

Table 6.25 - Namibia Electrical Energy Forecast (High Forecast)

Year	L. Authorities		Mining		Industry		Water		Gov. & Parast		S. P. Users		Foreign		TOTAL	
	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth
0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
1995	842.7	5.70	645.4	3.05	8.5	4.94	53.8	-18.73	17.5	66.67	89.8	8.00	146.80	428.06	1804.5	11.44
1996	897.4	6.50	613.6	-4.93	8.1	-4.71	53.7	-0.19	19.9	13.71	100.6	11.93	30.00	-79.56	1723.3	-4.50
1997	940.3	4.78	623.0	1.53	8.6	6.17	52.5	-2.23	20.8	4.52	112.5	11.84	0.00	-	1757.7	1.99
1998	1008.0	7.20	695.4	11.62	9.7	12.79	53.6	2.10	22.0	5.54	131.7	17.11	0.00	-	1920.4	9.26
1999	1084.7	7.61	756.0	8.72	22.2	128.78	56.2	4.85	23.1	5.02	157.2	19.32	0.00	-	2099.3	9.32
2000	1180.2	8.81	1692.5	123.86	313.6	1313.25	79.1	40.72	24.3	5.22	179.6	14.31	0.00	-	3469.3	65.26
2001	1273.2	7.87	2372.5	40.18	425.4	35.65	108.8	37.58	25.5	5.06	201.7	12.29	0.00	-	4407.2	27.03
2002	1355.5	6.47	2583.1	8.87	426.7	0.31	116.8	7.36	26.9	5.42	224.5	11.27	0.00	-	4733.4	7.40
2003	1442.0	6.39	2584.4	0.05	428.0	0.30	119.0	1.88	28.3	5.27	249.0	10.92	0.00	-	4850.7	2.48
2004	1533.9	6.37	2584.7	0.01	429.3	0.30	121.2	1.85	29.7	5.14	274.6	10.32	0.00	-	4973.4	2.53
2005	1631.0	6.33	2691.1	4.12	430.7	0.33	142.0	17.16	31.2	5.04	300.9	9.56	0.00	-	5227.0	5.10
2006	1735.8	6.42	2801.0	4.08	638.3	48.18	162.3	14.29	32.9	5.28	326.7	8.59	0.00	-	5697.0	8.99
2007	1842.6	6.15	2897.4	3.44	845.9	32.53	179.9	10.82	34.7	5.49	354.5	8.48	0.00	-	6154.8	8.04
2008	1955.0	6.10	3010.4	3.90	847.4	0.18	181.9	1.11	36.6	5.38	382.2	7.83	0.00	-	6413.4	4.20
2009	2073.4	6.05	3011.7	0.04	849.0	0.19	183.9	1.10	38.5	5.29	412.3	7.88	0.00	-	6568.7	2.42
2010	2204.5	6.32	3013.0	0.04	850.6	0.19	185.6	0.92	40.4	5.11	445.0	7.92	0.00	-	6739.0	2.59
2011	2360.5	7.08	3013.4	0.01	852.2	0.19	191.8	3.33	42.4	4.95	476.2	7.02	0.00	-	6936.5	2.93
2012	2498.2	5.83	3153.9	4.66	853.8	0.19	193.5	0.89	44.5	4.80	510.3	7.15	0.00	-	7254.1	4.58
2013	2642.1	5.76	3504.7	11.12	855.5	0.20	195.3	0.93	46.6	4.66	546.1	7.03	0.00	-	7790.2	7.39
2014	2793.4	5.73	3925.6	12.01	857.3	0.21	223.2	14.33	48.7	4.53	583.1	6.77	0.00	-	8431.3	8.23
2015	2950.7	5.63	4135.2	5.34	859.1	0.21	257.3	5.43	50.9	4.64	618.1	6.00	0.00	-	8871.2	5.22
2016	3114.0	5.54	4134.6	-0.01	860.9	0.21	301.4	9.45	53.2	4.51	654.6	5.91	0.00	-	9118.8	2.79
2017	3284.8	5.48	4134.0	-0.01	862.9	0.23	325.3	0.78	55.7	4.60	689.2	5.28	0.00	-	9351.9	2.56
2018	3463.8	5.45	4133.4	-0.01	864.9	0.23	347.9	0.27	58.2	4.48	724.8	5.16	0.00	-	9592.9	2.58
2019	3651.9	5.43	4378.1	5.92	867.0	0.24	370.9	0.42	60.8	4.56	762.6	5.21	0.00	-	10091.2	5.19
2020	3849.3	5.41	4693.0	7.19	869.1	0.24	371.6	0.27	63.5	4.44	801.0	5.03	0.00	-	10647.4	5.51

Table 6.26 - Namibia Electrical Energy Forecast (Low Forecast)

Year	L. Authorities		Mining		Industry		Water		Gov. & Parast		S. P. Users		Foreign		TOTAL	
	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth	GWh	%Growth
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	842.7	5.70	645.4	3.05	8.5	4.94	53.8	-18.73	17.5	66.67	89.8	8.00	146.80	428.06	1804.5	11.44
1996	897.4	6.50	613.6	-4.93	8.1	-4.71	53.7	-0.19	19.9	13.71	100.6	11.93	30.00	-79.56	1723.3	-4.50
1997	936.7	4.38	620.8	1.17	8.2	1.23	52.5	-2.23	20.8	4.52	112.5	11.84	0.00	-	1751.5	1.63
1998	996.7	6.40	688.7	10.94	8.3	1.22	53.6	2.10	21.9	5.29	131.7	17.11	0.00	-	1900.9	8.53
1999	1060.5	6.41	720.8	4.66	8.5	2.41	56.2	4.85	23.0	4.82	144.1	9.38	0.00	-	2013.0	5.90
2000	1137.0	7.21	729.5	1.21	8.8	3.53	60.1	6.97	24.1	4.82	160.0	11.05	0.00	-	2119.4	5.29
2001	1203.8	5.87	727.7	-0.25	9.1	3.41	61.7	2.67	25.1	4.36	174.5	9.08	0.00	-	2201.9	3.89
2002	1252.7	4.07	727.0	-0.10	9.4	3.30	63.3	2.59	26.2	4.32	188.6	8.09	0.00	-	2267.2	2.97
2003	1296.4	3.49	728.3	0.18	9.7	3.19	64.9	2.53	27.2	3.87	203.2	7.75	0.00	-	2329.7	2.76
2004	1340.0	3.37	728.6	0.04	10.0	3.09	66.5	2.46	28.2	3.64	217.8	7.16	0.00	-	2391.1	2.64
2005	1384.7	3.33	728.9	0.04	10.3	3.00	68.1	2.31	29.2	3.64	231.8	6.43	0.00	-	2453.0	2.59
2006	1432.1	3.42	724.2	-0.64	10.6	2.91	69.7	2.41	30.3	3.78	244.5	5.49	0.00	-	2511.4	2.38
2007	1477.2	3.15	719.5	-0.65	10.9	2.83	71.3	2.30	31.5	3.89	257.7	5.38	0.00	-	2568.1	2.26
2008	1523.1	3.10	704.8	-2.04	11.2	2.75	72.9	2.24	32.7	3.68	269.9	4.75	0.00	-	2614.6	1.81
2009	1569.6	3.05	696.1	-1.23	11.5	2.68	74.5	2.19	33.8	3.49	282.9	4.80	0.00	-	2668.4	2.06
2010	1621.7	3.32	682.4	-1.97	11.8	2.61	76.2	2.28	34.9	3.31	296.5	4.83	0.00	-	2723.6	2.07
2011	1687.9	4.08	669.8	-1.85	12.1	2.54	77.9	2.20	36.0	3.15	308.3	3.97	0.00	-	2792.0	2.51
2012	1735.7	2.83	657.2	-1.88	12.4	2.48	79.6	2.18	37.1	3.00	320.9	4.09	0.00	-	2842.9	1.82
2013	1783.6	2.76	642.6	-2.22	12.7	2.42	81.4	2.26	38.2	2.86	333.6	3.97	0.00	-	2892.1	1.73
2014	1832.3	2.73	634.0	-1.34	13.0	2.36	83.2	2.21	39.2	2.73	346.1	3.72	0.00	-	2947.7	1.92
2015	1880.4	2.63	624.4	-1.51	13.3	2.31	85.0	2.19	40.3	2.84	356.3	2.97	0.00	-	2999.8	1.77
2016	1928.1	2.54	614.8	-1.54	13.6	2.26	86.9	2.28	41.4	2.71	366.6	2.89	0.00	-	3051.5	1.72
2017	1976.0	2.48	605.2	-1.56	13.9	2.21	88.8	2.19	42.6	2.80	375.0	2.28	0.00	-	3101.5	1.64
2018	2024.4	2.45	595.6	-1.59	14.2	2.16	90.8	2.25	43.7	2.68	383.1	2.16	0.00	-	3151.8	1.62
2019	2073.6	2.43	586.0	-1.61	14.5	2.11	92.8	2.20	44.9	2.76	391.5	2.21	0.00	-	3203.4	1.64
2020	2123.5	2.41	576.5	-1.62	14.8	2.07	94.9	2.26	46.1	2.64	399.5	2.03	0.00	-	3255.3	1.62

Figure 6.19 - Namibia Electrical Energy Forecast

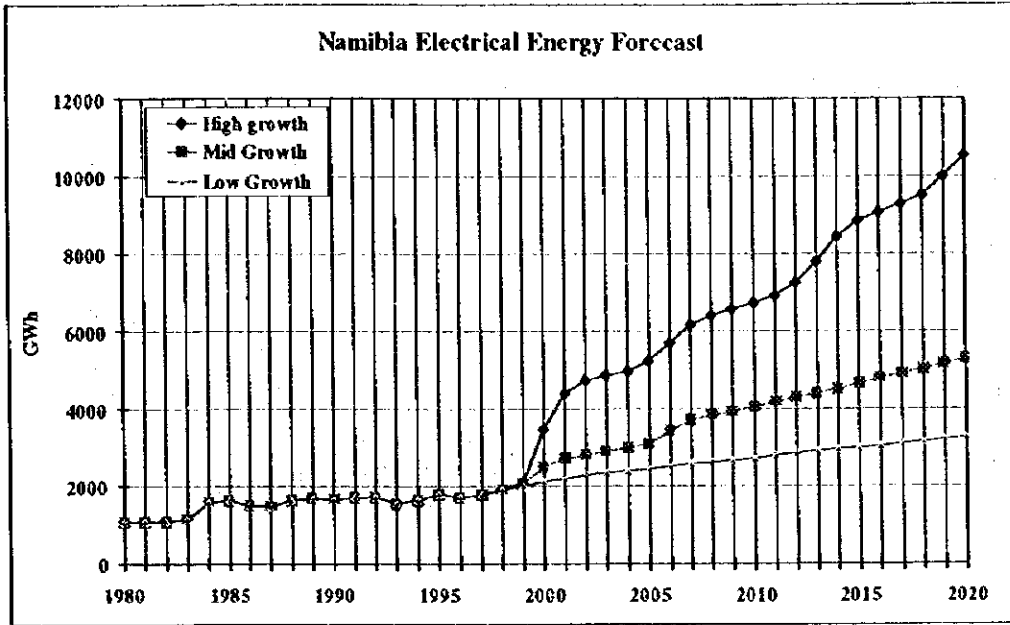


Figure 6.20 - Namibia Electrical Energy Forecast (Middle Forecast)

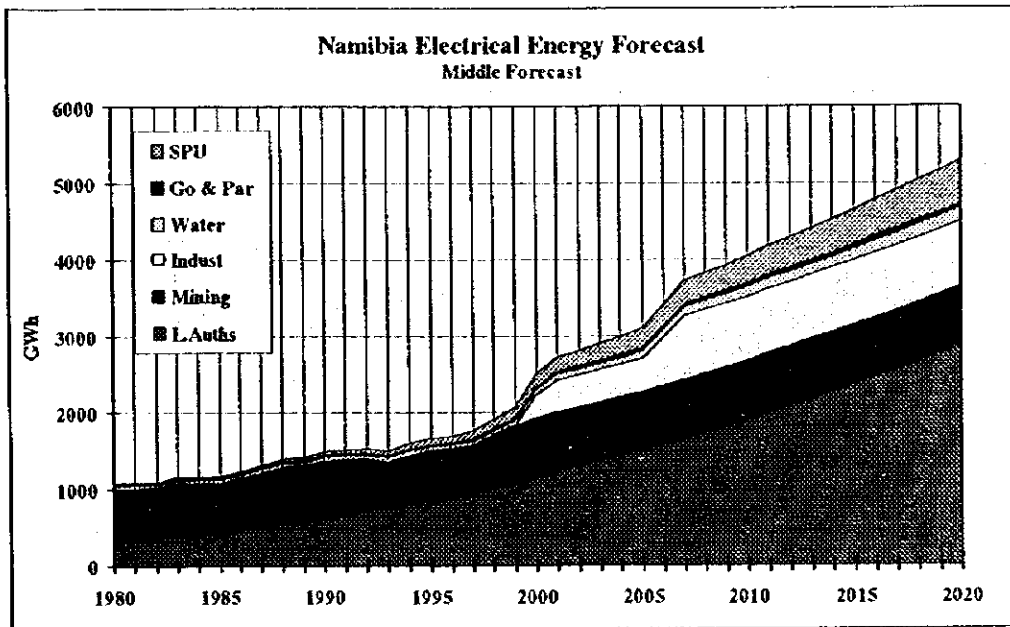


Figure 6.21 - Namibia Electrical Energy Forecast (High Forecast)

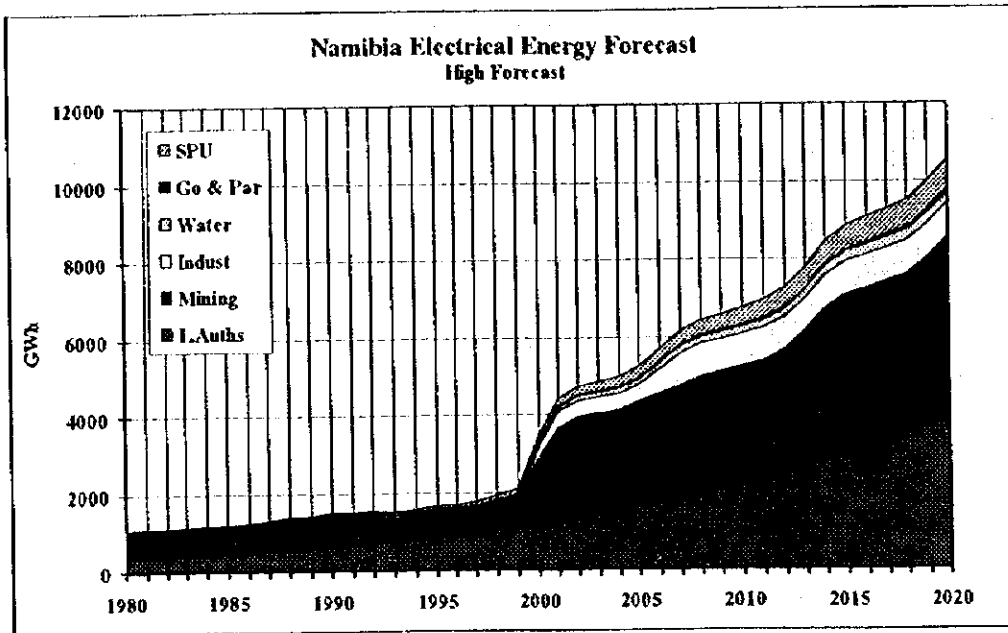


Figure 6.22 - Namibia Electrical Energy Forecast (Low Forecast)

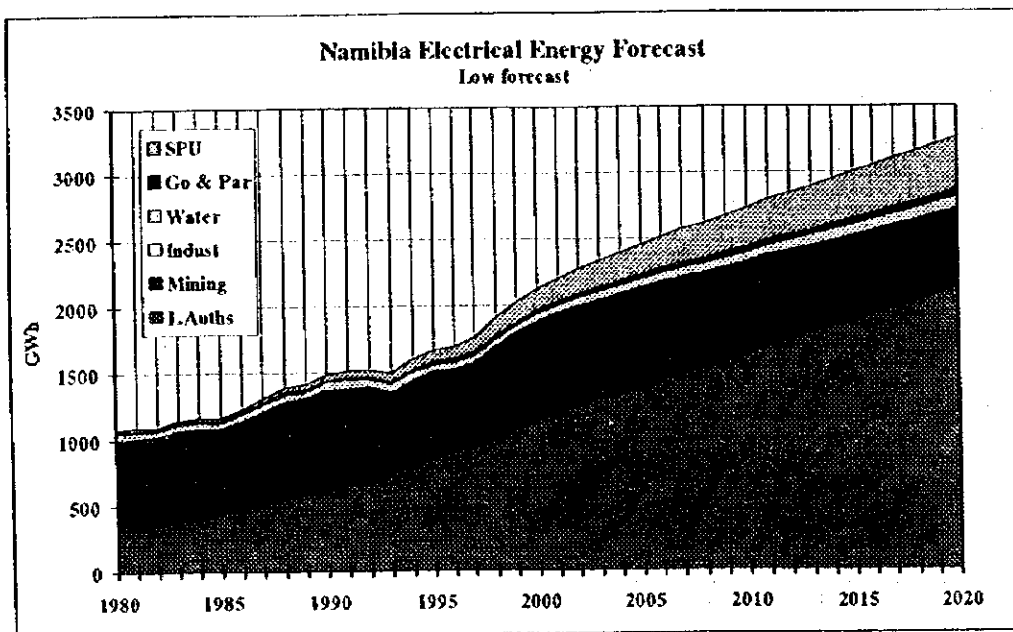


Table 6.27 - Namibia Regional Electrical Energy Forecast (Middle Forecast)

Year	Caprivi	Erongo	Hardap	Karas	Khomas	Kunene	Ohangwena	Okavango	Omaheke	Omusati	Oshana	Oshikoto	Otjozond	Total
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
1995	14.1	383.5	38.6	292.2	497.7	14.3	13.9	23.9	14.6	18.3	41.4	153.0	151.9	1657.7
1996	15.4	408.9	41.6	298.2	513.7	14.9	16.7	24.7	15.4	20.3	48.9	120.7	154.2	1693.3
1997	16.4	440.6	42.7	317.6	540.2	15.4	19.5	25.4	16.0	21.8	53.4	94.0	152.5	1755.5
1998	17.2	460.2	44.4	353.2	572.4	16.1	24.1	26.1	16.7	26.5	60.3	118.6	178.0	1913.7
1999	19.0	473.2	46.5	363.0	605.6	16.9	28.8	26.7	17.3	31.3	66.6	155.8	210.8	2061.5
2000	20.5	506.5	48.6	368.5	637.8	17.6	33.6	27.4	17.9	36.2	73.0	186.6	521.5	2495.8
2001	22.1	538.2	50.8	372.8	668.9	18.4	38.5	28.1	18.6	41.2	79.2	197.5	642.1	2716.5
2002	23.8	554.0	53.1	377.1	701.3	19.3	43.7	28.8	19.4	46.5	85.5	201.3	650.7	2804.4
2003	25.5	568.7	55.5	381.5	735.2	20.2	49.0	29.6	20.2	51.9	92.4	205.1	659.3	2894.0
2004	27.2	582.6	57.7	385.9	770.5	21.0	54.3	30.4	20.9	57.4	99.0	209.5	668.2	2984.7
2005	28.9	597.9	60.0	390.4	807.9	21.9	59.7	44.3	21.7	63.0	105.8	213.6	677.3	3092.5
2006	30.4	616.5	62.2	394.7	846.9	22.7	63.9	58.2	22.5	68.5	112.7	217.8	892.7	3409.7
2007	31.8	632.8	64.5	399.1	887.3	23.6	68.6	59.0	23.2	73.4	120.4	222.5	1108.0	3714.2
2008	33.3	649.6	66.7	403.6	929.8	24.4	73.1	59.7	23.9	78.4	127.9	227.0	1117.3	3814.7
2009	34.8	666.9	69.0	408.4	974.2	25.2	78.2	60.5	24.7	83.6	135.7	231.6	1126.5	3919.4
2010	36.3	690.7	71.2	413.0	1020.6	26.1	83.5	61.2	25.4	89.0	144.2	236.9	1135.7	4033.6
2011	37.7	730.4	73.4	417.7	1069.0	26.8	88.4	66.3	26.1	94.1	152.4	240.9	1144.9	4168.1
2012	39.3	748.1	75.7	422.6	1119.5	27.7	94.0	67.1	26.8	99.7	160.8	245.2	1154.1	4280.7
2013	40.9	766.5	78.0	427.7	1171.0	28.6	99.5	67.9	27.6	105.6	169.5	250.0	1163.5	4396.3
2014	42.5	785.6	80.3	432.8	1224.5	29.5	105.5	68.8	28.5	111.3	178.4	254.6	1173.0	4515.2
2015	44.2	804.8	82.7	437.0	1279.0	30.4	111.4	79.8	29.3	117.7	184.6	259.4	1182.6	4643.0
2016	45.9	824.2	85.1	441.5	1334.6	31.4	117.9	101.2	30.1	123.8	190.2	264.7	1192.4	4783.1
2017	47.6	844.5	87.7	446.0	1391.3	32.4	124.3	102.1	31.0	130.7	196.0	267.6	1202.4	4903.6
2018	48.9	865.5	90.4	450.2	1449.0	33.4	131.2	103.0	31.9	137.3	202.1	270.1	1212.8	5025.8
2019	50.1	887.6	93.1	454.7	1508.7	34.4	138.1	104.0	32.9	144.6	208.3	273.1	1223.5	5153.1
2020	51.5	910.3	95.9	459.2	1570.5	35.4	145.2	105.0	33.8	151.8	215.0	275.3	1234.4	5283.3

Table 6.28 - Namibia Regional Electrical Energy Forecast (High Forecast)

Year	Caprivi	Erongo	Hardap	Karas	Khomas	Kunene	Ohangwe	Okavang	Omaheke	Omusati	Oshana	Oshikoto	Otjozond	Total
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GW	GW	GW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	14.1	383.5	38.6	292.2	497.7	14.3	13.9	23.9	14.6	18.3	41.4	153.0	151.9	1657.7
1996	15.4	408.9	41.6	298.2	513.7	14.9	16.7	24.7	15.4	20.3	48.9	120.7	154.2	1693.3
1997	16.4	440.9	42.8	317.8	541.2	15.4	19.6	25.5	16.1	21.9	53.4	94.1	152.7	1757.7
1998	17.3	461.4	44.7	353.7	575.4	16.3	24.2	26.2	16.8	26.6	60.4	118.7	178.6	1920.4
1999	19.5	475.9	47.6	382.0	612.2	17.2	29.9	27.7	17.9	32.4	67.6	156.8	212.7	2099.3
2000	21.3	511.5	50.3	410.5	649.3	18.1	35.3	28.7	18.7	37.9	74.6	188.3	224.7	2469.3
2001	23.3	546.5	53.2	445.1	687.0	19.1	41.1	29.9	19.7	43.8	81.5	200.0	247.0	2747.2
2002	25.3	566.2	56.3	476.7	728.1	20.2	47.3	31.1	20.9	50.1	88.7	204.7	267.8	2993.4
2003	27.5	585.7	59.7	504.7	773.0	21.4	53.9	32.5	22.0	56.8	96.7	209.6	282.2	3185.7
2004	29.7	605.2	63.0	534.9	821.2	22.6	60.7	33.9	23.3	63.8	104.6	215.3	296.7	3383.4
2005	32.0	626.7	66.5	565.9	872.8	23.9	67.7	35.3	24.5	71.1	112.8	220.8	311.8	3607.0
2006	34.0	655.8	70.0	602.6	927.6	25.1	73.6	38.0	25.8	78.5	121.3	226.6	328.0	3850.0
2007	36.1	774.4	73.6	650.1	985.4	26.5	80.3	41.5	27.1	85.4	130.8	233.2	347.4	4154.8
2008	38.3	910.9	77.3	712.1	1047.0	27.8	86.9	44.0	28.4	92.5	140.2	239.6	368.3	4413.4
2009	40.5	936.9	81.2	759.6	1112.4	29.2	94.4	47.6	29.8	100.2	150.2	246.4	390.3	4668.7
2010	42.7	971.0	85.0	807.0	1181.8	30.6	102.2	51.0	31.2	108.2	161.2	254.2	411.7	4939.0
2011	45.0	1025.0	89.0	854.7	1255.1	31.9	110.0	54.1	32.6	116.0	172.0	260.6	432.4	5196.5
2012	47.4	1194.2	93.1	942.9	1333.0	33.4	118.7	57.8	34.1	124.9	183.4	267.5	453.1	5494.1
2013	50.0	1575.3	97.4	1051.4	1414.2	35.0	127.5	61.0	35.7	134.3	195.2	275.4	474.3	5990.2
2014	52.6	1607.6	101.8	1106.9	1499.8	36.7	137.2	64.5	37.4	143.6	207.6	283.1	495.5	6431.3
2015	55.3	1640.9	106.4	1162.3	1589.1	38.4	147.0	68.0	39.1	154.1	216.6	291.2	516.3	6911.2
2016	58.2	1675.2	111.2	1213.9	1681.8	40.2	157.9	71.9	40.9	164.5	225.0	300.4	537.6	7381.8
2017	61.2	1711.5	116.3	1262.9	1778.3	42.0	168.9	75.0	42.8	176.2	233.7	306.4	558.7	7851.9
2018	63.7	1749.6	121.6	1311.8	1878.6	44.0	181.1	78.1	44.8	187.9	242.8	312.1	580.8	8327.7
2019	66.4	2035.5	127.1	1361.3	1984.2	46.0	193.3	81.3	46.8	200.8	252.2	318.6	601.7	9091.2
2020	69.2	2393.3	132.9	1411.1	2095.1	48.1	206.3	84.7	49.0	213.9	262.3	324.1	622.4	9847.4

Table 6.29 - Namibia Regional Electrical Energy Forecast (Low Forecast)

Year	Caprivi		Erongo		Hardap		Karas		Khomas		Kunene		Ohangwe		Okavang		Omaheke		Omusati		Oshana		Oshikoto		Otjozond		Total		
	GWh	0	GWh	0	GWh	0	GWh	0	GWh	0	GWh	0	GW	0	GW	0	GW	0	GW	0	GW	0	GW	0	GW	0	GW	0	
1995	14.1	0	383.5	0	38.6	0	292.2	0	497.7	0	14.3	0	13.9	0	23.9	0	14.6	0	18.3	0	41.4	0	153.0	0	151.9	0	1657.7	0	1657.7
1996	15.4	0	408.9	0	41.6	0	298.2	0	513.7	0	14.9	0	16.7	0	24.7	0	15.4	0	20.3	0	48.9	0	120.7	0	154.2	0	1693.3	0	1693.3
1997	16.4	0	438.0	0	42.6	0	317.5	0	539.2	0	15.4	0	19.5	0	25.4	0	16.0	0	21.8	0	53.3	0	94.0	0	152.4	0	1751.5	0	1751.5
1998	17.1	0	452.3	0	44.2	0	352.8	0	569.4	0	16.0	0	24.0	0	26.0	0	16.6	0	26.4	0	60.0	0	118.5	0	177.5	0	1900.9	0	1900.9
1999	18.5	0	452.8	0	45.5	0	361.5	0	599.0	0	16.7	0	27.9	0	25.9	0	16.9	0	30.4	0	65.3	0	154.9	0	197.7	0	2013.0	0	2013.0
2000	19.0	0	471.7	0	47.1	0	366.2	0	626.5	0	17.3	0	32.0	0	26.1	0	17.3	0	34.6	0	70.8	0	174.1	0	216.7	0	2119.4	0	2119.4
2001	19.8	0	497.3	0	48.6	0	369.4	0	651.2	0	17.9	0	36.2	0	26.4	0	17.7	0	38.9	0	75.9	0	177.6	0	225.1	0	2201.9	0	2201.9
2002	20.9	0	508.4	0	50.2	0	372.5	0	675.4	0	18.5	0	40.4	0	26.8	0	18.2	0	43.2	0	80.9	0	180.3	0	231.6	0	2267.2	0	2267.2
2003	22.0	0	518.4	0	51.7	0	375.3	0	698.4	0	19.2	0	44.6	0	27.1	0	18.6	0	47.5	0	86.1	0	183.1	0	237.6	0	2329.7	0	2329.7
2004	23.1	0	527.2	0	53.0	0	378.1	0	722.0	0	19.8	0	48.8	0	27.4	0	19.0	0	51.8	0	90.8	0	186.5	0	243.7	0	2391.1	0	2391.1
2005	23.4	0	536.1	0	54.3	0	380.9	0	746.6	0	20.3	0	52.7	0	28.7	0	19.4	0	56.0	0	95.6	0	189.3	0	249.7	0	2453.0	0	2453.0
2006	24.4	0	542.7	0	55.5	0	383.4	0	772.0	0	20.8	0	55.6	0	29.7	0	19.8	0	60.0	0	100.4	0	191.3	0	255.7	0	2511.4	0	2511.4
2007	24.9	0	546.8	0	56.7	0	386.0	0	797.8	0	21.4	0	58.8	0	30.8	0	20.1	0	63.4	0	105.6	0	194.6	0	261.4	0	2568.1	0	2568.1
2008	26.0	0	546.1	0	57.9	0	383.5	0	824.4	0	21.9	0	61.7	0	30.6	0	20.5	0	66.7	0	110.6	0	197.6	0	267.1	0	2614.6	0	2614.6
2009	26.5	0	551.6	0	59.0	0	380.6	0	851.9	0	22.4	0	65.1	0	31.5	0	20.8	0	70.2	0	115.6	0	200.7	0	272.5	0	2668.4	0	2668.4
2010	27.5	0	560.2	0	60.1	0	377.6	0	880.2	0	22.9	0	68.5	0	31.7	0	21.2	0	73.7	0	121.1	0	201.1	0	277.8	0	2723.6	0	2723.6
2011	28.5	0	583.7	0	61.1	0	374.9	0	909.3	0	23.4	0	75.0	0	31.8	0	21.5	0	76.8	0	126.2	0	200.5	0	282.8	0	2792.0	0	2792.0
2012	29.0	0	587.9	0	62.1	0	372.2	0	938.9	0	23.9	0	78.2	0	33.0	0	21.8	0	80.2	0	131.2	0	200.0	0	287.7	0	2842.9	0	2842.9
2013	30.1	0	590.4	0	63.1	0	369.7	0	968.4	0	24.4	0	81.8	0	33.3	0	22.1	0	83.8	0	136.3	0	199.8	0	292.5	0	2892.1	0	2892.1
2014	30.6	0	600.1	0	64.1	0	366.3	0	998.5	0	24.9	0	85.1	0	34.7	0	22.5	0	87.1	0	141.4	0	198.4	0	297.4	0	2947.7	0	2947.7
2015	31.7	0	609.5	0	65.1	0	362.9	0	1028.3	0	25.4	0	88.7	0	34.9	0	22.9	0	90.8	0	144.3	0	197.0	0	302.1	0	2999.8	0	2999.8
2016	32.2	0	618.6	0	66.1	0	359.2	0	1057.9	0	25.9	0	92.2	0	36.3	0	23.2	0	94.1	0	146.6	0	195.9	0	306.7	0	3051.5	0	3051.5
2017	33.3	0	628.1	0	67.1	0	355.9	0	1087.3	0	26.5	0	96.0	0	36.4	0	23.5	0	97.9	0	149.0	0	192.9	0	311.4	0	3101.5	0	3101.5
2018	33.9	0	637.8	0	68.2	0	351.7	0	1116.4	0	27.0	0	99.5	0	38.0	0	23.9	0	101.4	0	151.5	0	189.7	0	316.3	0	3151.8	0	3151.8
2019	34.4	0	648.0	0	69.3	0	348.1	0	1146.0	0	27.5	0	99.5	0	39.2	0	24.3	0	105.3	0	154.0	0	186.7	0	321.2	0	3203.4	0	3203.4
2020	35.0	0	658.2	0	70.3	0	344.4	0	1176.0	0	28.0	0	103.1	0	40.9	0	24.6	0	108.9	0	156.7	0	183.1	0	326.0	0	3255.3	0	3255.3

Figure 6.23 – Namibia Middle Regional Electrical Energy

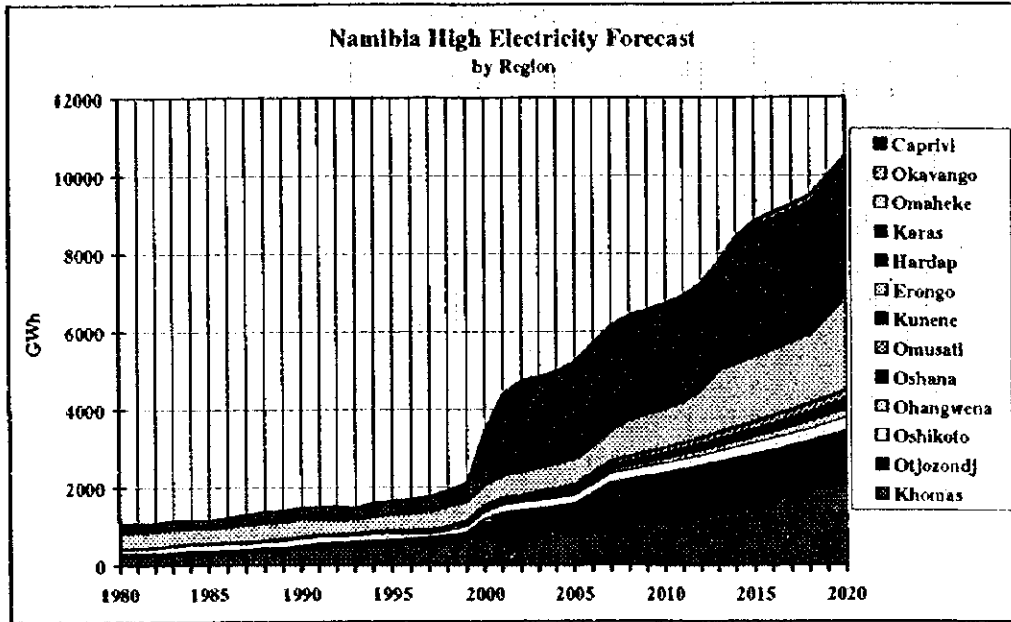
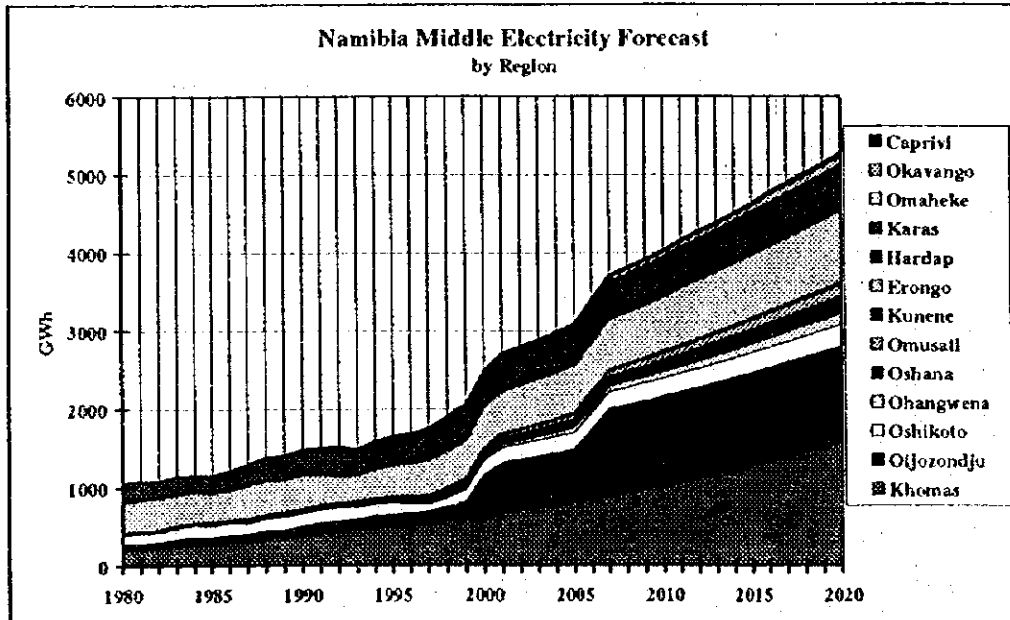


Figure 6.24 – Namibia High Regional Electrical Energy







## 6.5 最大電力予測

### 6.5.1 最大電力の予測方法

最大電力(MD)は Contribution to Load Factor(CLF)法によって予測した。この予測手法を初めて発表したのは CEGB (英国 1969 年)であった。最近では 1990 年の AEIC Load Research Workshop で発表された論文でも使用されている。CLF 法は外挿法や仮定負荷率法(Assumed Load Factor (ALF 法))に代えて使用できるもので、複雑なエンド・ユーザー・モデルや集合モデルを必要としないことから、中小の電力会社がよく用いる手法である。

CLF 法は ALF 法や外挿法等よりも精度が高いのが特徴であり、特に顧客ミックスに変化が予想される場合に適する。ナミビアの場合、鉱業の経済的重要度が相対的に低くなり、Municipality において家庭および商業用需要が台頭してきた結果、これらの需要家が負荷曲線のピーク需要に占める比率が増えてきている。このことと地方電化計画による需要増の相乗効果によって電力系統の負荷率が年々下がってきている。一方、高成長予測では新たな鉱業需要を想定していることから、負荷率の低下にある程度の歯止めがかかる結果となっている。

負荷曲線予測や統計的手法の精密な予測手法はここでは使用できない。それはこれらの手法に必要な顧客データが十分に揃っていないからである。ちなみにこれらの手法を適用できるならば、気象変化やデマンド・サイド・マネージメント(DSM)などの要因が最大電力に及ぼす 2 次の影響についても評価することができる。

### 6.5.2 Contribution to Load Factor(CLF)法

CLF 法では同時に発生する最大電力を、顧客の種類別にそれぞれ計算することができる。最大電力に対する消費電力量は、顧客の種類毎に長期にわたって一定の関係となるはずである。但し、顧客ミックスが変化した場合に別である。顧客の種類別の負荷率を仮定し、予想販売電力量と負荷率から最大電力を計算することができる。最大電力は顧客の種類別の最大電力を計算し、それらの合計値から求める。この値に電力系統の損失分を加算したものが、総需要としての送電端の最大電力 (MD)となる。

### 6.5.3 最大電力の予測に使用したデータ

CLF 法に必要なデータとしては、各年の顧客の種類別の年間販売量予測と負荷率がある。年間販売量予測はセクトラルモデル(Sectoral Model)を使用して計算する。負荷率は負荷曲線データと大口電力の料金徴収データ(NamPower から入手)に基づいて推定する。この負荷率は系統需要がピークになる時の顧客クラス別総需要(kW)に対する値でなければならない。具体的には、ウィークデーでは 19 時前後の時間帯のピーク需要に対する値である。この負荷率の値は同じクラス内の個々の顧客の負荷率よりも大きな値となるはずである。

電力システムの損失は、過去 15 年間の記録によると 8~12%の範囲で変化しているが、需要予測では全対象期間を通じて 11%の一定値と仮定した。

**Table 6.30 - Assumed Coincident Class Load Factors**

Customer Class	Assumed Coincident Load Factor
Local Authorities	60%
Mining	80%
Industry	70%
Water Pumping	60%
Government & Parastatals	50%
Small Power Users	40%

Source: NamPower

#### 6.5.4 最大電力予測モデル

最大電力モデルは需要予測で使用した他のモデルと同様に、Excel 表計算ソフトウェアを使用して作成した。最大電力モデルは低、中、高の各成長予測別に作成した。

#### 6.5.5 最大電力予測結果

本予測モデルを使用して過去数年の最大電力を検証した結果、モデルによる最大電力は NamPower から入手した実績値よりも大きくなる。その理由は、NamPower から入手したデータには他の電力会社(非連系系統)から供給された電力が含まれていないからである。具体的には、南アフリカの Eskom が Oranjemund、Rosh Pinah、Noordoewer および Ariamsvlei に供給した電力、そしてザンビアの ZESCO が Katima Mulilo に供給した電力が含まれていない。これらの電力は合計で 10~30MW である。Table 6.31 は CLF モデルで計算した年間の最大電力である。また Figure 6.26 と 6.27 は年間最大電力および負荷率の推移を予測したものである。

**Table 6.31- Forecast Maximum Demands**

(at sending end)

Year	Low Growth MW	Moderate Growth MW	High Growth MW
1990	271	271	271
1991	286	286	286
1992	294	294	294
1993	294	294	294
1994	303	303	303
1995	324	324	324
1996	338	338	338
1997	350	350	351
1998	380	382	383
1999	403	413	420
2000	427	497	654
2001	446	542	815
2002	461	562	875
2003	476	583	903
2004	490	604	931
2005	505	629	982
2006	519	692	1072
2007	533	752	1160
2008	544	775	1212
2009	558	799	1248
2010	572	826	1287
2011	588	856	1332
2012	601	882	1395
2013	613	909	1494
2014	627	937	1611
2015	639	966	1697
2016	652	998	1753
2017	664	1025	1806
2018	676	1053	1861
2019	688	1082	1957
2020	701	1112	2062

Note: The maximum demands include off-grid 20MW

Figure 6.26 - Forecast Annual Maximum Demands

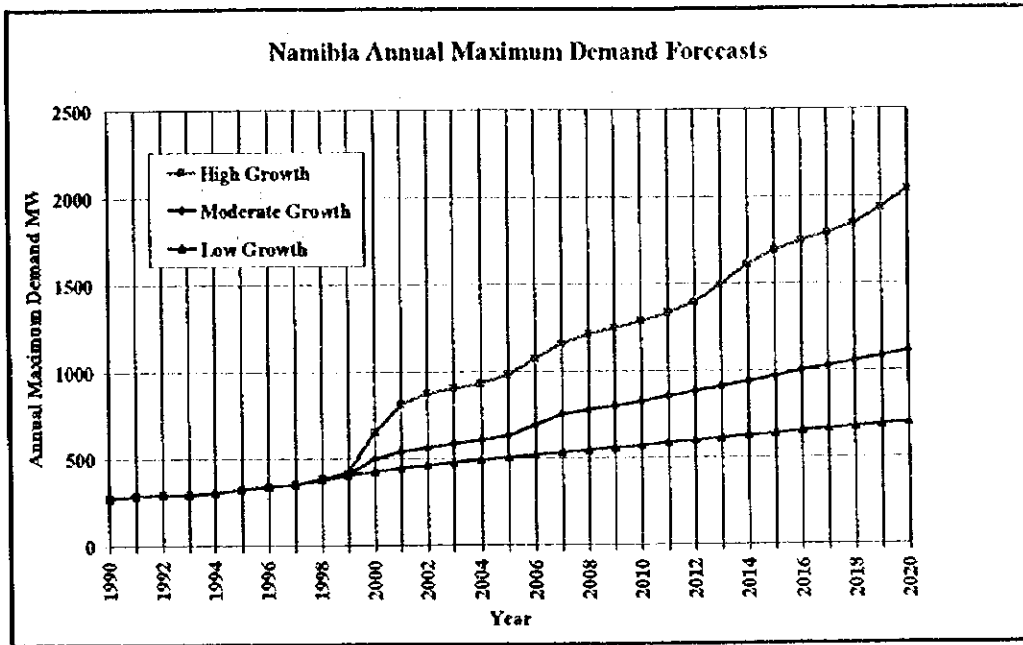
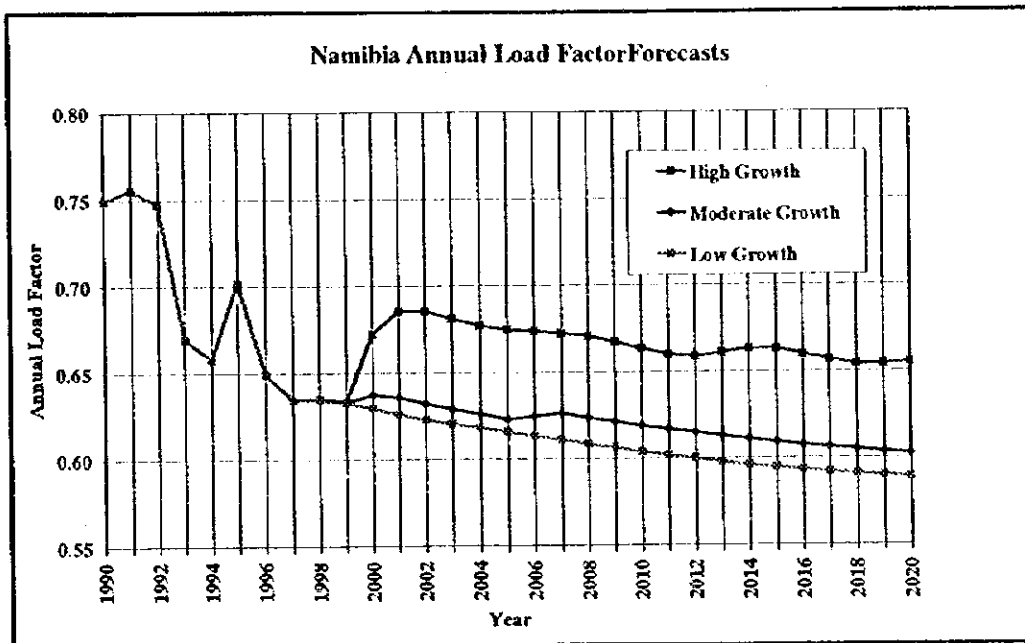


Figure 6.27 - Forecast Annual Load Factors

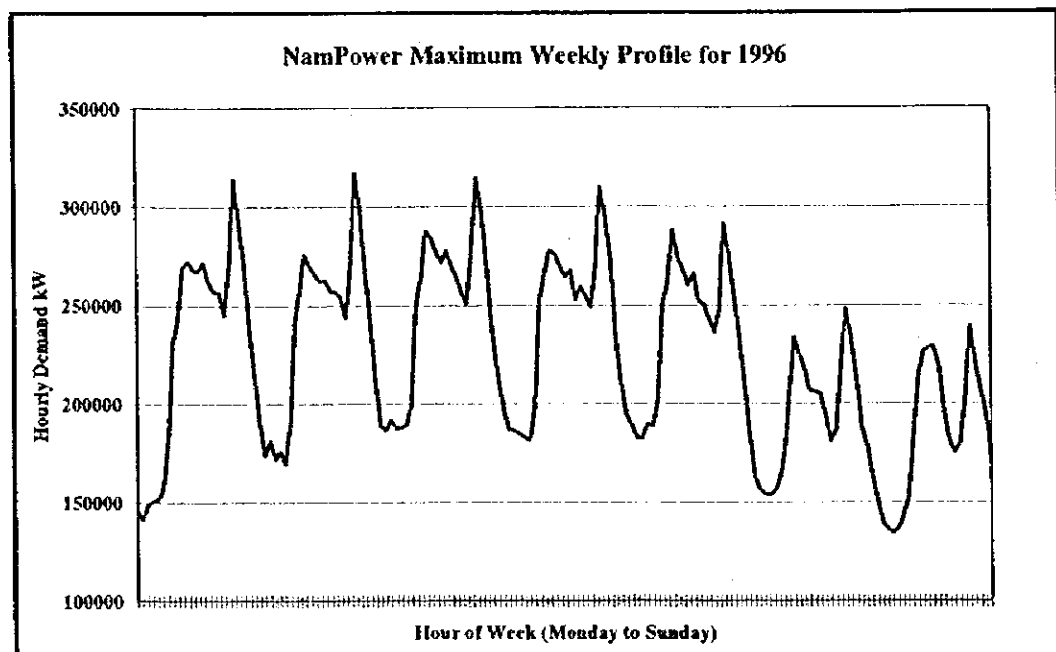


### 6.5.6 NamPower 負荷曲線

1987～1996年の連系システムの負荷曲線が NamPower から提出された。この負荷曲線には NamPower の発電分と、連系システムを介して Eskom の Aggenicis から輸入した電力の両方が含まれている。但し、Eskom および ZESCO から直接ユーザに供給された電力で、ナミビアでの総販売量の約 15% に相当する分は含まれていない。従ってこの負荷曲線は正確にはナミビアの全需要を表わしていないが、過去 10 年間、特に独立以降の傾向を見るには十分である。

Figure 6.28 は 1996 年に最大電力が記録された冬季 1 週間の負荷曲線である。この時の最大電力は 317MW であり、火曜日の 20 時に記録されている。この図から分かることはピークの時間帯が短いということである。

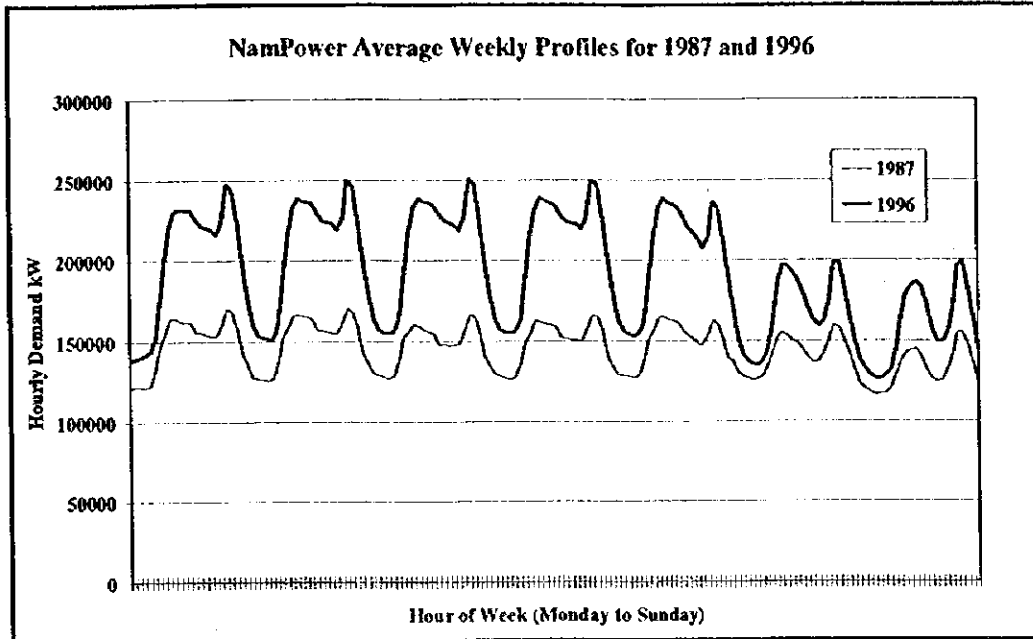
Figure 6.28 - Week of Highest Demand in 1996



Source: NamPower

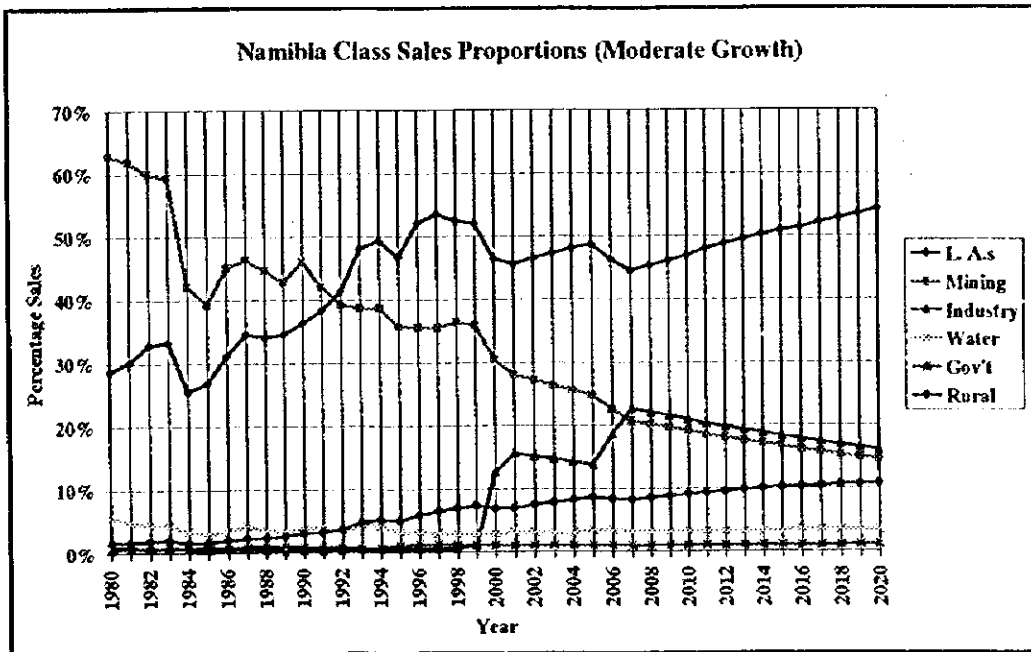
1987年と1996年の週負荷曲線 (Figure 6.29) を比較すると、両者の間には顕著な差がある。すなわち 1987年よりも 1996年の日中の負荷が非常に大きいということである。これは顧客構成の変化によるものである。Figure 6.30 に示すように、ピークの立った Local Authority の負荷が 1987年から 1996年の間に 35% から 52% にまで増えているのに対して、負荷変動の少ない鉱業の需要は 46% から 36% にまで低下している。このように Local Authority の負荷の高い伸び率と地方の負荷の増加が、システムの負荷率を低下させている。しかし、今後については、重工業(マンガン精練等)や鉱業(Haib 銅鉱山等)の発展が予想され(高成長予測で考慮)、負荷率の低下に歯止めがかかるはずである。

Figure 6.29 - Average Weekly Demand Profiles for 1987 and 1996



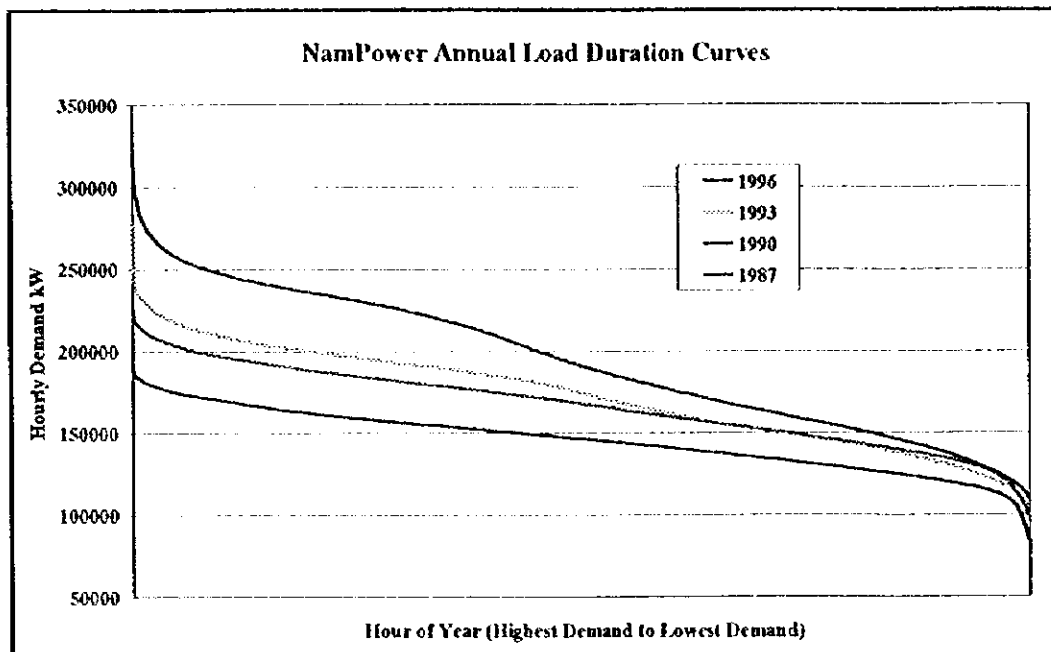
Source: NamPower

Figure 6.30 - Namibia Electricity Sales Class Proportions



顧客構成の変化は負荷持続曲線にも影響を与えている(Figure 6.31)。年間の高需要時間帯における負荷の増加が見られる。需要の伸びを時間帯別にみると、ピーク時間帯における負荷の増大が顕著になっている。具体的には、最大電力の90%を超える需要が記録されたのは、1987年には年間727時間であったが、1996年には僅かに60時間にまで減っている。これによって最大電力の10%(約33MW)が必要になる時間は1%以下にまで下がっている。

Figure 6.31 - NamPower Annual Load Duration Curves



Source: NamPower

このようにピーク需要の持続時間が短い需要特性では需要管理(DSM)が重要となってくる。最近、Windhoek Municipality にリプル制御システムが導入されている。これはピーク需要を下げるために、ピーク時間帯での家庭用温水器の使用を制限するシステムである。Windhoek Municipality ではこれによってピーク需要を10%以上(約10MW)も下げること成功している。今後、DSMの導入の拡大を検討していかなければならない。



## 第7章

### データベース



## 第7章 データベース

### 7.1 大口電力のデータベース

#### 7.1.1 既存データベース

ナミビアには本需要予測で使用したようなフォーマットのデータベースはない。現在利用されているデータは、フォーマットが統一されないまま各関係機関が独自のフォーマットで保有している。

##### (1) 経済データ

経済データ及び人口データを保有しているのは主に中央統計局(CSO)である。これらのデータはコンピュータで管理されており、レポートのハードコピーも可能である。

##### (2) 電力需要データ

NamPower は 1987 年 4 月から現在までの月別販売電力量のデータをコンピュータで管理している。1987 年 4 月以前の 17 年間のデータは帳簿の形で残っているので、電力販売データは全顧客分が入手可能である。これらのデータから種々のカテゴリ、即ち地方局、鉱山、工業、政府及び政府外郭機関、農業事業者および輸出・入のデータを作ることができる。

NamPower の年次レポートに含まれているデータも有効である。NamPower の年次レポートからは電力の販売収入と販売電力量、電気料金等のデータを得ることができる。また、コンサルタントが作成した過去の需要予測データも利用できる。

Municipality も独自のフォーマットでデータを管理している。これらのデータには顧客別販売高、顧客数等のデータが含まれている。

##### (3) その他のエネルギー・データ

液体燃料と石炭の消費データは 1991 年～1996 年分が MME のコンピュータ・データベースに残っている。

##### (4) その他のデータ

Namwater は顧客セクター別に年次別の水消費データを持っている。

## 7.1.2 新規データベース

エネルギー予測モデル(Sectoral Energy Forecasting Model)に使用できる新しいデータベースを作成した。ソフトは Excel を使用した。このデータベース・予測モデルは他のデータベースを必要としない構成になっている。

このデータベース/モデルには予測に必要な全てのデータが含まれている。これまでの実績データはこのデータベース/モデル内で更新することができる。従って、高度なテクニックを必要とするような複雑なデータベースを使用せずにデータの維持と更新が可能である。データベースの利用に当たって特別のトレーニングは必要なく、またオペレーション・マニュアルも不要できわめて簡単に使用できるシステムになっている。必要な知識は Excel とパソコンの使用方法だけである。

以下に説明する時系列データは、グラフの形でデータベース内に保存されている。この新しいデータベースは容易に拡張することができる。時系列データを拡大する(予測データを実績データに変更する)時は、年末に予測値を実績値に置き換えるだけでよい。顧客カテゴリや顧客の追加入力も簡単である。さらにカテゴリやセクターの細分類も可能である。

データベース/モデルの印刷は簡単である。データは大きな Excel スプレッド・シートに書き込まれているので、A3 サイズに印刷しなければならない。用紙は連続用紙を使用するのが便利である。過去または将来の時系列データを印刷する時には、スプレッド・シートも一緒に印刷することができる。

### (1) 経済データ

データベースには経済セクター別の GDP データ(単位：百万ナミビア・ドル、1980 - 96年)が含まれている。スプレッド・シートに書き込まれたこのデータは CSO から入手した。データベースには南アフリカの GDP データも含めた。理由は両国間には依然として深い相互関係が存在しているからである。南アフリカの GDP データを含めたことによって2国間の成長率の比較等も可能になっている。

予測モデルではこれらのデータを使用して、経済セクター又はサブセクター別の年成長率とシェアを計算できる。データベースには 1980 年～1996 年の消費者物価指数で表したインフレ率も含まれている。

CSO から入手した人口統計(1980～1996年)もこのデータベースに書き込まれている。今後の人口予測については 2020 年までのデータが書き込まれている。実績データと予測データのつなぎの部分は固定年の設定と内挿補間によって調整されている。

## (2) 消費電力量データ

データベースにはカテゴリ、セクター、サブセクター及び主要顧客の消費電力量が年次別データ(1980~1996年)で含まれている。各年のデータは NamPower から入手した月別データ(コンピュータ・ディスク)から作成した。但し、1988年以前の販売データは NamPower のレポート(ハードコピー)から抽出した。データベース/モデル内では、大口電力のデータは以下に示す分類で書き込まれている。顧客別データは経理番号と共に入力されている。

### a) MunicipalityとTown

- Windhoek Municipality
- Walvis Bay Municipality
- Swakopmund Municipality
- Otjiwarongo Municipality
- Oshakati Town
- Okahandja municipality
- Luderitz Town
- Keetmanshoop Municipality
- Mariental Municipality
- その他の Municipality および Town
- Local Authority の合計値

### b) 鉱山

- ウラン鉱山: Rossing
- ダイヤモンド鉱山: Oranjemund
  - Auchas
  - Elizabeth
- 銅鉱山: Tsumeb
  - Kombat
  - Otjihase
  - Klein Aub(閉山)
  - Oamites(閉山)
- 錫鉱山: Uis(閉山)
- 金鉱山: Navachab
- 亜鉛鉱山: Rosh Pinah
- その他の鉱山: 1グループとした
- 鉱山関係の合計

- c) 工業
  - 既存の工業を1グループとした
  
- d) 揚水
  - 主揚水系統別の分類
  - 残りを1グループとした
  
- c) 政府及び政府外郭機関
  - 1グループとした

### (3) その他のエネルギー・データ

MME データベースから液体燃料と石炭の消費データを変換係数と共に入手した。これらのデータを使用して1991～1996年の年間エネルギー消費量(MJ)を計算した。

### (4) その他のデータ

水消費データについては Namwater から主要カテゴリ別のデータ(1984/5～1996/7 年)を入手した。これよりも古いデータについては、第一次国家開発計画(NDPI, 1995)からの抜粋により1980年～1996年のデータを得ることができた。

データベースには各種エネルギーの価格データの他に GDP、エネルギー消費量、水消費量等のいわゆる二次データも含まれている。これらの二次データはデータベースの一次データと予測モデルを使用して計算したものである。

## 7.1.3 データベース管理

データベースは年に一度は定期的に更新しなければならない。但し、変更又は修正があった場合、あるいは誤記が見つかった場合には、すぐに修正しておかなければならない。そして、予測計算もやり直しておかなければならない。データベース内のデータには日付を入れておかなければならない。更新した時には日付データも修正し、最新バージョンを特定できるようにしておかなければならない。

データのセキュリティも非常に重要である。コンピュータやハード・ディスク・ドライブのトラブルに備えてバックアップ・コピー(ディスク)を作っておくことも必要である。

スプレッド・シートはハードコピーを作っておくことが望ましい。データベース/モデルへのアクセスをパスワードで制限することも必要である。セル(データを保存/入力する場所)の保護は必要に応じて実施できる。セルの保護機能は Excel の標準機能として付属している。

データベースは継続的に改良しなければならない。国レベルでの Standard Industrial Classification (SIC)コードを導入して、全てのエネルギー・サプライヤが統一して SIC コードを利用するのが望ましい。

SIC の最新バージョン(第 5 版、1993 年 1 月)は中央統計局(南アフリカの Pretoria)から入手可能である。なお、報告書には SIC 最新バージョンのコピーを添付した。主分類/主グループのリストも参考として添付している。

経済活動の分類方法を統一するための規格(SIC)は、国際標準産業分類(ISIC)をベースにして作成されている。ISIC は 1949 年に初版が発行され、これまでに 3 回改正されている。

## 7.2 小口電力のデータベースとマニュアル

Excel で作成した小口電力の予測モデルには、予測に必要な総合データベースが含まれている。このデータベースの統計情報は、複数の資料を処理して作成したものである。ここで作成した予測モデルは、ナミビアのような電力需要が比較的小さい国に適用できるものである。

### 7.2.1 既存データベース

ナミビアには、小口電力の需要予測に必要な種々のデータが入力された単独のデータベースはない。必要なデータは様々なソースから収集しなければならなかった。

#### (1) 人口関連データ

人口統計資料は CSO がデータベース及び報告書の形で管理している。1991 年度国勢調査の結果は、米国国勢調査局の国際統計プログラムセンターが開発したソフト IMPS (Integrated Microcomputer Processing System)を利用して整理・検証されている。統計データの分析には IMPS と SPSS PC 統計プログラムを使用した。1993/4 年度の NHIES 調査でも IMPS が使用されている。但し、この時はデータの抽出・分析には SAS-PC が使用されている。

これらの 2 つの統計データは信頼性の高いものであり、今回の小口電力の予測には必要不可欠なものであった。需要予測では主データとして 1991 年度国勢調査の結果を利用し、補足データとして NHIES の調査結果を利用した。

人口分布のデータは複数の政府機関から入手した。これらのデータは統一されたデータベースで整理されたものではなかった。そこで、Friedrich Eberit Stiftung が開発した

Regional Resources Manual(地域資源マニュアル)の形に整理した。同マニュアルは人口分布の主要データとして利用した。

## (2) 地方電化データ

地方電化計画及びその進捗状況に関する資料は、部分的ではあるが MME がレポートの形で管理している。地方電化プロジェクトの進捗状況をモニタリングするための統一されたシステムは存在していない。本需要予測では、地方電化に関するデータはこのレポートをベースにして作成した。Northern Electricity の請求記録からは北部地方の顧客の種類と数を推定することができた。

データが不備のために、地方電化の現状を正確に把握することは極めて困難であった。将来、地方電化の大規模プロジェクトを進めるにあたっては、電化の進捗状況のモニタリングとレポートの方法を定めることが先決であると考えられる。

## (3) Rural Electricity 消費データ

Rural Electricity 消費データは、NamPower および Northern Electricity の電気料金請求書と MRLGH のデータから推定することができる。NamPower と Northern Electricity は、地方の電力消費データを顧客経理番号で整理して管理している。本調査団に提供された記録では、顧客の種類別の消費量や地域別の消費量は不明である。従って、1997 年以前の地方での電力消費量のデータは非常に限定的で、しかも信頼性の低いものである。MRLGH は人的あるいは物的資源の不足により配電システムの管理・運用が十分でなかったと思われる。

これまでの地方電化計画では過去の電化計画がレビューされておらず、計画規模を決定するための負荷調査も実施されていない。概して言えば、電化対象となる村の家庭数、事業ユーザ数および公共サービス機関数だけを調査して電化計画が決められてきたということである。

### 7.2.2 新規データベースとマニュアル

作成した小口電力の需要予測モデルには、予測に必要な全ての統計情報の総合データベースが含まれている。このモデル/データベースは他のデータベースを必要とせず単独で使用できるものである。

#### (1) 小口電力の予測手法

大口電力と小口電力では予測手法が全く異なる。地方電化の予測に使用した手法は次のステップからなる。



- ・ 顧客の分類 : ナミビアの全小口電力を消費量と需要特性に応じて分類する。
- ・ 分類別の人口予測 : 各分類の将来の需要家数、既存データをベースにして年度別に予測する。これによって分類別の潜在需要を予測する。
- ・ 電化率の予測 : 電化率は通常、電化計画及びエネルギー/電化政策によって決定されるものであるが、ここでは各年度の GDP に比例して電化計画の規模が決まると仮定して、各年度の電化率を予測した。この予測結果に基づいて仮想の地方電化計画を策定した。
- ・ 顧客分類別の消費予測 : 各分類の代表的顧客について電力消費量と最大電力を推定した。この推定にはナミビアと南アフリカの実績データおよび他の発展途上国の地方電化計画を考慮した。

以上のデータを一つの予測モデルに組み入れて、小口電力の消費量及び最大電力の予測を行った。

## (2) データベースとモデル構造

予測モデルは Excel のワークシートに書き込まれ、ワークシートの内容は Region 別の予測モデル、補助データおよびチャートで構成されている (Figure 7.1)。

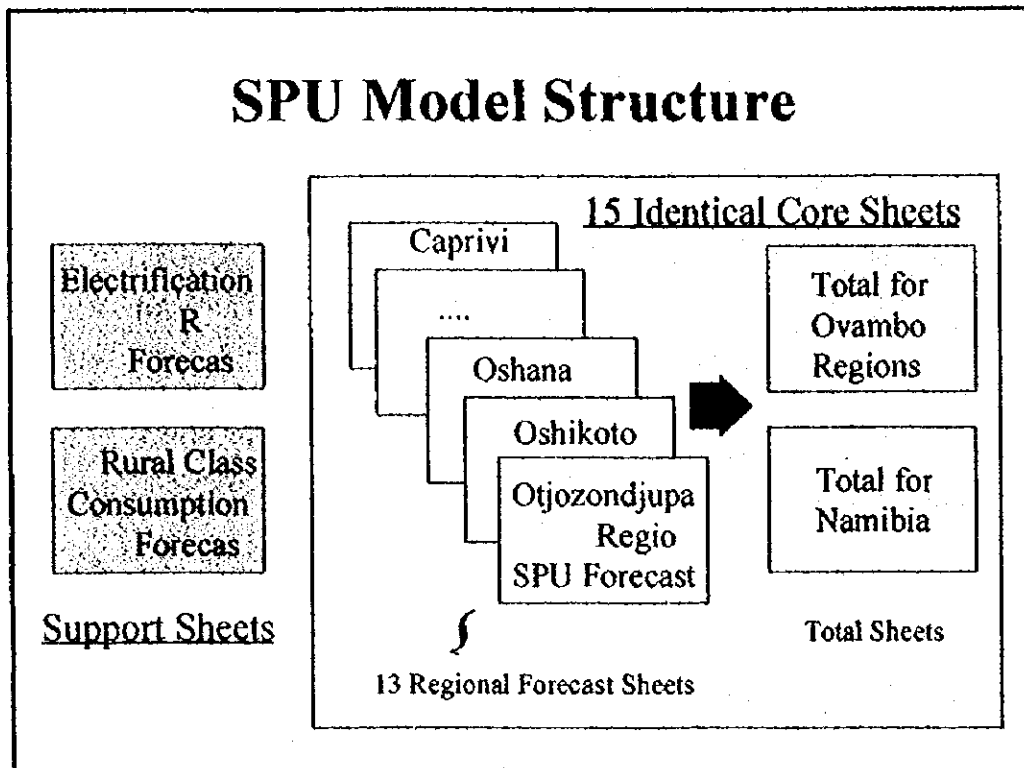


Figure 7.1 – SPU Model Structure

コアシートは Region 別の合計 13 枚である。これらのコアシートには Region 名の頭文字をとって名前を付けている。各コアシートの名前は Cap、Ero、Har、Kar、Kho、Kun、Oha、Oka、Oma、Omu、Osha、Oshi および Oij である。

総計用のシートとして 2 種類のシートを作成した。一つは国全体の合計を計算するシート (Total) で、もう一つは旧 Ovamboland を構成している 4 つの地域の合計を計算するシート (Ovambo) である。Ovambo シートは MME の要請に応じて作られたものである。

この他に幾つかの補助シートを作成した。Local および Refs シートはコアシートに入力すべき分析データを作るためのシートである。Cons シートは顧客分類別の年平均電力消費量の予測を計算するシートである。

GDP 成長率と電化率を示すシートを別に作成した。GDP 成長率を示すシートは 2%、3.5% および 5% の 3 種類である。電化率を示すシートの名前は Rates である。最後に、予測結果を様々な角度から表わすチャートを作成した。

### (3) コアシートおよび総計シート

13 枚のコアシートと総計シートのフォーマットは全く同じである。これらのシートの概要を以下に示す (Figure 7.2)。

a) 人口増加予測

最初のセクションはUrban areaとRural areaでの人口増加予測データを示す。これらの用語の定義は1991年度国勢調査の定義と同じである。Region別の人口増加率は現時点では全国平均値と同じに設定されている。つまりTotalシートに示されている値と同じ値が各コアシートでも使用されている。但し、Region毎に人口増加率を入力することも可能である。都市化率についても人口増加率と同様、全国平均値をそのまま採用しており、これも地域毎に変えることが可能である。Totalシートには、シナリオ別に人口増加率(Growth)と都市化率(Urbanisation)が入力されている。シナリオの種類はTools/Scenariosメニューから選ぶことができる。

人口増加シナリオには現在、4種類が入力されている。この内の3種類は暫定人口予測(Provisional Population Projections)に示されている数値である。残りの一つは、UNDPレポートに示されているエイズの影響を考慮した場合の人口増加率である。都市化率についても4種類のシナリオを入力している。都市化率3%のシナリオは、人口増加率と同じ値をそのまま当てはめた参考ケースである。5%および5.4%の都市化率は合理的であると思われる。8%シナリオはNDPIで指摘されている数値であるが、現実的とは思われない。

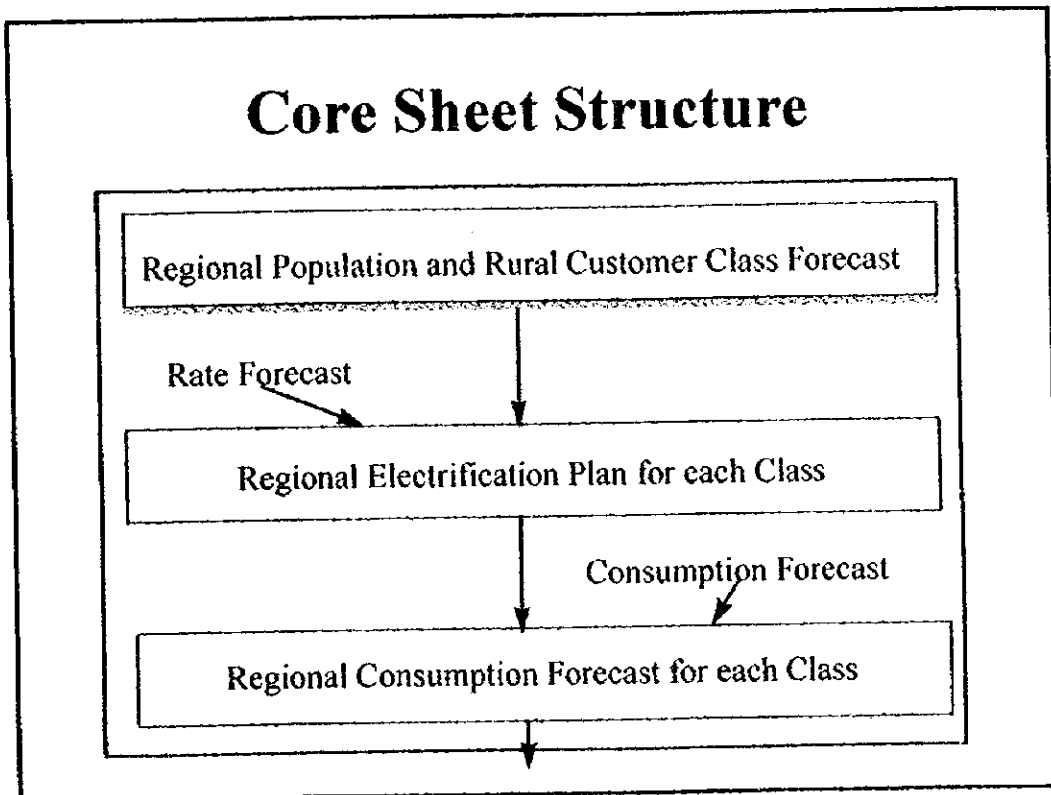


Figure 7.2 - The Core Sheet Structure

b) Rural Household予測

このセクションは人口統計データから導かれたUrban and rural householdのデータである。1 householdあたりの家族数はRegion毎に異なり、この数値は1991年度国勢調査の結果から抜粋したものである。1 householdあたりの家族数は予測期間中を通じて一定とした。Rural Householdは需要内容と電化率が異なるためVillageとDispersed householdに細分類した。この細分類は1994年のNHIES調査報告書に述べられているLocality sizes and demographic attributesを基準にして作成した。細分類の補助データは、LocalシートとRefsシートに入力されている。なお、Rural householdとDispersed householdの合計が1991年度国勢調査の結果と一致していないケースがある。

c) その他のRural classの顧客の予測

各Regionにおけるその他のRural classの人口増加予測は、各種ドキュメントに示されているデータおよび地方関係者の面談調査で得た情報に基づいて実施した。多くの場合、これらの分類別の予測値は国全体の平均増加率にほぼ等しいことが分かった。

d) 地方電化計画

地方電化計画、即ちカスタマータイプ別の年間の接続増加数は、予測のために作成した仮想の地方電化計画を表すデータである。これはMMEが示したように、また各種ドキュメントにあるようにRegionの電化優先度についての想定から引き出されたものである。

この仮想電化計画は実際の計画とは無縁のものである。仮想電化計画はRateシートに示されている総合電化率を計画目標にして電化を進めることを前提にし、GDPの成長率に比例した進捗で電化が実施されると仮定したものである。なお、地域別の電化率はかなり独善的に決めている。従って全体の需要は合計接続数の予測に基づいて正確に予測できるが、地域別の需要予測は正確でないと思われる。この仮想電化計画は実際の計画値が明らかになった時点で、それに基づいて修正されなければならない。

e) 地方電化の対象となる総顧客数

このセクションは電化計画によって新たに電化される顧客数と、既電化顧客数の合計値を示す。

#### f) 顧客分類別電化率

このセクションは顧客分類別の現在の電化率を示す。電化計画実施後の全電化数と、顧客人口予測による全顧客人口を比較することによって、計画と達成目標の妥当性を評価することができる。

#### g) 地方での電力消費量

Region毎の顧客分類別の年間電力消費量は、Consシートに示されている顧客数と年間消費量の予測データをもとに算出した。一つのRegionの顧客分類別の消費量を合計すると、そのRegionの年間総消費量が得られる。

#### h) 地方の最大電力

Region別の最大電力を仮想負荷率法で推定した。負荷率は40%とした。

### (4) 電化率の予測

ナミビアでの電化の進捗は主として財政面からの制約を受けることになる。本調査団は、過去6年間の電化予算の対GDP比率が今後も一定に維持され、1接続当たりのコストが変わらないものと仮定して電化率を予測した。今後のGDP成長率については2%、3.5%および5%の3種類を想定した。電化率予測結果はRatesシートに示されている。Ratesシートには政府のエネルギー政策に示されているGDP成長率ベースの予測結果と、独立以降の電化の進捗がそのまま維持されると仮定した場合の予測結果も示されている。

### (5) 補助シート

Refsシートにはデータ収集に使用したドキュメントのリストが収録されている。データによっては、ドキュメント毎に異なる数値が示されているものがあったが、このような場合には最も正確であると思われる値を採用するようにした。Refsシートは予測モデルで作成した表を収録し、また予測結果のレポートにも掲載されている。その他、1991年度国勢調査による人口統計データ、予測結果および1993/4年度NHIES調査結果とのそれぞれの比較表も収録している。Localシートには、地方の家庭を村と分散型集落の家庭に細分類した表と計算結果を収録している。なお、この作業は出典毎にデータの定義がばらばらであったために複雑を極めた。

### (6) 予測モデルで使ったデータ

ここでは使用したデータ・ソースと、データ処理の方法を説明する。将来、予測モデルを更新する場合には、実績データの再処理が必要であると思われる。

a) 人口予測データ

Rural householdのRegion別人口、Urban and rural household数は1991年度国勢調査の結果による。Institutional population（寮や刑務所にいる人口）はUrbanと考えることができる。1991年度国勢調査の結果にはWalvis Bayの人口は含まれていないが、この飛び地はほとんど完全にUrbanであり、Rural populationの数値には影響しない。

予測モデルでは幾つかの人口増加シナリオを想定した。最初の3つのシナリオは、CSOが1994年に発行した暫定人口予測(PPP)レポートに示されている成長率そのものである。第4のシナリオとして、UNDPの予測によるエイズの影響を考慮に入れたシナリオ(Moderate PPP)を作成した。人口増加率は全国平均(Totalシートの11行目に示す全国平均値)で一律とした。但し、必要ならRegion別に増加率を設定することは可能である。

都市化率も全国平均(Totalシートの12行目)で一律とした。都市化率についても複数のシナリオを用意した。都市化率は地域間の人口異動を表す指数である。各シナリオの都市化率は3%(人口増加率と同じ値)、5%(基準ケース)、5.4~5.8%(Windhoek Municipalityによる予測値)および8%(NDP1に示されている値)である。人口増加率と同様にRegion別に都市化率を設定することは可能である。

1991年度国勢調査結果に示されているRegion別人口とHouseholdの数値から、Urban and rural household当りの人数を計算した。そして、この値を使用して将来における地方のHousehold数を予測した。Rural householdをVillageとDispersed communityの細分類は、1991年度国勢調査データおよび1993/4年度NHIES調査によった。

b) 電化率予測データ

電化率の予測をおこなうためには、地方電化計画が予め決まっていなければならない。予測のために、ここでは仮想の電化計画を作成した。この仮想電化計画はMMEからの情報、過去の電化プロジェクトに関する資料およびエネルギー政策をベースにして作成した。

仮想計画ではMMEの重点に従って、北部RegionのRural areaが優先的に電化されるものとした。北部Regionでは経済発展の刺激策として特にビジネスの電化が優先されるものとした。仮想電化計画は小口電力の予測報告書の中に示されている。この仮想電化計画は独善的なものであり、Region別の需要予測は正しくないと思われるが、合計需要値は電化率の仮定を正しく反映しているはずである。従

って実際の電化計画が定まった時点で、実際に計画されたRegion別のグリッド接続数を入力しなければならない。

### 7.2.3 データベース管理

予測モデルに入力されているデータはいつでも修正することができる。ユーザが変更可能なデータの種類は次の通りである。

#### (1) 人口統計データ

近い将来においては、人口データまたは人口増加予測のデータを変更する必要はないであろう。但し、次の国勢調査以降もこの予測モデルを使用する場合は、13枚のコアシートに新しい人口データおよび Household データを入力しなければならない。エイズの影響が衰えない場合には、Total シートの人口増加率を修正するかまたは AIDS シナリオを新たに作成する必要がある。人口データを変更しても電化需要予測には影響しないが、電化の達成率は変わってくる。

#### (2) 現在の電化率

予測モデルに入力されている電化率の現在値は、限定された情報から導かれた値である。人口データと同様に、電化率の情報は需要予測に影響をおよぼすことはなく、電化計画及び進捗状況の評価とモニタリングに使用する値である。MME は今後の電化計画の進捗状況を体系的な方法でモニターし、モニター結果に基づいて予測モデルのデータを毎年、定期的に見直していくべきである。そうすることによって、状況の変化に応じた最適な実施計画を得ることができる。

#### (3) 地方電化計画

このセクションは予測モデルの中で最も重要である。予測の中で作成された仮定の電化計画は、実際の電化計画とは異なるものである。現在の Region 毎の需要分布は仮定の上に成り立っているために正しくない。従って実際の電化計画が策定された時点では、Region 毎の顧客分類別の需要データを正しい値に修正しなければならない。そして、予測計算をやり直して全てのチャートおよび表を差し替えなければならない。

#### (4) 地方顧客消費データ

Rural customer タイプ別の年間想定消費電力量は、Cons シートに収録されている。これらのデータ・ソースは NamPower と Northern Electricity の電気料金請求書の記録である。大多数のケースで、Rural customer の年間消費電力量の伸びはないと想定した。

Rural customer に電力を供給している団体 (MRLGH、NamPower、Northern Electricity 等) は、早急に次のことを実施することが強く望まれる。

- ・ 全ての地方顧客を需要予測と同じ分類基準、または SIC 分類基準(大規模顧客の分類にはこちらが適している)で分類する。
- ・ 顧客分類別の全顧客数および総消費量を毎月定期的に MME に報告し、予測モデルの更新データとして保存する。

MME は地方電化計画の進捗状況と各 Customer class の電力消費の増加率を表すこれらのデータを追跡管理すべきである。これらのデータのトータルは予測モデルを毎年更新するのに使用できる。

#### (5) データベースのセキュリティ

データベースのセキュリティは見逃ごされがちであり、データの喪失あるいは部分的な破壊によって初めてその重要性に気付くことになる。Excel スプレッド・シートの作成には、数人で数カ月を要するような膨大な作業が必要である。この意味からもデータの保護対策を十分しておくべきである。小口電力の需要予測モデルのセキュリティを考えるには、次の2つの側面を考慮しなければならない。

第一は Excel ファイルそのもののセキュリティである。各ファイルは2つのバックアップコピーを作り、予測モデルがインストールされているコンピュータでそれぞれ別の場所に保管しておくこと。これらのバックアップ・ファイルは正のファイルと一緒に更新されなければならない。

第二は、ファイルに含まれている重要情報のセキュリティである。関係者以外の者によるアクセスあるいは改変を制限しなければならない。そのためには、予測モデルをパスワードで保護するのがよい。Excel ソフトウェアはパスワードによる保護が可能である。

### 7.3 最大電力(MD)予測データベースとモデル

#### 7.3.1 Contribution to Load Factor (CLF) MD モデル

最大電力予測モデルは、CLF 法を表計算で実現する非常にシンプルなモデルである(Figure 7.3)。最大電力は、2つの予測モデルで計算された顧客分類別の販売電力量の合計値から算出される。この予測モデルにはデータベースが不要である。NamPower 系統の負荷曲線の時系列データは、NamPower 自身が保有している負荷曲線のデータベースから抜粋する形で入手した。



### 7.3.2 MD 予測に関する提言

同時負荷率の値は、Eskom のこれまでの豊富な負荷リサーチと実績に基づいて決められている。顧客構成、料金体系、料金レベル等については Eskom と NamPower で大差なく、Eskom での実績値は十分な精度でそのまま当てはまるものと考えてよい。但し、大口電力の負荷曲線と小口電力のサンプルを入手して、同時負荷率を検証してみることが強く望まれる。

負荷リサーチによって負荷率、不等率、季節による需要変動、需要の気温依存性等の情報が得られれば、さらに最適な将来の拡張計画が得られるはずである。負荷リサーチは将来予測、最小コスト・システムの計画、コストを反映した料金制度の計画、販売契約にあたって不可欠である。エネルギー政策で提案されているように、ナミビアが電力産業の育成によって完全自給を目指すのであれば、負荷リサーチの重要性はさらに増す。

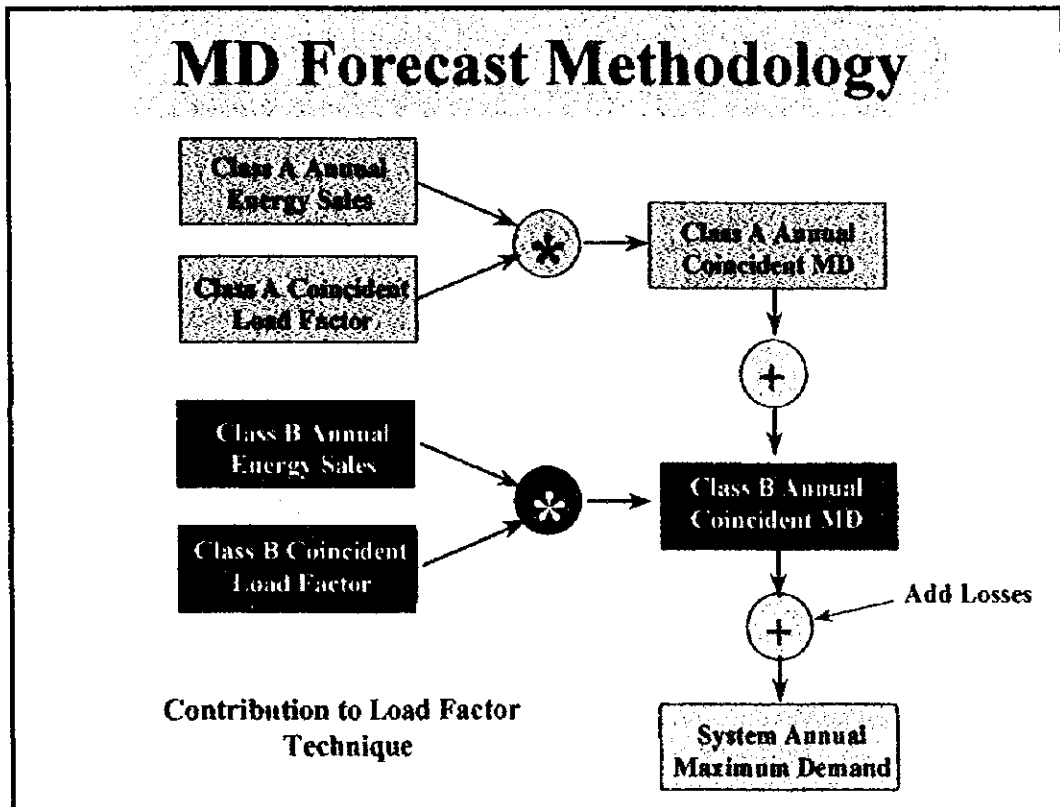


Figure 7.3 - Maximum Demand Forecasting Methodology

(注) SIC Code Summary を Annex-1 に添付

### 7.3.2 MD 予測に関する提言

同時負荷率の値は、Eskom のこれまでの豊富な負荷リサーチと実績に基づいて決められている。顧客構成、料金体系、料金レベル等については Eskom と NamPower で大差なく、Eskom での実績値は十分な精度でそのまま当てはまるものと考えてよい。但し、大口電力の負荷曲線と小口電力のサンプルを入手して、同時負荷率を検証してみることが強く望まれる。

負荷リサーチによって負荷率、不等率、季節による需要変動、需要の気温依存性等の情報が得られれば、さらに最適な将来の拡張計画が得られるはずである。負荷リサーチは将来予測、最小コスト・システムの計画、コストを反映した料金制度の計画、販売契約にあたって不可欠である。エネルギー政策で提案されているように、ナミビアが電力産業の育成によって完全自給を目指すのであれば、負荷リサーチの重要性はさらに増す。

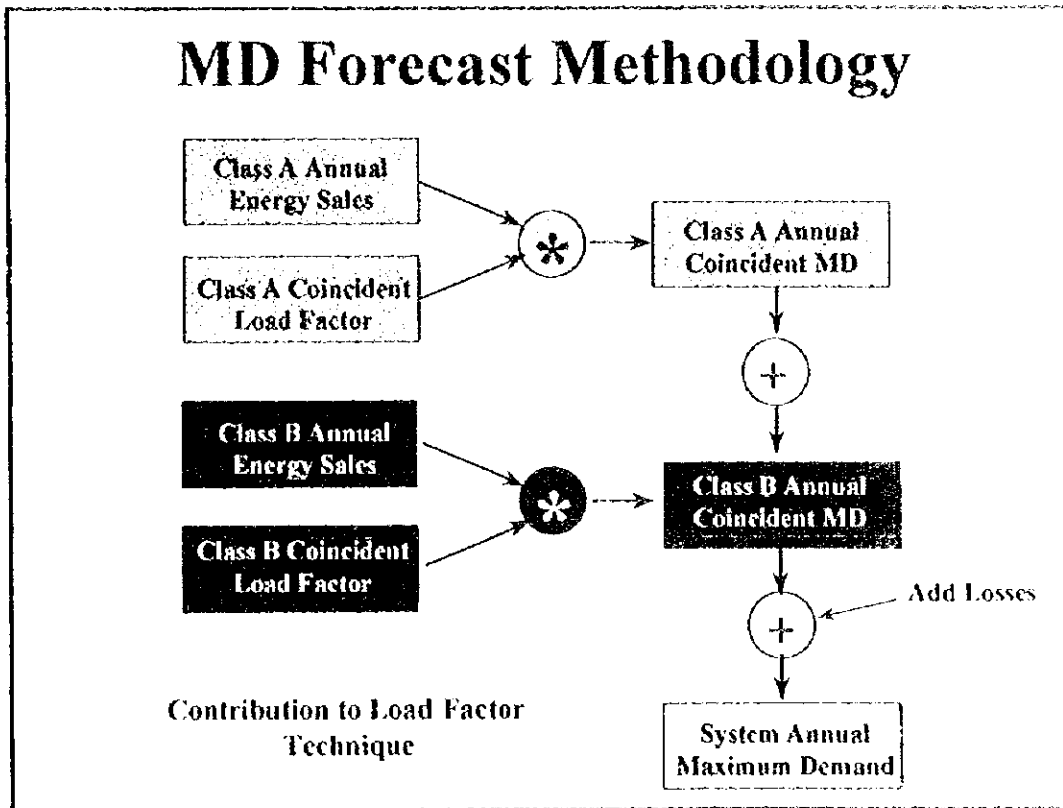


Figure 7.3 - Maximum Demand Forecasting Methodology

(注) SIC Code Summary を Annex-1 に添付

## 第8章

### 地方電化

## 第8章 地方電化

### 8.1 地方電化の現状

1997年のナミビアでは、約30%の家庭に電力が供給されている。都市部における電力供給率は75%以上にのぼるが、地方ではわずかに8から9%の家庭にしか電力が供給されていない。地方の電力供給は、46の地方自治体などの組織が、都会と周辺の需要家に電力を供給している。NamPowerは大規模な鉱山、産業、約1,500のCommercial farmに電力供給を行っている。地方における電力供給は主にMinistry of Regional and Local Government and Housing (MRLGH)の担当で、ナミビア北部における電力供給の運営、管理に関しては民間のNorthern Electricity (NE)社と契約している。NamPowerは地方の主な送配電にも関わり、特定の需要家に対して直接電力を供給している。

### 8.2 地方電化に関する政府の政策

1998年のナミビアのエネルギー政策白書(ドラフト)によれば、電力供給を受けられるRural householdは、1991年の5%から1997年の9%まで上昇したと推定される。グリッドはRural Areaで広がりつつあるが、Rural householdの大部分が電化される事はない。理由として、地方に点在する集落に電力を供給するのは大きな費用がかかることと、この地域の電力消費量が少ないことがあげられる。しかしながら、電力の供給によりRural householdの生活が向上することも事実である。電力はまた地方で生活する人々の施設、例えば診療所、教会、学校や地場産業にも重要である。政府としては経済的に実現可能な地方電化を継続し、施設や小企業、各家庭を支援していきたい。グリッドから外れた地域では再生可能エネルギーの利用をはかり、水の供給も含めて地域施設、小ビジネスやHouseholdの支援を行う。

エネルギーが安定して安価に使えるようになれば、地方の経済発展と社会発展のために役にたち、かつて不均衡だったバランスも是正できる。電力供給はこのような意味で重要な役割を担う。現在進行中と計画中のプロジェクトをあわせて、2000年までにさらに12,000のRural householdに電力を供給する計画である。地方における社会経済的な状況を向上させ、明確な効果をもたらすために、政府は2010年までにRural householdの少なくとも25%がグリッドからの電力の供給を受けられるようにしたいとしている。Rural areaにあるCommercial farmと、そこで働く農民の要求に対する考慮もなされなければならない。

25%の目標を達するためには、年間で最低30MN\$の投資が必要になる。MMEのEnergy directorateが地方電化プログラムの統括責任を持っている。

グリッドから離れた地域では、グリッドからの電力供給の代わりに石油の供給と組み合わせた再生可能エネルギーの活用を図る。短期的、中期的に見てグリッドへの接続が困難な地域では、再生可能エネルギーの利用が暫定的かつ第一段階の解決策として考えられる。

### 8.3 MMEによる地方電化プログラム

MMEによる地方電化は NORAD 基金により 1991 年に旧 Owambo で開始され、1992 年にナミビア政府の経済援助の下で Okavango まで拡大された。ナミビア東部と南部では、同政府とノルウェー政府の共同援助により逐次電化された。またナミビア西部の農村部も電化されつつある。

地方電化プログラムは、時計回りの方向に進んでいる。ナミビア北部のマスタープラン調査（概念設計のみ）は MME の資金で、Reselec & Stewart Scott により 1997 年から実施中である。これは政府の地方電化プログラムに基づく（時計回りに一巡した後の）第二回目の実施である。

地方電力プロジェクトのプライオリティーは、社会・経済的なセンターである学校、診療所、病院、教会、伝道所、開発プロジェクト、公的機関に与えられているが、これは注意を払うべき大事な点である。これまでの地方電化は、都市開発とみなすこともできる。それは社会的な機関、つまり地方の比較的大きい機関や、周辺の Household のみに電力供給が行われてきたからである。これから広い地域に点在する電力消費が少ない Rural household に電力を供給することになれば、コストがますます高くなっていく。

1996 年から 2000 年の間に、以下に示す Rural center がグリッドに接続される予定である。

(1)Aroab、(2)Koës、(3)Klein Vaalgras、(4)Kommnarib、(5)Blou-Wes、(6)Koichas、(7)Gabis、(8) Warmbad、(9)Tsumis、(10)Schlip、(11)Rietoog、(12)Duineveld、(13)Fransfontein、(14)Kamanjab、(15)Orumana、(16)Anker、(17)Erwee、(18)Omatjete、(19)Tubusis、(20)Spitzkoppe、(21)Otjimbingwe、(22)Lisikili、(23)Kalimbeza、(24)Isize、(25)Bukalo、(26)Ikumwe、(27)Ngoma、(28)Gunkwe、(29)Makolonga、(30)Masokotwani、(31)Malundu、(32)Kanono、(33)Chichimani、(34)Muketela、(35)Linyandi、(36)Mafuta、(37)Imukusi、(38)Aus、並びにその近郊

#### 電化前のディーゼル発電設備の実態

1994 年 SWAWEK の記録によると主系統内で電気事業用に使用されていたディーゼル発電設備は Paratus 発電所の 24MW だけである。自家用として独立系統で Department of Works (DoW)が政府系建物や社会サービス施設に配電するために 45MW を運転していた。他に独立系統として Katima Mulilo に電気事業用 3MW がある。

1995年 Torbich の Owambo 現地調査によると、Owambo 地域 30 settlements に各種容量のディーゼル発電機 100 台が設置され、DoW により運転・保守されていた。このうち約半数が公共建物に設置され、残りが商店、民家、伝導所に設置され、ほとんどすべてに予備セットがある。ディーゼル発電機の設置場所、容量、用途、燃料消費を次に示す。

Locality	Capacity	Use	Cosumption
Okahao	500kVA	hospital, admin, schools	20,000 l/mtn
Tsandi	580kVA	2 schools, hospital	20,000 l/mth
Onesi	433kVA	school, clinic	15,000 l/mth
Outapi	125kVA	school	10,000 l/mth
Outapi	300kVA	clinic	20,000 l/mth
Anamulenge	not reported	clinic, 3 schools	30,000 l/mth
Oshikuku	400kVA	mission hospital, 3 schools	30,000 l/mth
Omungwelumc	216kVA	school	7,000 l/mth
Ongha	50kVA	school	5,000 l/mth
Engela	178kVA	mission, hospital	6,000 l/mth
Oshigambo	30kVA	school	1,200 l/mth
Enhana	360kVA	school	11,000 l/mth
Okongo	10kVA	hospital	600 l/mth

[Source: Review of Owambo Rural Electrification Programme, EDRC 1995]

Owambo 地方電化に関する EDRC レポート(1995 年)では計算プロセスが不明であるが、DoW ディーゼル発電機の燃料費を含む運転・保守費を 63Nc/kWh(1995 年価格)と示している。一方これにかわる MRLGH の電気料金はエネルギー・チャージが 29Nc/kWh (1997 年価格)であるので、今までのところ地方電化計画により政府は燃料費削減によるメリットを受けている。

## 8.4 NamPower による地方電化計画

### 8.4.1 導入

地方電化計画を含む NamPower の電力マスタープランは、基本的に 1996 年から 2006 年までのナミビアにおける発電容量、送電、配電システムの開発に対してフレームワークをセットしている。

このマスタープランは MME の地方電化プロジェクト・スケジュールと協調するよう企画されている。このプロジェクト・スケジュールは数多くの小さな Rural settlements に電力を供給しようと努めている。これらの Settlements の多くは Section 8.4.3 の新しい Commercial farming projects でカバーされる地域に入るものである。これらの地域に入らないものは Communal area projects として Section 8.4.2 で取扱われている。

Section 8.4.2 は Communal areas に達するよう企画されたプロジェクトを扱っており、それは MME により確認されたプロジェクトを含む。

Section 8.4.3 は新しい Commercial farm プロジェクトの記述で、古い計画に含まれないプロジェクトと地域が限定されている。これらのプロジェクトでは 132kV または 66kV レベルでの線路延長のための投資が必要になる。またこれらのプロジェクトのいくつかは Rural communal settlement の電化も含んでいる。

新たに Commercial and Communal farming areas へ電力を供給するために、少なくとも 12 カ所の 66/33kV 新設変電所と変電所までの 66kV 配電線が約 800km 必要になる。

新旧の変電所から 3,500 の Commercial farm まで、26,000km の 22kV ないし 33kV の配電線を設置する必要がある。この地域には小規模の Settlement が点在し電力を必要としている。

NamPower では、計画中の配電設備を整備するために最低 30 年、費用は 900MNS\$(1996 年価格) かかると考えている。

#### 8.4.2 Communal Area の電化計画

NamPower は「地方電化計画」の中で以下のように述べている。

このプロジェクトは、社会的な意味において重要であると言わざるをえない。Communal area における電気に対する必要要件は、Commercial farm とは大きく異なっている。住居に電気設備を備えても、通常の料金レートで電力料金を支払える人は實際上ほとんどいないからである。これらの地域の一般の人々に適用される特別価格の小容量供給設備を考えなければならぬ。

いかなる方法で電力を供給すればこれらの地域の人々が電力料金を支払うことができるのか、また経済的および長期的に見て彼等の電力に対する必要要件は何であるかを定めるために、徹底したスタディをするよう NamPower は提案している。この目的を満たす技術的解決法が見つかり資金の手当ができれば、地方に住む人々の家庭に経済的で現実的な方法で電力を供給するプロジェクトが実施される。

MME によって確認されたプロジェクトを Table 8.1 に要約した。ここでは高圧配電線の延長に必要な大まかな費用が表示されている。しかしこの費用には低圧配電線 (400V/230V) の建設コストが見込まれていないので、これらについては MME の予算計上が必要になる。

Table 8.1 Communal Projects (As of 1996)

No.	Area	66kV			33/22/11kV		Supply point cost	Total III Cost	Commercial Scheme:
		Line km	Line cost	S/S cost	km	cost			
1	Aroab / Koes	110	4400000	1300000	110	2420000	500000	8620000	Scheme 24
2	Tsumis, Schlip, Duineveld	0	0	0	100	2200000	300000	2500000	Scheme 17
3	Riehoog	0	0	0	25	550000	50000	600000	Scheme 13
4	Fransfontein/ Kamanjab	90	3600000	500000	0	50000	600000	4750000	Being done 1996
5	Orumana	0	0	0	25	550000	50000	600000	
6	Erwee & Anker	0	0	0	40	880000	50000	930000	Scheme 11
7	Omatjette & Tubussis	0	0	200000	60	1320000	200000	1720000	
8	Caprivi 1- Ngoma	0	0	1300000	103	2266000	400000	3966000	
9	Caprivi 2- Linyandi	0	0	0	85	1870000	400000	2270000	
10	Gabis	0	0	0	0	0	0	0	completed in 1995
11	Warmbad	0	0	0	40	880000	150000	1030000	Scheme 28
12	Koichas, Komnarib etc	0	0	0	65	1430000	450000	1880000	
13	Ojimbingwe	0	0	0	50	1100000	150000	1250000	Scheme 22
14	Okongo	120	4800000	1300000	0	0	0	6100000	
15	Aus	0	0	0	50	1100000	50000	2870000	Scheme 27
16	Spitzkoppe	0	0	0	50	1100000	50000	1150000	from Scheme 22
	Total	320	12800000	7100000	763	16836000	3500000	40236000	

Source: NamPower

#### 8.4.3 Commercial Farm の新規電化計画

NamPower のマスタープランの中に 17 件の新計画があり、地方の Commercial farming areas に電力が供給されようとしている。この計画と従来の計画をあわせると、国内の Commercial farm areas のほとんどの農家に電力が供給され、ナミビアの 63% の Commercial farming areas の電化が進み、既存の計画と合わせると 90% の Commercial farming areas が電化されることになる。

新計画は既存の計画への増設も含んでいる。このプロジェクトでは 66kV かそれ以上のシステムの増設は必要ないが、いくつかの既存の変電所に 33kV または 22kV のフィーダーの増設が必要になる。

Commercial farm の新規電化計画の概要を Table 8.2 に示す。



Table 8.2 Commercial Farmer Scheme Summary (As of 1996)

No.	Area	Tot km	cons	km/cons	retic cost	Add cost	System Cost	Tot cost	cost/cust
1	Tschudi	1080	200	5.40	26260000	1800000	2110000	30170000	150850
2	Aranos North	870	159	5.47	21127500	1440000	0	22567500	141934
3	Platveld	1010	183	5.52	24507500	1800000	4350000	30657500	167527
4	Omalako	1360	239	5.69	32907500	2340000	0	35247500	147479
5	Seeis	690	118	5.85	16655000	1080000	1200000	18935000	160466
6	Hochfeld	1380	225	6.13	33172500	2340000	0	35512500	157833
7	Berg Aukas	2335	376	6.21	56070000	4140000	200000	60410000	160665
8	Kalkfeld	1770	281	6.31	42452500	3060000	3150000	48662000	173176
9	Buitepos	325	51	6.37	7787500	540000	200000	8527500	167206
10	Omaheke South	1045	162	6.45	25015000	1800000	200000	27015000	166759
11	Kamanjab	1310	199	6.58	31307500	2340000	1200000	34847500	175113
12	Omaheke North	1160	171	6.78	27657500	1980000	0	29637500	173319
13	Klein Aub	1460	214	6.82	34795000	2520000	1000000	38315000	179042
14	Aranos East x 1	410	60	6.83	9770000	720000	200000	10690000	178167
15	Ombika	500	73	6.85	11912500	900000	200000	13012500	178253
16	Omaere South	655	95	6.89	15597500	1080000	0	06677500	175553
17	Blumfelde	1470	213	6.90	35002500	2520000	400000	37922500	178040
18	Gochas	1115	156	7.15	26480000	1980000	5150000	33610000	215449
19	Omaere North	400	55	7.25	9487500	720000	0	10207500	185591
20	Swakoppoort	342	47	7.28	8111500	540000	200000	8851500	188330
21	Matchless	720	97	7.42	17052500	1260000	1200000	19512500	201160
22	Karibib	725	97	7.47	17162500	1260000	4850000	23272500	239923
23	Mariental East	560	67	8.36	13157500	900000	0	14057500	209813
24	Arwab	2080	238	8.84	48735000	3600000	5950000	58285000	244895
25	Maltahöhe	1720	185	9.30	40152500	3060000	6750000	49962500	270068
26	Mariental West	725	82	9.45	18075000	1260000	0	19335000	235793
27	Konkiep	1800	190	9.47	41975000	3240000	1200000	46415000	244289
28	Karasburg	1825	189	9.66	42512500	3240000	7950000	53702500	284140
29	Keetmanshoop	625	64	9.77	14550000	1080000	200000	15830000	247344
	Total	31517	4486	7.03	749149000	54540000		85184900	189891

Source: NamPower

### 8.5 NamPower のマスタープランと MME の地方電化計画との関係

NamPower のマスタープランのシステム増強計画については他の項目で考察してあるの  
で、本項目ではマスタープランの地方電化計画と MME の地方電化計画の整合性について考  
察する。

地方電化工事の実施において、NamPower は 2 次変電所より Bulk supply point まで 33kV  
級高圧フィーダー(HT)を建設し、それより先の低圧配電網(LT)の建設は MME の責任とされ  
ている。このフィーダーの建設費および保守費は受電側の負担となり、NamPower の供給  
電力料金に加算されている。

地方電化計画そのものは NamPower と MME 間でよく打ち合わせされており、MME の計  
画 (Identified Centres by MME) と NamPower の計画 (Communal Projects/ Table 8.1) の間に

齟齬はない。1996年から2000年までの間にMMEで実施し、あるいは実施する予定の38の町村とRural centerの電化プロジェクトに対するNamPowerグリッドからの電力供給はTable 8.1に示す通りであるが、NamPowerの地方電化プロジェクトのコスト見積りでは低圧配電網建設コストはMMEの範囲であるとしてそのコストを含んでいない。

NamPowerのCommercial farming電化計画(Table 8.2)は1996年より30年以上かけて実施するものであり、多くのプロジェクトは132kVあるいは66kV級の送電線の新設を必要とする。これらのプロジェクトはRural communal settlementを含んでいる。そのためMMEは2000年以降の地方電化計画にNamPowerのこのプロジェクトをうまくかみ合わせれば、そのコストを削減することができる。

## 8.6 オフグリッドの電化と再生可能エネルギー導入

### 8.6.1 再生可能エネルギーに関するMMEの活動

#### (1) 一般事項

現段階では、再生可能エネルギー分野の業務はMMEのSubdivisionであるPrimary Energy Resource Development(PERD)が担当している。ナミビアは現時点で大規模の電力開発については再生可能エネルギーの適用を優先しているわけではないが、将来における再生可能エネルギーの重要性は十分認識している。なお再生可能エネルギー利用の推進のため、ドイツのGTZとノルウェーのNVE(Norwegian Water Resources and Energy Administration)から専門家がMMEに長期派遣されている。

#### (2) 再生可能エネルギーに係る調査

ナミビア政府はドイツGTZの協力を得て、風力と太陽光の資源調査を実施した。Walvis Bayの20MWならびにLuderitzの10MWのWind Parkに係る実施戦略のプロポーザルは完了している。更に1998年3月にMMEはWalvis BayならびにLuderitzでの風力発電のF/Sを実施し、1998年11月に完了する予定である。

また太陽熱発電について、Noordoewerが太陽エネルギーポテンシャルの高い地区として最初に選ばれ、ここで太陽光の詳細測定が完了した。

#### (3) 太陽光発電普及のためのRevolving Fund

##### a) Revolving Fundの概要

ナミビア国は太陽光発電普及のためにRevolving fundを実施している。プロジェクトの正式名称は“Peri-Urban And Rural Energy Supply Revolving Fund”であるが通常このプロジェクトを“Revolving fund”と呼んでいる。これは地方の未電化地域の住民にSolar Home System(SHS)購入のためのローンを組めるようにするものである。このRevolving fundのためにナミビア政府とNORADは共同で1996/7年

度と1997/8年度にそれぞれIMNSを拠出した。このプロジェクトは実施段階に入ったばかりであるが、Pilot phase(試行段階)で50Wp容量のSHSが約100セット設置されており、実施段階で現在100 Wp SHSを主体に約80セットが設置された。ナミビア政府は今後年間約250セットずつ設置して行く計画である。

プロジェクトの実施はNamibia Development Corporation (NDC) がMMEの後援のもとに、MMEとNDCのメンバーからなるSteering committeeを設置し、実施している。

#### b) プロジェクトの目的と実施経緯

プロジェクトの目的は、将来にわたってグリッドからの配電が期待できない非電化の地方に世帯レベルの要求に合ったSHSを用いた電化を促進することによって、地方の生活レベルの向上を図ることである。またこのプロジェクトではSHSの据付工事・保守などを実施できる能力を有する地方の技術者の養成も合わせて行っている。これによって彼らの収入に寄与すると同時にプロジェクトの持続性に寄与することができる。

プロジェクトは1996年4月から1997年までPilot phaseとして実施され成功裏に終了し、1997年末に着手されたSecond phaseに引き継がれ現在に至っている。Pilot phaseでは50Wpタイプの標準セットを設定し、これを普及させることに主眼を置いて実施し、最終的には対象としたOmusati, Oshana, Oshikoto, Caprivi,およびOmahekeの6 Regionsで合計約100世帯への機器設置を完了した。また上述の技術者の養成も現在までに女性技術者約10人を含み100人のソーラー技術者がGTZの資金提供による養成コースで訓練を受けた。

Second phaseではPilot phaseで判明した地方住民の要望も視野に入れて、SHSを3つのタイプから選択できるようにし、13 Regions全てを対象範囲としている。

#### c) SHSの内容

ナミビア政府が普及を図っているSHSは3種類あり、5WpタイプのSystem A、50WpタイプのSystem Bおよび100Wp (2 X 50Wp) タイプのSystem Cである。System BはPilot phaseの段階から採用されていたタイプで、他の2種類はSecond phaseから採用されたタイプである。

これらのSystemは照明およびSocial communicationのためのTVまたはラジオの視聴を最低限必要な電化のレベルと規定し、純粋にそれらへの電力の供給を目的として設計されており、当然このSystemでは炊飯用または暖房用の電気ヒーター、エアコン、冷蔵庫と言った電力消費量の多い家庭電化製品の使用は視野の外に置かれている。そのためナミビア政府はSecond PhaseからはLiquefied Petroleum

Gas(LPG)を使った炊飯用ヒーターやストーブの普及にも力を入れ、これとSHSの組合せによって、地方の生活レベルの向上という当初の目標を達成したいとしている。SHSの概略構成仕様をTable 8.3に示す。

**Table 8.3 Specification of Solar Home System**

<b>Type</b>	<b>Component to be included</b>	<b>Remarks</b>
<b>System A</b>	1 x portable 5 Watt solar panel 1 x portable 5 Watt lantern 1 x portable transistor radio	Transport to be included
<b>System B</b>	1 x 50 Watt fixed solar panel 1 x 12 Volt battery (90 - 100 Ampere-hours) 1 x regulator 1 x power gauge 4 x 9 Watt lights 1 x 12 Volt plug point to connect TV or radio	Transport, installation and insurance to be included
<b>System C</b>	2 x 50 Watt fixed solar panel 2 x 12 Volt batteries (90 - 100 Ampere-hours each) 1 x regulator 1 x power gauge 8 x 9 Watt lights 2 x 12 Volt plug point to connect TV and radio	Transport, installation and insurance to be included

Source: MME

#### d) ローンの仕事

ローンの申し込みは、基本的にNamPowerの配電グリッドにカバーされていない地域に住む全てのナミビア人を対象とするが、申し込み書を受理した段階でNDCはローンの返済能力の審査を行う。審査基準はTable 8.4に示すとおりである。Pilot phaseでは360の申込者のうち96人が審査を通過の上20%の保証金を支払った。MMEはこの審査制度があるために、Pilot phaseでの申込者で支払い不能に陥った者は現段階では皆無であるとしている。

NDCに保証金を支払った申込者はNDCとの間で購入契約を結び、その後NDCによって選定された技術者によって据付工事を実施して設備が引き渡されることになる。購入金額の一般的な例をTable 8.5に示すが、これは工事金額のばらつき、機器メーカーのあるWindhoekからの距離による輸送費のばらつきなどがあるので、地域によって±3%程度の幅で金額が変動している。

**Table 8.4 Selection Criteria**

a)	The applicant must be economic active
b)	The age of applicant must not exceed 65 at the end of the loan term. An age of less than 58 years is preferred.
c)	Priority is given to an applicant living outside the national electric grid.
d)	The applicant must receive a minimum income of: <ul style="list-style-type: none"> <li>• N\$3,600 per annum to qualify for the Solar Lantern System</li> <li>• N\$16,000 per annum to qualify for the 50 Watt SHS</li> <li>• N\$35,000 per annum to qualify for the 100 Watt SHS</li> </ul>
e)	The applicant must have a clean credit record of no civil judgments.
f)	The applicant must not have an existing loan at the NDC.

Source: NDC

**Table 8.5 Prices for Solar Home Systems (N\$)**

	Deposit	Insurance (See Note 1)	Legal Fee (See Note 2)	Monthly Payment	Cash Payment
<b>System A</b>	231.00	-	2.00	17.45 (x 60 months)	1,157.00
<b>System B</b>	1,279.50	170.00	7.00	96.66 (x 60 months)	6,578.50
<b>System C</b>	2,248.80	230.00	12.00	169.00 (x 60 months)	11,436.00

Note) 1. Insurance for 5 years

2. Legal fees payable per system

3. Prices of cash payment includes insurance fee and legal fees

Source: NDC

c) プロジェクトに対する他国からの援助

このプロジェクトに対する他国からの援助としては、NORADが1997/8年度にNDK 100万(約N\$67,000、1998/9年度にNDK 100万を拠出した。またREFAD (Renewable Energy for African Development)が1997/8年度にN\$150,000を拠出した。これ以外に他国からの援助はない。

f) プロジェクトの分析

このプロジェクトはまだ始まったばかりのこともあり、いくつかの問題点をかかえていることは事実である。主な問題点は以下のとおりである。

- a. このプロジェクトで扱っているシステムは一般の家庭電化製品は使えない小容量のシステムだけである。資金に余裕があってさらに大きな容量の

Solar system を望む家庭では Revolving fund を利用できない。System の選択の幅を広げることは考慮されるべきである。

- b. LPG の使用と組み合わせて SHS の設置を普及したいとしながら、本プロジェクト (Revolving fund) は SHS しかカバーしていないことがある。LPG の利用は森林破壊の低減という観点から望ましいものであるが、LPG とともに SHS の普及をはかるには、本プロジェクト単独ではない実施方法の再考が必要になる。

上述の様な問題点はあるとしても、Revolving fund は現実には活用されており、有益であると判断できる。ナミビア政府は今後も Revolving fund を続ける意向であり、本プロジェクトは改善を加えながら続けるべきであろう。

#### g) Revolving Fund の整備

現在 Revolving Fund が適用できるのは 3 種類のシステムに限定されているが、これは将来的には選択の幅を広げて行くべきである。3 種類のシステムは Cooking は出来ない小規模のシステムであり、資金的に余裕のある人たちが更に大容量のシステムやオーダ・メイドのシステムを購入しようとする時には Revolving fund を利用できない。ローンの審査基準の見直しなどを進めて、更に多くの人たちが Revolving fund を利用できるようにすれば、太陽光発電の更なる普及につながる事が期待できる。

### 8.6.2 再生可能エネルギーのポテンシャル

#### (1) 太陽エネルギー

太陽エネルギー発電の資源量は利用可能な用地の面積と得られる日射量に依存するので、カラハリ砂漠とナミブ砂漠を有するナミビアはその地理的地形的条件から太陽エネルギー発電の豊富な資源が潜在している。

ナミビアの大地で得られる太陽エネルギーは他国と比べても特に高く、オーストラリアと並んで世界有数の地域である。ナミビアの年間日照時間は約 3,300 時間、またナミビア全土の年間平均日射量は、水平地表で約  $2,200 \text{ kWh/m}^2$  であると言われている。

しかしながら、太陽光発電設備は密度の薄いエネルギーを集める設備であることから単位出力当りのコストが高く、また連続した出力が得られないというデメリットがあるので、電力システムの主力設備にはなり得ず補助的な電源に限定される。

世界に散在する主な砂漠地域に大型システムを建設した場合に得られる発電電力量の推定値を参考までに Table 8.6 に示す。この発電電力量は以下の条件によって算定したものである。

- 砂漠の面積の 1/2 に太陽電池アレイを設置する。
- 日本気象協会の世界の日射データベースから最も近隣の水平面全天日射量を基準入射量とする。
- 太陽電池モジュールの変換効率を 14% とする。
- 太陽電池の効率低下、BOS (Balance of System) 効率を考慮した総合システム出力係数を 0.7 とする。

Table 8.6 世界の砂漠と太陽エネルギー利用の可能性

名称	面積	年平均日射量	年平均日射強度	設置可能太陽電池容量	年発電電力量
単位	10 <sup>4</sup> km <sup>2</sup>	MJm <sup>-2</sup> d <sup>-1</sup>	KWm <sup>-2</sup>	TW	10 <sup>4</sup> TWh
北米					
グレートベースン	49	20.32	.235	34	4.97
チワ	45	19.68	.228	32	4.41
ソラ	31	17.21	.199	22	2.63
モハ	7	21.16	.245	5	0.75
(小計)	-	-	-	93	12.76
南米					
パタゴニア	67	12.28	.145	47	4.27
アタカマ	14	22.08	.255	10	1.57
(小計)	-	-	-	57	5.84
オーストラリア					
グレートバクトリア	65	21.57	.250	46	6.98
グレートサンデー	40	23.11	.267	28	4.59
シブツ	15	21.57	.250	11	1.61
(小計)	-	-	-	85	13.18
アジア					
アラビア	233	22.24	.257	163	25.69
ゴビ	130	16.53	.191	91	10.66
カラクム	35	16.34	.189	25	2.84
ギズルカム	30	16.34	.189	21	2.44
その他	104	16.19-21.09	.187-.248	73	9.49
(小計)	-	-	-	373	51.12
アフリカ					
カラ	860	23.52	.289	602	106.69
カラ	26	22.54	.261	18	2.88
カラ	14	22.54	.261	10	1.60
(小計)	-	-	-	630	111.17
合計	-	-	-	1238	194.07

Source: New Energy Foundation (Japan)

## (2) 風力エネルギー

ナミビアにおいて利用可能な一般的な気象データはかなりある。平均風速は地域により相当異なるが、長期的にわたる詳細データは非常に少ない。大規模風力利用による発電ポテンシャルを正しく評価するために必要な情報を整備しているデータソースはほとんどないようである。

利用可能なデータによると最大風速は海岸沿いに見られる。内陸の Commercial farm areas では風速が弱過ぎて風力タービンによる発電はできないが、多翼型風車は利用できる。風速は北部地方へ行くに従って弱くなり、長期間の無風状態があり、発電あるいはポンプの使用ができなくなる。ナミビアにはサイクロンがなく全体的に風の穏やかな国と観察される。

### 8.6.3 導入の可能性

再生可能エネルギー（ここでは太陽光と風力）による発電システムの特徴、分析結果並びにその導入方法について以下に述べる。

#### (1) 再生可能エネルギーの特徴

##### a) 導入のインセンティブと問題点

再生可能エネルギーの利用は技術的に成熟しているので採算を問わなければ、いつでも広く一般的に使用できる段階に達している。途上国、先進国を問わず国家が採るエネルギー政策は次の点が基本になっている。

- a. 費用対効果
- b. エネルギー源の多様化と安定的な確保
- c. 環境インパクト

これらの点を再生可能エネルギーの導入と対比すると、a.の費用対効果では太陽光発電の場合kW当りの費用は従来形の発電設備に比べて10倍以上に達し、設備費用の高すぎが制約要因になっている。b.については燃料に相当する一次エネルギー源がそれぞれの地域に潜在していることと、c.については環境インパクトがないことから最も社会的に受け入れやすく導入への大きなインセンティブとなっている。しかし環境費用を内部化できないことが普及を抑制している。



b) 地域へのエネルギー供給システム

太陽光または風力発電システムを分散形で構築した場合の特徴は以下のとおりである。

- a. 地域に密着したエネルギー供給に適する。
- b. 地域の需要に応じたシステムを短期で建設できるので、フレキシブルな設備計画が可能。
- c. 既存商用電力システムのない地域にも立地可能で、送電線の建設や燃料が不用。

これらの特徴が既存の電力系統から離れた地域の電化計画のエネルギー源として分散型システムが期待されている理由である。

(2) 再生可能エネルギー導入の意義

再生可能エネルギー導入のコンセプトについては、エネルギー政策白書（ドラフト）に述べられている。南アフリカからの電力輸入への過剰な依存、都市部と地方部の利用可能なエネルギーの選択肢の問題、森林破壊の問題などに対応するためにナミビア政府は技術的、経済的いずれの観点からも実行可能であれば、再生可能エネルギー利用を積極的に推進したいとしている。

以下にエネルギー政策白書（ドラフト）の記述の概要を示すが、再生可能エネルギーの導入の可能性の検討の際これを念頭に置く必要がある。

a) 到達目標

再生可能エネルギー導入で目指す到達目標は以下のとおりである。

- a. 生活レベルの向上
- b. 経済効率の向上
- c. 安定かつ継続性のあるエネルギー供給

b) 導入のための施策

再生可能エネルギー導入のための施策は以下のとおりである。

- a. 制度および計画の枠組みの決定
- b. 人的資源の開発および啓蒙普及活動
- c. 導入のための融資制度の確立、初期投資と運転コストを含む総費用に基づく利用エネルギー選定の促進
- d. 関連官庁間の調整

- e. 地方におけるエネルギー選択肢の拡大  
(Solar Home System と LPG の組み合わせ)

### (3) 太陽光発電システム導入の可能性

地方電化にあたり、分散型太陽光発電システム(Decentralised solar PV systems)の採用は長距離のグリッド延長よりもコストが安く、経済効率の良いケースが考えられる。一方、PVシステムは価格が下がってきたとはいえまだまだ高価である。

ここではグリッドから孤立した Dispersed community を想定し(モデル化、および個別)、PVシステムを設置する場合とグリッドを延長する場合の概略コストの比較を行い、PVシステム導入の可能性、すなわち経済的にPVシステムの採用が有利となる範囲を考察する。PVシステムは確立された技術であり技術的に問題はない。

#### a) オフグリッドPVシステムのモデル化

国家政策として地方電化を進める場合、少なくともOne dispersed communityが最小実施単位になると考えられる。

ナミビアの人口分布の形態は大きく2種類に分類することができる。「6.3.5地域別人口」に示すように幾つかのRegion (Ohangwena, Okavango, Omusati, Oshana)では1つの村は5つほどのDispersed communityで構成され、One dispersed communityの平均人口は155人である。残りのRegionでは各村は50を超えるDispersed communityで構成され、Dispersed communityの平均人口は22人である。Rural householdの平均人数は5.4であるので、北部のモデル化されたDispersed communityは29のHouseholdからなり、中・南部で4となる。

#### b) PVシステムの容量

既設配電線より遠く離れた地方小集落を電化する場合、PVシステムがグリッド延長より有利になる範囲は集落の電化戸数が少なく、その設置容量が小さいほど広くなる。すなわち、電力消費の少ない低所得層の小集落であるDispersed communityがPVシステムの対象となる。

PVシステムがグリッド延長より相対的に低コストのケースであるとしても、現状のレベルではその初期投資は大きく、ナミビアの高い日射量を考慮しても発電コストは極めて高く、ナミビア政府の負担は大きい。MMEとしてはRural areaにおけるエネルギー需要全量をPVシステムで賄えるよう準備することは不可能で、他の燃料(LPGなど)との組合せにより経済的に対応したいと考えている。すなわち、1 household当たりのPVシステム容量はクッキング、アイロン、冷蔵

庫、クーラー、ドライヤー用を除き照明、ラジオ、小型カラーTVの最小限必要とする100Wpに限定するという考えである。このMMEの政策は政府支川の軽減を図り、地域末端まで地方電化の普及を図るための処置として支持できる。

100Wp PVシステムのコストは国際相場とナミビアのSHSのコストを勘案してN\$8,500(単価85,000N\$/kW)と見積った。このシステムの利用可能最大電力量は、地域による差は大きい、概略5 kWh/月程度となるので、PVシステムの利用率は約6.9%である。ライフサイクル発電コストは耐用年数30年、利子3%、O&M 1%としても8.6 N\$/kWhとなり、現行MRLGHの地方村落Prepayment電気料金34Nc/kWhの25倍となり、相当の高コストである。

c) PVシステム設置と同一コストで延長できる配電線の長さ

Dispersed communityへの電力供給は負荷が小さいので最寄りの33kV/22kV配電線を延長すればよい。33kV配電線と22kV配電線ではコストにほとんど差はなく、NamPowerは33kVへの統一を図っている、33kV配電線で検討した。

配電線に使用する電線は最小限必要な機械的強度を保持するため、ACSR 25mm<sup>2</sup> (Gopher)とした。配電線末端変圧器は標準最小容量と思われる25kVA (33/0.4kV)とし、低圧配電側は小規模なので無視し得るものとした。配電線の電流容量、電圧降下は負荷が小さいので全く問題にならない。配電線と変圧器のコストは以下のとおりである。

33kV配電線のコスト	22,000 N\$/km
25kVA変圧器のコスト	15,000 N\$/バンク

ナミビア北部および中・南部においてモデル化された平均的Dispersed communityに対してPVシステムの有利な範囲は、つぎのTable 8.7に示すように既設もしくは計画配電線より北部では10.5 km、中南部では 0.9 km以上離れた地点となる。

Table 8.7 Generalised Guide to Potential Area for PV Systems

地方モデルと household 数	PVシステム設置コスト	左と同一コストで延長できる配電線の長さ
北部モデル (29 households)	N\$246,000	10.5 km
中・南部モデル (4 households)	N\$34,000	0.9 km

実際上、未電化Dispersed communityにはいろいろな規模の集落があり、また電化地域の中にも未電化の小集落が散在しているので、PVシステムおよびグリッド

延長に有利な地域を線引きすることは極めて困難である。PVシステムの1 household当たりの投資コストは全国ほぼ同一ではっきりしているので、個別のケースに当たって算定したほうがよい。すなわち、1本の配電線で電化するHousehold数と、この集落をPVシステムで電化すると同一コストで設置できる配電線の長さを次のTable 8.8に示す。配電線からこの長さ以上離れた遠隔地がPVシステム採用有利地域となる。

**Table 8.8 Rural Household Number and Potential Area for PV Systems**

	[km]									
戸数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
長さ	0	0.1	0.5	0.9	1.3	1.6	2.0	2.4	2.8	3.2
戸数	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
長さ	3.6	4.0	4.3	4.7	5.1	5.5	5.9	6.3	6.7	7.0
戸数	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
長さ	7.4	7.8	8.2	8.6	9.0	9.4	9.8	10.2	10.5	10.9
戸数	35	40	45	50	55	60	70	80	90	100
長さ	13.5	14.8	16.7	18.6	20.6	22.5	26.4	30.2	34.1	38.0

d) 考察

MMEの地方電化はRural centreの公共施設を優先し、Dispersed householdの電化は公共施設の後という方針なので、公共施設がほとんどない人口200人未満のSmallest communityの電化は一番後回しとなる。2010年にRural householdの25%を電化というエネルギー政策（ドラフト）のベースで更に電化を進めようとする、Dispersed communityの電化が始まるのは2020年頃、この中のSmallest communityに電化が進むのは2040年頃と推定される。

前述の説明と考察により、人口1500人未満のDispersed community全体がPVシステム採用の可能性があると考えられる。特にこの中の人口200人未満のSmallest dispersed communityでの可能性が極めて高い。ナミビア全体で9,500個所以上(1991 Population and Housing Census)のSmallest communityが存在するが、その細部データは詳かでない。

NamPowerは地方電化のための長期配電線増設計画をもっている。Figure 8.1は将来その配電システムがカバーする範囲を示すが、その範囲外の地域が将来的にPVシステム採用可能地域と考えられる。この地域にはOtjozondjupa regionのTsumkwe villageとGam villageを除いて、Smallest dispersed communityのみが存在する。Figure 8.2は人口分布と配電およびPVシステムの適用範囲を示す。

この配電システムカバー範囲内にはグリッド接続済み、または計画中の大中の Rural communityと未電化の Dispersed communityが混在し複雑であるが、この地域はPVシステムとの併用が可能な地域と考えられる。グリッド電化区域内においてPVシステムの採用が有利な地点を今確認することは困難で実際的でない。実施の必要を生じたときTable 8.8に則り個別に検討すればよい。

最小限必要容量にとどめた100 Wp PVシステムは使用上の制約はあるが、位置と規模によりグリッド延長より相対的に安いコストでSmallest communityの孤立一軒家に至るまで電化を可能にする。PVシステムによるDispersed communityの電化は1 household当たり一定のコストで、従来の実施順位に拘らず早期に実施することが可能である。また短・中期的にグリッド延長が具体化されていない地域に暫定的にPVシステムを設置し、後に他の未電化地域に移設することも可能である。ナミビア政府としては地方電化政策により広い選択肢を持つことが出来る。ナミビア政府は社会的経済的メリットを考慮して、グリッドとオフグリッド間に電化資金を割り当てるとしている。PVシステム実施の可能性の高いSmallest communityの Household数は2020年にはRural householdの30%、約92,000と推定される。すなわち、PVシステム設置可能潜在数は少なくとも配電システムのカバー範囲の内外を併せて約92,000となる。

c) PVシステム導入に係る課題

MMEは再生可能エネルギーによる問題解決の可能性を実証する必要がある場合には、再生可能エネルギー技術の研究を促進する考えである。このための各国の支援が期待されている。PVシステムパイロットプラントの設置、PVシステム実施の初期段階ではSHSでの経験の活用が期待される。

PVシステムが設置された後にはシステムの保守・点検・補修を行う体制が重要になる。PVシステムはPVセルで昼間に発電された電気を貯え、照明や電気機器（TV、ラジオ等）に電気を供給できるようにバッテリーがその構成機器になっている。そのため、PVセル自体は埃を拭き取るなどの作業を除けばメンテナンス・フリーの機器と言えるが、化学反応を利用するバッテリーが含まれているのでPVシステムとしての保守・点検には専門知識を持つ技術者が不可欠である。また電気回路の補修についても電気の知識を有する技術者が即座に対応できる体制が必要である。

この観点から、NDCの養成コースで教育を受けた地方のSHS技術者（SHS Technicians）がその地方のPVシステムの設置、保守に係って行く手法が有効である。それはSHS技術者はNDCの依頼によって据付け工事を行うが、WindhoekのSHSメーカーの依頼を受けてアフターサービスも担当するので、SHS技術者に

よる保守・点検・補修までの一環したサービス体制が実現できるためである。SHSにおけるこのサービス体制を更に拡大普及させれば、PVシステムの持続性に寄与させることができる。

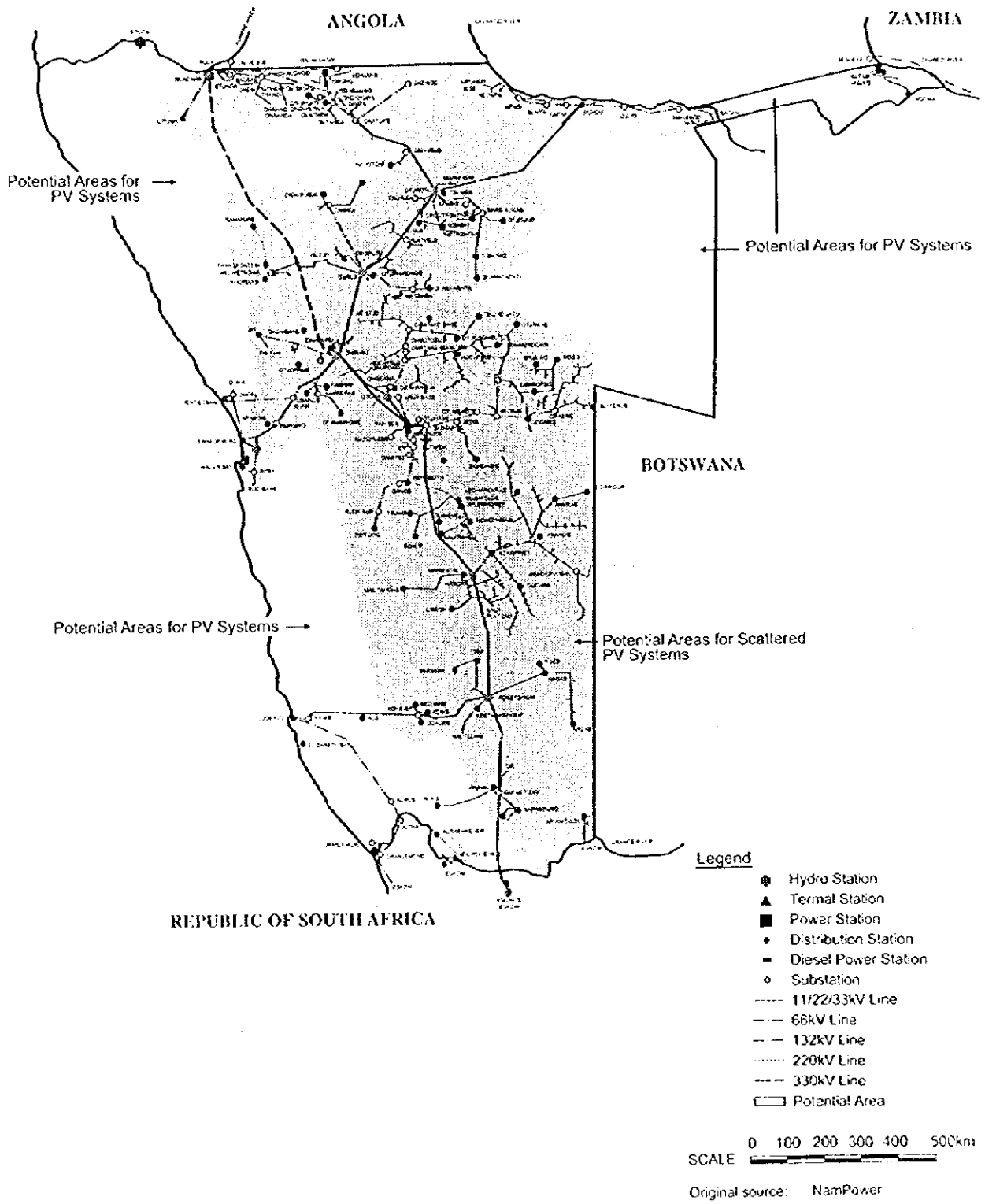
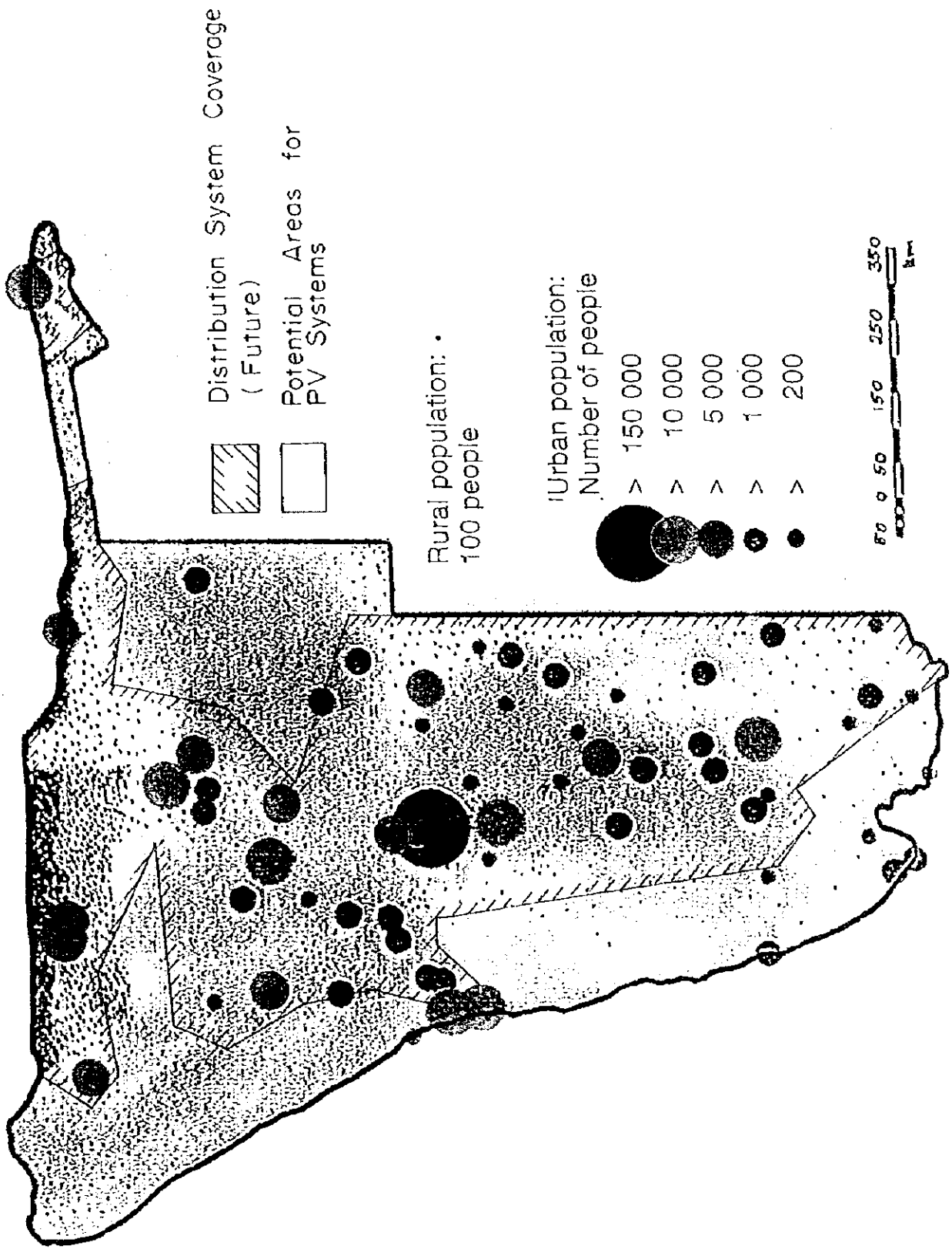


Figure 8.1- Distribution System Coverage-Future

Figure 8.2 The distribution of Namibia's human population



SOURCE: NAMIBIA ENVIRONMENT





#### (4) 風力発電導入の可能性

##### a) 総論

風力による発電の歴史は約15年前にさかのぼる。1980年代に風力タービンの商業化が始まって以来、世界の風力発電機設置容量は1995年で8,500MW (Dr. W Horrihs, Batecke-Durr AG, Germany)を超えた。風力タービンの単機容量は1kWから数MWにのぼるが、現在使われている商用設備は300kWから1,500kWまでの規模が多い。風力発電を行っている大規模な風力ファームでは、経済性と運転の容易さから多数の風力機械を使っている。風力機械は通常ローターの直径の5~10倍離して設置され、お互いに影響を及ぼさないように配慮されている。約20の風力機械からなる風力ファームは3km<sup>2</sup>から4km<sup>2</sup>の広さになる。

1970年代のいわゆる石油ショック以来、人々は風力発電に注目してきたが、1980年代初頭にアメリカの連邦政府と州政府は、風力発電に関する投資に税金上の優遇策をとり、電力会社に風力発電による電力を有利な価格で購入するようにさせた。ドイツでは電力化法を施行し、電力会社に風力により生産された電気をプレミアム付きで購入する義務を負わせた。イギリス政府は非化石燃料使用の義務化および関連した計画により、風力発電の商業化を推進している。

風力発電施設の設置率は減ってきた。これは税法上の優遇策が取り消されたためである。

西ヨーロッパではCO<sub>2</sub>の排出減少に関する政府規制により、決定的に風力を使うようになった。ドイツ、スペイン、イギリスでは、風力のような再生可能エネルギー資源をもっと使うように奨励している。

##### b) 技術

風は複雑な動きをする資源である。風速は大きく変化し、地理や地形に影響される。風の瞬間速度と出力の関係は次の数式で表わされる。

風車の出力をPとすると：

$$P = 2\pi R^2 V^3 \rho (1 - \alpha)^2$$

ただし、 $\rho$ ：空気の密度  $V$ ：風速  $R$ ：ローターの半径  $\alpha$ ：遅延係数

典型的な最新式風力タービンの発電出力は500kW、ハブ高は40m、ローター直径は41mである。風速が4.5m/s (カットイン風速) 以下になると発電はされない。定格出力で運転するためには、風速が12.7m/sに達し28.8m/s (カットアウト風

速) 以下の風速を持続しなければならない。カットアウト風速以上の風が吹くと、安全上の理由からタービンは停止される。タービンは60m/sの風速に耐えられる (Figure 8.3)。

風の一番の欠点は短い時間に速度が変わることで、この問題は発電電力の変動が送配電網に吸収されることで解決する。送配電網に接続可能な風力発電機の容量は送配電網の運転容量の10から15%とされているが、風力発電設備の限度は証明されていない。

風力発電設備の能力は瞬間瞬間の風の状態に完全に左右される。風力の低下による発電電力の低下に対処するために系統としての予備電力が必要になる。

c) ナミビアにおける風の状態

風力エネルギーによる発電ポテンシャルを評価するためプロジェクトが生まれ、海岸線のWalvis BayとLüderitzの2カ所に風の測定装置が設置された。Walvis Bayは1995年10月31日、Lüderitzは同年12月12日である。両地域には近く30mマストと付帯設備が設置される予定である。

Figure 8.3は風力発電の特性例である。

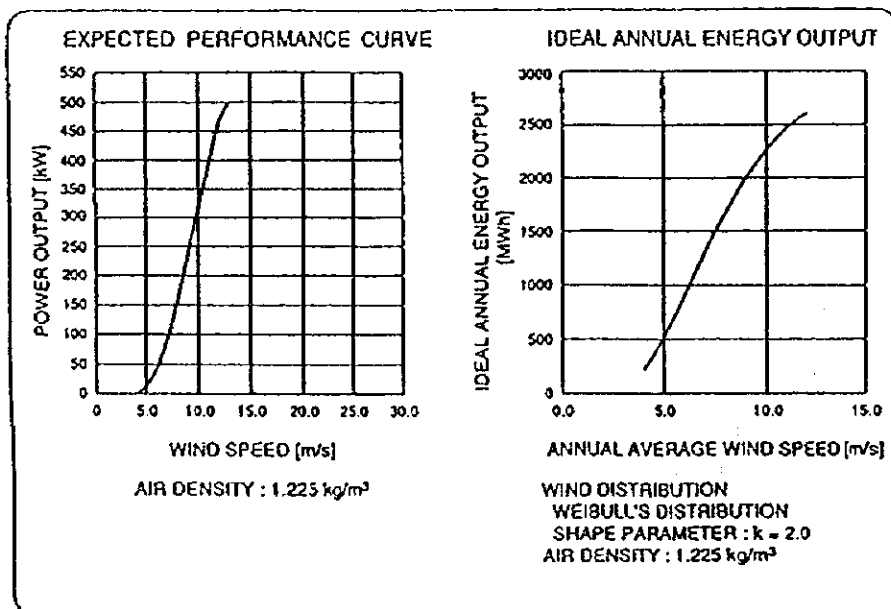


Fig. 8.3 Expected Performance Curve and Ideal & Annual Energy Output

Source: A major wind turbine manufacturer

Walvis Bayと Lüderitzにおける「風力エネルギーの評価プログラム」がManx Wind Energy Services社によって遂行され、最終レポートが提出された。以下はその結果である。現在のところ1995年11月から1996年12月までの1年間のデータしか入手されていない。MW当り年間MWhは本調査団の評価である。

Table 8.8 Walvis Bay と Lüderitz の風速データの要約

Month 1995/96	Walvis Bay		Lüderitz	
	Mean Wind Speed m/s	Maximum Gust m/s	Mean Wind Speed m/s	Maximum Gust m/s
November	6.53	19.50		
December	5.08	18.40	5.95	25.30
January	4.50	17.70	9.02	26.40
February	4.65	14.00	7.09	27.10
March	5.88	16.50	6.68	28.60
April	4.80	16.00	5.23	N/A
May	4.90	15.90	4.98	N/A
June	4.70	17.10	N/A	N/A
July	5.20	18.78	7.7	28.16
August	4.60	N/A	5.7	N/A
September	5.90	19.22	6.4	26.82
October	6.10	17.88	8.2	N/A
November	5.60	N/A	7.7	29.06
December	N/A	18.33		N/A
Annual Mean Wind Speed	5.70		6.79	
Annual MWh Equivalent	1400		2400	
Capacity Factor	0.16		0.27	

ナミビア国内における平均風速は場所により異なるが、詳細な長期的観測レコードはほとんどとない。Lüderitzでは崖の上に立つ100mの丘の上で測定されたが、これは特殊なもので典型的なものとは言えない。提案された30mマストで測定されたデータの方がより現実的な情報を提供する。

測定値によれば、海岸が一番強い風速を示しているため、Walvis BayとLüderitzは有望と思われる。Commercial farmでは風速が弱すぎるため発電できない。ナミビアは北部に行くほど風速が弱くなる。

1964年から1986年の23年間、Walvis Bay 近くのPelican Pointで風速が計測されたが、平均風速は4.29m/sであった。Table 8.8で示される限りWalvis Bayにおける年間平均風速はかなり低く5.70m/sとなっているが、これは4.29m/sという数字からも支持される。ナミビアは一般的になぎであり、微風が吹く程度に思える。

d) 費用

風力発電機のkWあたり単価はFOBでUS\$900からUS\$1,000である。据付コストは場所やアクセス道路の有無に左右されるが、おおむね本体コストの30から40%である。風力ファームの確度の高い唯一のコスト見積を出すことは不可能であるが、機器供給、据付、施工を含むターンキー契約での投資コストはおおむねkWあたりUS\$1,300である。

以下にWalvis Bay とLüderitzで風力発電を設置するために必要な仮定的コストを示す。

場所	Walvis Bay	Lüderitz
投資額	1,300 US\$/kW	1,300 US\$/kW
可能発電電力量 /MW	1,400MWh/年	2,400MWh/年
設備利用率	0.16	0.27
耐用年数	20年	20年
年間O&M費用	投資額の10%	投資額の10%
トータル発電コスト	9.6USc/kWh	6.6USc/kWh

風に関する詳細な情報がないため、現在では上記のような簡単な見積りしかできないが利子は7%である。上記の表からも分かるように、両地点における風力発電はKuduガスによるコンバインドサイクル発電に太刀打ちできない。これはKuduの電力を両地点に送電すると考え、送電コストと損失を考えにいれても同様である。

すなわちKuduガスでは2USc/kWh程度で発電ができる。またKuduからWalvis Bayまでの送電コストと損失は、新設の400kVまたは220kV送電線を使えば約1.4USc/kWhになると概算されている。OranjemundからLüderitzまでは、既成の66kV送電線を使うと送電コストと損失が約0.2USc/kWhとなる。

Kuduガスで発電しWalvis Bayに送電すると約3.4USc/kWh、Lüderitzに送電すると約2.2USc/kWhの到着コストとなるが、風力発電のコストはWalvis Bayで約9.6USc/kWh、Lüderitzで約6.6USc/kWhと約3倍になる。このコスト差はあまりにも大きいため、技術開発や風資源の詳細な分析（30mマストの設置など）、正確な予測（1分ごとに求めた平均値）、長期間のデータ記録によるコスト低減をもって埋めることはできない。

ナミビアにおける風力発電の導入は、現在の評価では当分の間経済的に正当化されないとと思われる。ナミビアは全般的にサイクロンによる被害のない静かな国である。

## 第9章

### 電力開発計画



## 第9章 電力開発計画

### 9.1 最適発電増強案の選択

石炭・ディーゼルオイルの価格が高いことを考慮し、また再生エネルギーの主要マーケットは電力系統外であるとの予想にたち、2020年までの範囲において NamPower グリッドの発電システム増設案として実際的に考えられるものは次の3案である。

- Eskom との新しい 400kV 送電連系
- Kudu ガスを使用する火力発電
- Cunene 河下流における水力発電

上記3案以外のものは次に述べる理由により増強案としては考慮しない。

石炭価格は、南アフリカから 3,000km の距離を輸送されてくるので非常に高く、Van Eck 発電所渡して N\$276.5/ton (1996年価格、US\$64.3/ton)、2.3US\$/MBtu である燃料費は 3.65 USc/kWh と高い (4.1.3 Van Eck 石炭火力発電所参照)。ディーゼルオイル価格は Paratus 発電所渡して N\$1.45/liter (1996年価格)、9.1US\$/MBtu である。燃料費は熱効率を 30.8% とすると 10.1 USc/kWh になる。

Kudu ガス田は十分な確定可採量を有し、さらに大量のガスを埋蔵している可能性があると報せられている。まとまったガス需要が予想されることから、ガス価格は 2US\$/MBtu 以下であろうと期待される。即ち燃料費は 1.35 USc/kWh 以下が期待できる。この天然ガスは国産でクリーンなエネルギー源である。石炭とオイルは電力の大量供給において、この天然ガスにとっても対抗できない。

太陽エネルギーや風力エネルギーのように環境上フレンドリーと考えられているものには、無償供与や補助金が与えられてきたという事実がある。Namibia の経済競争力に貢献するため Minimum cost solution を追求するという観点から、グリッドに接続する太陽・風力発電は依然として Namibia 全体の供給源としては経済的に魅力がない。ただし、従来の地方電化がコストという点で実際的でない所で、太陽光システムの使用がグリッド延長に比較して有利ということがある。

南アフリカ以外の SADC からの電力輸入源として最も近いのはザンビアの Victoria Falls 水力発電所である。Victoria Falls からナミビアの 220kV Otjikoto 変電所までの距離は 1,000km 以上ある。400kV 送電線で結ぶとしても、送電システムの信頼度向上、送電



ロス軽減のため Ojikoto と Gerus 変電所間および周辺の系統の強化が必要である。送電線に対する追加投資および大きい送電ロスを考慮すると、この不利は極めてはつきりしている。1,000km 送電で送電コストとロスの合計は条件により大きく変動するが、オーダーとしてほぼ発電コストに等しくなる。

アンゴラの Capanda 水力発電所との連系は更に非現実的である。Capanda から Cunene 下流、あるいは Gerus までの距離はそれぞれ 1,000km および 1,600km である。

モザンビークの Cahora Bassa 水力発電プロジェクト(1,450MW)は 20 年ぶりに再建された。しかしながらポルトガル、モザンビーク、南アフリカ間の料金に関する話し合いは合意に達することができなかった(料金主張の差は 2.2 と 2.6USc/kWh)と報じられている。大規模水力といえどもその料金は必ずしも安くはない。Cahora Bassa と Windhoek 間の送電距離は、途中 533kV DC 線 1,400km を含めて 3,500km である。電力託送料金と送電ロスは大変大きくなり、プロジェクトは更にもっと非現実的となる。

#### 9.1.1 Eskom との 400kV 連系

NamPower における発電容量の増加は長期命題であるが、新しい発電所の開発・運転開始は発電不足を避けるのに間に合うように完成されてこなかった。さらに、既存の送電網は送電容量に近いところで運転されており、発電容量を増加するためには主要高圧送電線における更なる投資が必要である。

NamPower は現在いろいろな発電容量増強案を検討中であるが、新発電所が完成する前に電力輸入容量の増加をはかり、さらに将来輸出の可能性を準備するためには南アフリカ送電網とのリンクを強化する必要がある。それゆえ NamPower は、Eskom グリッド上の Aggenicis との既存 220kV リンクを 400kV 送電線により増強することを決定した工事を進めている(連系プロジェクト)。

連系プロジェクトは、南アフリカの Kenhardt 近くの Aries 変電所から Windhoek 近くに提案中の Auas 変電所まで約 900km の 400kV 1 回線送電線の建設を含むものである。新送電線は Keetmanshoop に近い既設 220kV Kokerboom 変電所を通過し、ここには 400kV 回路と連絡変圧器を設置する。連系プロジェクトは主要変圧器に加えて新変電所の建設と既設変電所の増強を含む。送電線はターンキー・ベースで建設されるが、2 変電所に関連する建設は NamPower の責任で実施する。

送電線の建設は2期に分けて実施する。Namibia 側における第1期工事は国境から Kokerboom までの送電線の建設と Kokerboom 変電所の増設で、1999年5月竣工の予定である。第2期工事は Kokerboom から Auas までの送電線の完成と Auas 変電所の建設で、2000年5月竣工の予定である「出典：NamPower, 400kV Interconnection Project, October1997」。

リードタイム	30か月(第1期工事18か月)
投資額	209.2MUS\$ (建設中利子25.6MUS\$を含む)
支出	50%、50%
年間運転補修費	投資額の1.8%
耐用年数	25年

### 送電容量

新400kV送電線の設計(ACSR 404mm<sup>2</sup>4導体方式)および必要SVCが設置されることを勘案してTable 4.4より送電容量を次のように定めた。

1号400kV1回線線路	500MW
既設220kV2回線線路	340MW
2号400kV1回線線路	500MW

### 環境問題

NamPowerによれば、南アフリカのWalmsley Consultantsに委託し、詳細環境影響調査を実施した。この調査で400kV送電線のルートや建設に関連して問題のありそうなすべての点を考慮した。この調査の方法は国の環境評価政策に含まれるガイドラインに厳密に従った。この調査のステップは次のとおりである。

- 環境上センシティブな領域の確認と代案の評価
- 問題提起に関し一般の参加とフィードバック
- 選定された送電線ルートの環境評価
- 残されたインパクトがあれば制御と緩和策についてのレコメンデーション

送電プロジェクトは全体として環境的にはセンシティブではないことが判明したが、送電線ルートは環境上のすべての懸念を適合させるよう特別に選定した。EpupaとKuduプロジェクトに関連する送電線に対しても同様の方法を適用すれば、類似の条件であり、特に問題を生ずることはないと考えられる。

## 9.1.2 Kudu ガスを使用する発電

### (1) Kudu 天然ガス田

Shell Exploration and Production Namibia (SEPN)によれば、Kudu 天然ガス田は Oranjemund の海岸から 150km ばかり沖合いの水深約 170m の海中で、1974 年初めて発見された。1987 - 1988 年の間、更に 2 本のボーリングにより発見の潜在的な重要性を確認した。ガス貯留層 (550 bar) は海面下 4.5km に位置している。

1993 年 5 月 Kudu ガス田に関する探査免許が南アフリカの Shell と Engen に与えられた。最近になって Texaco がこれに参加した。SEPN はこのプロジェクトのオペレーターである。

Kudu ガス井の周囲 300km<sup>2</sup> をカバーする詳細 3 次元 (3D) 地震探査が実施された。3D 地震探査データ評価からの、またガスマーケットの開発調査から得た有望性に従って、Namibia 海域での重要なエネルギー資源を確認するため 1996 年 Kudu 4 号探査井が掘られた。その後の生産テストによる広範な追加調査の後、1997 年 5 月 SEPN はライセンスエリア全体に対する石油田布告の申請を行い、申請は MME により認可された。

更に SEPN によれば、Kudu ガス田には初期開発だけで Namibia における潜在マーケットに供給するのに十分なガスが存在する。適切な位置にある約 1.8TCF (50Gm<sup>3</sup>)のガス量は確定可採量 (Proven recoverable reserves) とみなされる。同量の推定可採量 (Provable reserves) が 300 km<sup>2</sup> 3D 地震探査でカバーされるガス田の周辺区域に存在するものと期待される。また一方、5,000 km<sup>2</sup> 以上をカバーする Kudu ライセンスエリアの残部に 5 TCF (140Gm<sup>3</sup>) を超えるガスが存在するものと推定される。

初期の開発フェーズと並行して、南アフリカの電力・産業市場への大規模ガス計画を目指したセカンドフェーズは、有望の徴候があり、追求されるべきである。

初期開発フェーズに必要なガス量に対し十分な自信があるが、一方次の開発フェーズに必要とされる追加ガスを確認するため、更に探査評価のためのボーリングが計画されている。初期の Kudu ガスエリアに隣接した、1996/97 年に 3D 地震調査を行った 400 km<sup>2</sup> のエリア内でこのボーリングは実施されるであろう。1998 年下期にボーリングがスタートできるよう準備が行われている。

現在の確定可採量 50 Gm<sup>3</sup> は Kudu ガス田初期開発に対し十分以上である。即ち、1日当たり燃料ガス 2.4 Mm<sup>3</sup> を必要とする 750 MW プラントに対し、次に示すように 50 年間供給できる。

$$\begin{aligned} 1 \text{ kWh} &= 3.6 \text{ MJ} & \text{ガス高位発熱量 (HHV)} &= 37.3 \text{ MJ/m}^3 \\ \text{ネット熱消費率 (HHV)} &= 7100 \text{ kJ/kWh (効率 50.7\%)} \\ \text{年間発電量} &= 750 \text{ MW} \times 8760 \text{ h} \times 0.7 = 4600 \text{ GWh/year} \\ \text{年間ガス消費量} &= 4600 \times 7.1/37.3 \approx 900 \text{ Mm}^3/\text{year} \\ \text{寿命} &= 50\,000 \text{ Mm}^3/900 \text{ Mm}^3 = 55 \text{ 年} \end{aligned}$$

SEPN の見解は、この段階での確定可採量は 1.8 TCF で 85 ~ 90% の探掘確率、推定可採量 1.8 TCF は 50% の確率で、両者は通常計画に使用されてよい。他の可能埋蔵量 5 TCF の確率は 15% と低く、計画には使用されない。

資源を採掘・利用するためには生産井の掘削と収集・輸送のための海中パイプラインシステムの建設が必要となる。このガスには、海岸までパイプライン輸送できる十分な地質圧力があるので、補助的に圧力を加える必要はない。現在までのデータではガス成分は大部分メタンであり、硫黄分を含まず、発熱量は 37.3 MJ/m<sup>3</sup> である。

ガスに対するマーケットが確立さえできれば、Kudu ガスの大規模開発は可能となり、そのスケールメリットにより最高に有利となろう。Kudu ガス田からくるガスの購入に興味を示している人々のなかにあつて、南アフリカの Saldanah Steel がその Corex plant 用に、Industrial Development Corp. がガス使用製鉄プラント用に、Eskom が発電プラント用に Shell と接触しており、需要の大きさは不詳であるが、かなりまとまった量が見込まれる。

ナミビア政府は石油探査に民間投資を引き付けることを決定し、1991 年石油に関連する法律(複数)を通過させた。MME は Kudu ガス田の重要性を認識し、この地域にマーケットを獲得すべく政治レベルで努力している。

1997 年 11 月、MME と南アフリカ政府との間でガス貿易に関する Memorandum of understanding (MOU) が調印された。これは 2 カ国間ガス取引協定のために道ならしめるものである。MOU により両国政府はガスに関するマーケット、パイプライン、財政・法制・規制・環境上の問題等関連するすべての

問題を討議する方向へと向かうであろう。これらの交渉によりナミビア、南アフリカの間で二カ国間ガス取引協定が結ばれることになろう。この地域に十分な潜在需要が存在することを示す十分な証拠がある(MME 見解)。かくてガス価格 2 US\$/MBtu (原油等価 12 US\$/bbl) 以下が期待できる(JICA team 見解)。

## (2) CCGT プラント

### 構成部分出力とコスト

最新型 1300°C 級コンバインドサイクルガスタービン(CCGT)の信頼度、効率、経済性は最高である。またサイクル構成、台数の組合せが高度にフレックスである。750MW CCGT は NamPower システムの増設に適したものと考えられる。これは 2 台のガスタービン発電機と 1 台のスチームタービン発電機で 1 組の CCGT 発電ブロック (2x1 configuration) を構成する。構成部分出力は次のとおりである。

	<u>正味出力</u>	<u>効率 (高位)</u>	<u>コスト</u>
ガスタービン 1 台	250MW	33.8%	25%
ガスタービン 2 台	500MW	33.8%	50%
CCGT 1 ブロック	750MW	50.7%	100%

### CCGT 発電所地点

これはエネルギーをガスで送るか、電気で送るかの問題である。ガス輸送管 (約 50cmΦ) の建設費は 27,000 ~ 360,000US\$/km 程度である。一方 400kV 送電線の建設費は約 180,000 US\$/km である。送電線の送電容量は距離とその他種々の条件によるが、400kV 送電線で 750MW 送電できる限界距離は単相地絡再閉路成功という許容できるぎりぎりの条件で 400 ~ 500km であろう。すなわち輸送電力が 750MW 以下で、送電距離が 400 ~ 500km 以下であれば 400kV 送電線が明らかに有利となる。以上の理由により、ガス輸送管が最短距離となる Orange 川河口近くの Oranjemund 地域が最も望ましい地点となる。発電所地点は Oranjemund 付近と想定し、技術的経済的評価を行った。

この 400kV 送電線は、もし必要ならば対策を施すことにより、750MW 負荷時、単相再閉路により 1 線地絡故障に耐えることができる。我々の予備的チェックによると 3 相地絡故障に対しては再閉路しても系統は不安定となる。この問題は詳細な系統解析を必要とする。

### 関連送電線

コンバインドサイクル発電所に関連して新設する 400kV 送電線は NamPower グリッドに連結されるものと想定した。JICA チームの現地踏査によれば、送電線ルートは一部 463 号道路に沿って Oranjemund 発電所地点より Kokerboom 変電所までほぼ直線が可能である。ルートの距離は約 350km である。

### コンバインドサイクル発電のコスト

ガスタービン発電機の価格は市況に大きく左右されるが、現在の所マーケットは大変競争が激しく、全プラントユニットコスト 440 US\$/kW が期待できる情勢である。750MW プラントと長さ 350km、400kV 送電線のコストと運転補修費を実績より次のように見積もった。

リードタイム	28 か月
総投資額	406MUS\$、建設中利子 31MUS\$を含む
(発電所)	334MUS\$、建設中利子 26MUS\$を含む
(送電線)	72MUS\$、建設中利子 5MUS\$を含む
支出	50%、50%
O & M 固定費	5US\$/kW
O & M 変動費	0.2 USc/kWh
天然ガス費	1.6 US\$/MBtu
耐用年数	20 年

コンバインドサイクル発電所のフィージビリティスタディは 1997 年 4 月終了しているが、JICA チームは利用できない。ジェネレーションミックス、およびそのコスト、資金調達に NamPower により機密事項とされ、JICA チームはアプローチできない。

### 環境問題

Kudu 天然ガスサンプルは硫化水素成分を含まず、非常にクリーンである。発電所候補地点は Diamond Area 1 として知られる厳しい砂漠地帯の中にあり、環境的には Low sensitivity の地域にあり、人は殆ど住んでいない。NamPower は環境影響調査の準備中である。

### 熱の有効利用

エネルギー有効利用の見地より最新鋭高効率（熱効率 50.7%）のコンバインドサイクルプラントを計画しているため、従来型プラント（熱効率 38%）より

も燃料の使用は相当に少ない。発電所候補地点周辺には、コジェネの熱を利用する設備計画は立地上現在の所考えられない。

### 9.1.3 Cunene 下流水力計画

Epupa 案 (旧称 Epupa scheme B) と Bynes 案を比較するドラフト フィージビリティスタディ レポートは 1997 年 10 月提出された。Gove ダム運用の条件においても Epupa project は発電電力量、システムコスト現在値 (PVSC)、EIRR に関して Bynes project より若干良いので、経済評価は Epupa project について行った。

水力計画は巨大な投資と長いリードタイムを必要とする。融資の申請、プロジェクトの審査、融資側とのノートの交換、融資契約、コンサルタントの選出、工事・機器の国際入札等多数の手続きを必要とするので、そのリードタイムは 9 ~ 10 年と考えるのが実際的である。

#### Epupa 計画主要データ (出典: Lower Cunene Hydro F.S.)

総貯水量	115 億 m <sup>3</sup>
有効貯水量	78 億 m <sup>3</sup>
利用水深	30 m
ダム形式	コンクリートアーチ重力式
ダム高さ	163 m
年可能発電電力量	(ベースケース)
(Gove ダム利用)	1730 GWh
(Gove ダム不使用)	1724 GWh
発電所出力	360 MW
リードタイム	9 ~ 10 年
関連送電線	330 kV, 長さ 663 km(建設費 91.5 MUS\$)
プロジェクト総投資額	695 MUS\$, 建設中利子 155.6 MUS\$を含む
水没面積	380 km <sup>2</sup>
影響を蒙る住民数	1000
水没墳墓数	160

#### 問題点

NamPower 会長が 1997 年 Annual report の中で初めて正式に次のように述べている。Cunene river 下流域の水力計画に関しアンゴラと 50-50 ベースでシェアした場合の Viability study が審議に上程された。

Cunene 水力の Feasibility study では生産された水力電気エネルギーは全量ナミビアで使用される前提で計画されてきた。アンゴラにおける政治情勢、経済情勢、電力事情を見れば、当面 Cunene 水力電気がアンゴラに分割送電されることはなさそうである。

しかしながら、すべてこれからの交渉次第ということになるが、長期的スパンにおいて、アンゴラ側の合理的なコスト負担がなければ水力計画の評価が損なわれることがあり得る。この問題が、現在水力計画における最大の不確定要素である。

Cunene river の年ごとの変動および年内の変動は相当なものであり、最も深刻な状況は比較的長い期間の早魃であり、数年間続いた記録がある。(4.1.2 参照) これは水力プラントの出力と収入も変動し、技術的、財政的に十分信頼できないということを意味する。

水文、地質、サイト特有な多くの要素に関連する不確定によるコストと建設期間のオーバーランは水力プロジェクトでは稀ではない。

移転と補償の問題は文化と社会経済に関連して深刻な論争点である。Epupa 地域に住むナミビアの Ovahimba communities は水力計画をきっぱりと拒否している。

Cunene 水力発電は、人間の、物理的、生物の環境に対するインパクトを除いてクリーンな再生可能なエネルギーであるが、今や半国産エネルギーと見るべきである。このことは国際河川としては当然のことかもしれない。

## 9.2 供給保障の強化に関するエネルギー政策

ナミビア・エネルギー政策に関する白書は 3.1.4.1 “供給保障の強化” の中で次のように述べている。

“小区域 (国内) 発電の選択に伴う経済的メリットとリスクを電力輸入案と比較することは重要である。

ナミビアにおける電力の供給は、ガス、水力、他の再生可能エネルギー源を含み経済的に効率よく持続可能な電源と電力輸入とのバランスに基づかねばならない。



ナミビアの資源は将来の電力需要に応じるに十分すぎるほどであるが、国内資源利用のコストと効率を代案としての輸入と比較することが重要である。これはナミビアの電力消費者の利益のために合理的な経済資源の利用を確保するのみならず、電力供給ベースの分散化を通して供給保障の改善を確実にするものである。付随して起きるリスクを正当に考慮しながら、ピーク需要の 100%と少なくともエネルギー需要の 75%を 2010 年までに国内電源より供給するのが政府の目標である。”

上記のことは電力開発計画の策定に注意深く取り入れられた。

### 9.3 シナリオの定義

それぞれのシナリオが、9.1 に示す 3 つの増設案の組合せでその種のテーマでコスト最小になるよう予備的検討の上、次の 5 つのシナリオを選定した。このシナリオに対して技術的経済的評価を行い、比較検討した。従って、これらは必然的に一種のエネルギー ベスト ミックスを構成するものである。

- Scenario A Self sufficiency - CCGT
- Scenario B Self sufficiency - Hydropower
- Scenario C Business as usual - Extended Import
- Scenario D Business as usual - CCGT
- Scenario E Business as usual - Hydropower

Self sufficiency scenario は、2010 年までにピークロードの 100%、エネルギー需要の 75%を国内電源より供給するというエネルギー政策（ドラフト）の目標実現を図ったものである。Business as usual scenario はこの目標からは自由で、最も経済的な対応を辿ったものである。

### 9.4 電力設備の増設

電力設備の増設は 6. 電力需要予測に示される需要予測に応じられるよう計画された。電力会社は原則として Moderate growth の需要に対しては十分な予備力をもって、High growth の需要に対してはぎりぎり応じられるよう自社で供給能力を保持すべきであると考えられる。しかしながら、NamPower は非常の場合 Eskom に頼れるという思われた状態にある。設備の増設は 2008 年まで国内向けのみとして計画した。2008 年には Eskom の発電設備過剰は消滅し、ナミビアからの輸出は可能になると予想される。

各シナリオにおける設備増設計画の一覧を Table 9.1 に示す。

**Table 9.1 Summary of Additions in Alternative Scenarios**

Scenario Year	Self Sufficiency		Business As Usual		
	A. CCGT	B. Hydro	C. Import	D. CCGT	E. Hydro
1997					
1998					
1999	400kV line-1 Aries-Koker.	400kV line-1 Aries-Koker.	400kV line-1 Aries-Koker.	400kV line-1 Aries-Koker.	400kV line-1 Aries-Koker.
2000	400kV line-1 Koker.-Auas	400kV line-1 Koker.-Auas	400kV line-1 Koker.-Auas	400kV line-1 Koker.-Auas	400kV line-1 Koker.-Auas
2001					
2002	CCGT-1	CCGT-1	CCGT-1	CCGT-1	CCGT-1
2003					
2004					
2005					
2006					
2007					
2008		Epupa Hydro			
2009					
2010	CCGT-2	(2xGT)			
2011					
2012					
2013				CCGT-2	Epupa Hydro
2014	CCGT-3	Configurate to CCGT-2	400kV line-2		
2015					
2016					
2017					(2xGT)
2018		(2xGT)			
2019					
2020					

Note: The additions are to be completed by May of the year.

#### 9.4.1 キャパシティ・バランス

5つのシナリオにおいて Moderate growth と High growth に対するキャパシティ・バランスを次ページ以下の表に示す。ピーク時における系統の常時出力 (firm capacity) は予測された最大需要以上でなければならない。ピークロードは通常乾期の真っ只中の6月か7月に起きる。Ruacana の常時出力 (firm capacity) は、その銘板出力 240MW に拘わらず、早魃年にはほとんどゼロになることがあることに注意しなければならない。Epupa の銘板出力は 360MW であるが、貯水池の低水位では 300MW に低下すると推定される。

##### 電力の輸入限界

9.1.1 “送電容量”に記載のように、Eskom からの電力輸入の限界は 400kV 1 号線の完成により 840MW に拡大される。

400kV 1 号線	500MW
既設 220kV 2 回線	340MW
400kV 2 号線	500MW

##### Van Eck および Paratus 火力発電所

Van Eck および Paratus 火力発電所は燃料費が高いため、常時運転はされないものと想定した。この2発電所はキャパシティおよびエネルギーバランスには組入れていない。しかしながら、これらの発電所を予備電源として保持する価値はある。Eskom からの firm capacity 勘定を節減するのに有用であり、Van Eck は送電線の電圧調整のために同期調相機として使用できる。

##### ナショナル・グリッドにおけるピーク ロード

NamPower グリッドにおけるピークロードは 6 章記載の予測最大需要電力から 20MW を差し引いた。なとなればその最大需要電力には Eskom から供給される Oranjemund、Rosh Pinah、Noordocwer、Ariamsvlei と Zambia から供給される Katima Mulilo の需要が含まれているためである。

**Table 9.2 Scenario A Self Sufficiency-CCGT**

**Capacity Balance [MW]**

Year	Addition	Moderate growth			High growth		
		Peak load	Available capacity (Presumable import) [Desirable export]		Peak load	Available capacity (Presumable import) [Desirable export]	
1999	400kV line Aries-Kokerbo.	393	Import	460 (393)	400	Import	460 (400)
			Ruacana	0		Ruacana	0
2000	400kV line Kokerbo.-Auas	477	Import	840 (477)	634	Import	840 (634)
			Ruacana	0		Ruacana	0
2001		522	Import	840 (522)	815	Import	840 (815)
			Ruacana	0		Ruacana	0
2002	CCGT Block 1 (+400kV line)	542	Import	840 ( 0)	855	Import	840 (105)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			CCGT	750		CCGT	750
2003		563	Import	840 ( 0)	883	Import	840 (133)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			CCGT	750		CCGT	750
2004		584	Import	840 ( 0)	911	Import	840 (161)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			CCGT	750		CCGT	750
2005		609	Import	840 ( 0)	962	Import	840 (212)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			CCGT	750		CCGT	750
2006		672	Import	840 ( 0)	1052	Import	840 (302)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			CCGT	750		CCGT	750
2007		732	Import	840 ( 0)	1140	Import	840 (390)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			CCGT	750		CCGT	750
2008		755	Import	840 ( 0)	1192	Import	840 (442)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			CCGT	750		CCGT	750
2009		779	Import	840 ( 0)	1228	Import	840 (478)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			CCGT	750		CCGT	750
2010	CCGT Block 2 (+400kV line)	806	Import	840 ( 0)	1267	Import	840 ( 0)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			2xCCGT	1500 [694]		2xCCGT	1500 [233]
2011		836	Import	840 ( 0)	1312	Import	840 ( 0)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			2xCCGT	1500 [664]		2xCCGT	1500 [188]
2012		862	Import	840 ( 0)	1375	Import	840 ( 0)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			2xCCGT	1500 [638]		2xCCGT	1500 [125]
2013		889	Import	840 ( 0)	1474	Import	840 ( 0)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			2xCCGT	1500 [611]		2xCCGT	1500 [26]
2014	CCGT Block 3 (+400kV line)	917	Import	840 ( 0)	1591	Import	840 ( 0)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			3xCCGT	2250 *[840]		3xCCGT	2250 [659]
2015		946	Import	840 ( 0)	1677	Import	840 ( 0)
			Ruacana	0		Ruacana	0
			3xCCGT	2250 *[840]		3xCCGT	2250 [573]

2016		978	Import 840 ( 0) Ruacana 0 3xCCGT 2250 *[840]	1733	Import 840 ( 0) Ruacana 0 3xCCGT 2250 [517]
2017		1005	Import 840 ( 0) Ruacana 0 3xCCGT 2250 *[840]	1786	Import 840 ( 0) Ruacana 0 3xCCGT 2250 [464]
2018		1033	Import 840 ( 0) Ruacana 0 3xCCGT 2250 *[840]	1841	Import 840 ( 0) Ruacana 0 3xCCGT 2250 [409]
2019		1062	Import 840 ( 0) Ruacana 0 3xCCGT 2250 *[840]	1937	Import 840 ( 0) Ruacana 0 3xCCGT 2250 [313]
2020		1092	Import 840 ( 0) Ruacana 0 3xCCGT 2250 *[840]	2042	Import 840 ( 0) Ruacana 0 3xCCGT 2250 [208]

Ref. \*: Power export limitation to interconnector capacity

**Table 9.3 Scenario B Self Sufficiency-Hydropower**  
Capacity Balance[MW]

Year	Addition	Moderate growth			High growth				
		Peak load	Available capacity (Presumable import) [Desirable export]		Peak load	Available capacity (Presumable import) [Desirable export]			
1999	400kV line Aries-Kokerbo.	393	Import Ruacana	460 0	(393)	400	Import Ruacana	460 0	(400)
2000	400kV line Kokerbo.-Auas	477	Import Ruacana	840 0	(477)	634	Import Ruacana	840 0	(634)
2001		522	Import Ruacana	840 0	(522)	815	Import Ruacana	840 0	(815)
2002	CCGT Block 1 (+400kV line)	542	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	855	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(105)
2003		563	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	883	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(133)
2004		584	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	911	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(161)
2005		609	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	962	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(212)
2006		672	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	1052	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(302)
2007		732	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	1140	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(390)
2008	Epupa Hydro (+330kV line)	755	Import Ruacana CCGT Epupa	840 0 750 300	( 0)	1192	Import Ruacana CCGT Epupa	840 0 750 300	(142)
2009		779	Import Ruacana CCGT Epupa	840 0 750 300	( 0)	1228	Import Ruacana CCGT Epupa	840 0 750 300	(178)
2010	2 gas turbines of CCGT Block 2 (+400kV line)	806	Import Ruacana CCGT Epupa 2xGT	840 0 750 300 500	( 0) [244]	1267	Import Ruacana CCGT Epupa 2xGT	840 0 750 300 500	( 0) [283]
2011		836	Import Ruacana CCGT Epupa 2xGT	840 0 750 300 500	( 0) [214]	1312	Import Ruacana CCGT Epupa 2xGT	840 0 750 300 500	( 0) [238]
2012		862	Import Ruacana CCGT Epupa 2xGT	840 0 750 300 500	( 0) [188]	1375	Import Ruacana CCGT Epupa 2xGT	840 0 750 300 500	( 0) [175]
2013		889	Import Ruacana CCGT Epupa 2xGT	840 0 750 300 500	( 0) [161]	1474	Import Ruacana CCGT Epupa 2xGT	840 0 750 300 500	( 0) [ 76]

2014	CCGT Block 2 (+400kV line)	917	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 *[840] Epupa 300	1591	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [209] Epupa 300
2015		946	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 *[840] Epupa 300	1677	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [123] Epupa 300
2016		978	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [822] Epupa 300	1733	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [ 67] Epupa 300
2017		1005	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [795] Epupa 300	1786	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [ 14] Epupa 300
2018	2 gas turbines of CCGT Block 3 (+400kV line)	1033	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [767] Epupa 300 2xGT 500 *[ 73]	1841	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 Epupa 300 [459] 2xGT 500
2019		1062	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [748] Epupa 300 2xGT 500 *[ 92]	1937	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 Epupa 300 [363] 2xGT 500
2020		1092	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [708] Epupa 300 2xGT 500 * [132]	2042	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 Epupa 300 [258] 2xGT 500

**Table 9.4 Scenario C Business As Usual-Extended Import**

**Capacity Balance[MW]**

Year	Addition	Moderate growth			High growth				
		Peak load	Available capacity (Presumable import)		Peak load	Available capacity (Presumable import)			
1999	400kV line Aries-Kokerbo.	393	Import Ruacana	460 0	(393)	400	Import Ruacana	460 0	(400)
2000	400kV line Kokerbo.-Auas	477	Import Ruacana	840 0	(477)	634	Import Ruacana	840 0	(634)
2001		522	Import Ruacana	840 0	(522)	815	Import Ruacana	840 0	(815)
2002	CCGT Block I (+400kV line)	542	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	855	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(105)
2003		563	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	883	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 133)
2004		584	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	911	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(161)
2005		609	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	962	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(212)
2006		672	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	1052	Import Ruacana CCGT	6840 0 750	(302)
2007		732	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	1140	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(390)
2008		755	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 5)	1192	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(442)
2009		779	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 29)	1228	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(478)
2010		806	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 56)	1267	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(517)
2011		836	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 86)	1312	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(562)
2012		862	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 112)	1375	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(625)
2013		889	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 139)	1474	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(724)
2014	2 <sup>nd</sup> 400KV line	917	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	( 167)	1591	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	(841)
2015		946	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	( 196)	1677	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	(927)
2016		978	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	( 228)	1733	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	(983)



2017		1005	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	( 255)	1786	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	(1036)
2018		1033	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	( 283)	1841	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	(1091)
2019		1062	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	( 312)	1937	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	(1187)
2020		1092	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	( 342)	2042	Import Ruacana CCGT	1340 0 750	(1292)

**Table 9.5 Scenario D Business As Usual-CCGT**

**Capacity Balance[MW]**

Year	Addition	Moderate growth			High growth				
		Peak load	Available capacity (Presumable import) [Desirable export]		Peak load	Available capacity (Presumable import) [Desirable export]			
1999	400kV line Aries-Kokerbo.	393	Import Ruacana	460 0	(393)	400	Import Ruacana	460 90	(400)
2000	400kV line Kokerbo.-Auas	477	Import Ruacana	840 0	(477)	634	Import Ruacana	840 0	(634)
2001		522	Import Ruacana	840 0	(522)	815	Import Ruacana	840 0	(815)
2002	CCGT Block 1 (+400kV line)	542	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	855	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(105)
2003		563	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	883	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(133)
2004		584	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	911	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(161)
2005		609	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	962	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(212)
2006		672	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	1052	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(302)
2007		732	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	1140	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(390)
2008		755	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 5)	1192	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(442)
2009		779	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 29)	1228	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(478)
2010		806	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 56)	1267	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(517)
2011		836	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 86)	1312	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(562)
2012		862	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(112)	1375	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(625)
2013	CCGT Block 2	889	Import Ruacana 2xCCGT	840 0 1500	( 0) [611]	1474	Import Ruacana 2xCCGT	840 0 1500	( 0) [ 26]
2014		917	Import Ruacana 2xCCGT	840 0 1500	( 0) [583]	1591	Import Ruacana 2xCCGT	840 0 1500	(91)
2015		946	Import Ruacana 2xCCGT	840 0 1500	( 0) [554]	1677	Import Ruacana 2xCCGT	840 0 1500	(177)

2016		978	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [522]	1733	Import 840 (233) Ruacana 0 2xCCGT 1500
2017		1005	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [495]	1786	Import 840 (286) Ruacana 0 2xCCGT 1500
2018		1033	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [467]	1841	Import 840 (341) Ruacana 0 2xCCGT 1500
2019		1062	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [438]	1937	Import 840 (437) Ruacana 0 2xCCGT 1500
2020		1092	Import 840 ( 0) Ruacana 0 2xCCGT 1500 [408]	2042	Import 840 (542) Ruacana 0 2xCCGT 1500

**Table 9.6 Scenario E Business As Usual-Hydropower**

**Capacity Balance[MW]**

Year	Addition	Moderate growth			High growth				
		Peak load	Available capacity (Presumable import) [Desirable export]		Peak load	Available capacity (Presumable import) [Desirable export]			
1999	400kV line Aries-Kokerbo.	393	Import Ruacana	460 0	(393)	400	Import Ruacana	460 0	(400)
2000	400kV line Kokerbo.-Auas	477	Import Ruacana	840 0	(477)	634	Import Ruacana	840 0	(634)
2001		522	Import Ruacana	840 0	(522)	815	Import Ruacana	840 0	(815)
2002	CCGT Block I (+400kV line)	542	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	855	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(105)
2003		563	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	883	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(133)
2004		584	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	911	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(161)
2005		609	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	962	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(212)
2006		672	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	1052	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(302)
2007		732	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 0)	1140	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(390)
2008		755	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 5)	1192	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(442)
2009		779	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 29)	1228	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(478)
2010		806	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 56)	1267	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(517)
2011		836	Import Ruacana CCGT	840 0 750	( 86)	1312	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(562)
2012		862	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(112)	1375	Import Ruacana CCGT	840 0 750	(625)
2013	Epupa Hydro (+330kV line)	889	Import Ruacana CCGT Epupa	840 0 750 300	( 0) [161]	1474	Import Ruacana CCGT Epupa	840 0 750 300	(424)
2014		917	Import Ruacana CCGT Epupa	840 0 750 300	( 0) [133]	1591	Import Ruacana CCGT Epupa	840 0 750 300	(541)

2015		946	Import 840 ( 0) Ruacana 0 CCGT 750 [104] Epupa 300	1677	Import 840 (627) Ruacana 0 CCGT 750 Epupa 300
2016		978	Import 840 ( 0) Ruacana 0 CCGT 750 [ 72] Epupa 300	1733	Import 840 (683) Ruacana 0 CCGT 750 Epupa 300
2017	2 gas turbines of CCGT Block 2 (+400kV line)	1005	Import 840 ( 0) Ruacana 0 CCGT 750 [ 45] Epupa 300 2xGT 500 [500]	1786	Import 840 (236) Ruacana 0 CCGT 750 Epupa 300 2xGT 500
2018		1033	Import 840 ( 0) Ruacana 0 CCGT 750 [ 17] Epupa 300 2xGT 500 [500]	1841	Import 840 (291) Ruacana 0 CCGT 750 Epupa 300 2xGT 500
2019		1062	Import 840 ( 0) Ruacana 0 CCGT 750 Epupa 300 2xGT 500 [488]	1937	Import 840 (387) Ruacana 0 CCGT 750 Epupa 300 2xGT 500
2020		1092	Import 840 ( 0) Ruacana 0 CCGT 750 Epupa 300 2xGT 500 [458]	2042	Import 840 (492) Ruacana 0 CCGT 750 Epupa 300 2xGT 500