロ火山起源のalkali-ne-Basalt質の砂及び砂礫といった火山性砕屑物（pyroclastic material）とNyumba ya Mungu, Kiteto の Pre-Cambrian の堆積物起源の石英，長石及び石灰岩の砕屑物の2つに大きく分類することができる。

(2) Sieve tests

採取試料には 0.074mm以下のシルト～粘土といった細粒分が含まれているが，これらを洗い流し，実際に骨材として使用する 0.074mm以上のものについて粒度試験を実施した。

この結果，以下のことが明らかになった。

細骨材を目的とした採取場の天然材料 Kiteto(No.5，No.7，No.8，No.12）と Nyumba ya Mungu 及び破砕材料 Haiの 1/4″ は良く似た粒度分布を示している。

細骨材と粗骨材の入り混った天然の混合材は，粒度分布曲線より大きくR. Karanga(No.1-2, No.1-3 ¹, No.1-3 ²)と R.Karanga (No.3-3, No.5-1), T.P.C(No.1）の2つに分けることができ，前者の方が粗粒分に富んでいる。

(3) Specific Gravity

比重試験の結果，Kitetoから採取した試料では，2.60～2.73，Nyumba ya Mungu は2.71，Hai は2.54～2.57，R.Krangaは2.43～2.46，T.P.C は2.52が求められた。

このうち，R.Karanga 及びT.P.C.は 0.074mm以下を特に多く含んだ試料であるため値が小さめである。

(4) Absorption

吸水量試験の結果，細骨材（Kiteto, Nyumba ya Mungu, Hai 1/4″）の吸水量は10.7～14.2%，粗骨材（Hai 1/2″，3/4″，1″）は，1.9 ～2.8 %，混合材（R.Karanga, T.P.C.）は15.2～24.1%が求められ，細骨材と混合材の吸水量が大きな値を示した。

(5) Abrasion

粗骨材のすりへりに対する抵抗性の試験結果は，Hai は22.3～24.9%，R. Karanga は25.2～27.2%と一般的な値を示している。

(6) Soundness

安定性試験の結果は，細骨材については，R.Karanga の試料は 4.6～ 7.2%，Nyumba ya Mungu は5.2%を示し，風化等に強い材料であることを示すが，Kiteto は 6.4～14.1%を示し，一部若干風化等に弱いものを含むようである。

粗骨材については，Hai の砕石は 2.3～ 3.2%，R.Karanga は 2.7～ 3.0%を示し，風化等に強い材料である。

(7) Unit weight 及び Voids

単位体積重量及び空ゲキ率の試験結果は，細骨材については Kiteto の試料は，1942.2～1994.7kg／m³，24.4～26.7%，Nyumba ya Mungu は，1890kg／m³，29.9%，Hai1/4″ は，1698.4kg／m³，33.6%，粗骨材については Hai 1/2″ 1542.7kg／m³，39.0%， Hai 3/4″ は1542.7kg／m³，39.2%，混合材についてはR.Karanga No.3 1939.3kg／m³，20.8%，No.5 1990.5kg／m³，17.7%，T.P.C.2040.6kg／m³，18.7%を示した。

(8) Clay lumps

試験結果は，細骨材では Kiteto が 1.3～2.8(ASTMC142)，4.1～4.6(BS812)；Nyumba ya Mungu は 2.5(BS812)；Haiは0.7(ASTMC142)，6.3(BS812)，粗骨材では Hai1/2″ 0.5(ASTMC142)，3/4″ 0.8(ASTMC142)，混合材では R.Karangaは1.5～1.9(ASTMC142)，20.6(BS812)； T.P.C.No.1 は1.4 (ASTMC142)，16.9(BS812) を示した。ASTMC142と BS812の２つの方法で試験しているが，ASTMC142は，1.2 mm，BS812 は0.075mm より粗いものについて試験をおこなうため，後者の方が大きな値

が求まっている。特に混合材である，R.Karanga 及びT.P.C.で２つの方法で求められた試験値の差が大きい。

(9) Organic impurities

試験結果は Kiteto, Nyumba ya Mungu の試料は標準色に近い淡黄色を示し，R.Karanga, T.P.Cの試料は暗褐色を示した。これらのことより R.Karanga, T.P.C.の試料には多くの有機不純物が含まれている。

(10) Crushing Value

破砕試験の結果は Haiの試料は22.0%，R.Karangaは15.0%を示した。

(11) Alkali-Aggregate Reactivity

アルカリ骨材反応はタンザニアスタンダード（TZS58, APPENDIX Ⅲ参照）によって実施された。

試験結果は T.P.C, Hai, R.Karangaの５mm以下の細骨材が他のサンプルと比べて若干反応性の高い値を示しているが，試験を実施したすべての粗骨材及び細骨材ともに許容範囲内である。

(12) Concrete test

Fresh concrete 及び Harden concreteに対する試験を，Table 4.4.2に示す骨材の組み合わせで実施した。

Table 4.4.2 COMBINATION OF AGGREGATES

Coarse aggregate	Hai (1/2 + 1″)	Hai (1/2+ 1″)	Karanga	Hai (3/4+ 1″)
Fine aggregate	Kiteto	Nyunba ya Mungu	Karanga	T.P.C

(a) まだ固まらないコンクリートに対する試験

Fresh conrete に対する試験は，Slump Test, Compaction Value Test, Air Pore Content, Density の４つについて実施した。

試験結果は Table4.4.3に示した。

Table 4.4.3 RESULTS OF TEST FOR FRESH CONCRETE

Aggregates in concrete	KITETO/HAI Values for :		NYM/HAI Values for :		KARANGA Values for :		TPC/HAI Values for :	
Test	Fresh Concrete	Mix Design	Fresh Concrete	Mix Design	Fresh Concrete	Mix Design	Fresh Concrete	Mix Design
WORKABILITY:	medium	medium	medium	medium	medium	medium	medium	medium
– Slump mm*1	36	30-60	39	30-60	40	30-60	34	30-60
– Compaction value *2	1.11	1.1-1.24	1.12	1.1-1.25	1.12	1.1-1.25	1.13	1.1 1.25
AIR PORES%*3	3.0	1.5	2.4	1.5	1.8	1.5	2.0	1.5
DENSITY t/m³	2.37	2.32	2.43	2.33	2.24	2.42	2.36	2.29

*1: BS 1818 *2: BS 1048 *3: BS 1881

(b) 硬化したコンクリートに対する試験

Hardened concrete に対する試験は圧縮強度試験を実施した。

試験結果は Table4.4.4 に示した。

Table 4.4.4 RESULTS OF TEST FOR HARDENED CONCRETE

AGGREGATES IN CONCRETE	MEAN COMPRESSIVE STRENGTH (N/mm²) After 7 days		After 28 days	
	Measured	Target	Measured	Target
KITETO/HAI	20.2	19.0	26.9	31.6
NYM/HAI	18.4	19.0	28.2	31.6
KARANGA	8.6	19.0	15.9	31.6
TPC/HAI	19.0	19.0	27.1	31.6