

9.4.2 エネルギー・バランス

Total sent out energy は第 6 章の予測販売電力量から 100GWh (系統外への供給量) を差し引き、送電ロス 12% (送電端の 11%に相当) を加えた。エネルギー・バランスは運転コストの低い順に充当した。すなわち水力をまず運転し、次に Kudu CCGT を、最後に Eskom からの輸入とした。

5 シナリオの Moderate growth および High growth に対しエネルギー表を作成した。High growth に対し適正な設備増設を計画したので、High growth ケースが本題である。Moderate growth ケースはいわば参考である。

水力発電所のエネルギー・バランス表は平均年可能発電電力量で計算してあるが、実際の年発電電力量は年により大きく変動 (最小/最大 1 対 10) することに注意しなければならない。

Table 9.7 Scenario A Self Sufficiency-CCGT

| Energy Balance[GWh] | | | Moderate Growth | | | | Export |
|---------------------|-----------------|----------------|-----------------|---------|-------|--------|--------|
| Year | Energy Forecast | Total Sent out | Supply | | | Import | |
| | | | Kudu | Ruacana | Epupa | | |
| 1999 | 2061.5 | 2196 | 0 | 1055 | | 1141 | |
| 2000 | 2495.8 | 2683 | 0 | 1055 | | 1628 | |
| 2001 | 2716.5 | 2930 | 0 | 1055 | | 1875 | |
| 2002 | 2804.4 | 3029 | 1002 | 1055 | | 972 | |
| 2003 | 2894.0 | 3129 | 2074 | 1055 | | 0 | |
| 2004 | 2984.7 | 3231 | 2176 | 1055 | | 0 | |
| 2005 | 3092.5 | 3352 | 2297 | 1055 | | 0 | |
| 2006 | 3409.7 | 3707 | 2652 | 1055 | | 0 | |
| 2007 | 3714.2 | 4048 | 2993 | 1055 | | 0 | |
| 2008 | 3814.7 | 4160 | 3090 | 1055 | | 15 | |
| 2009 | 3919.4 | 4278 | 3133 | 1055 | | 90 | |
| 2010 | 4033.6 | 4406 | 3351 | 1055 | | 0 | 4256 |
| 2011 | 4168.1 | 4556 | 3501 | 1055 | | 0 | 4072 |
| 2012 | 4280.7 | 4682 | 3627 | 1055 | | 0 | 3912 |
| 2013 | 4396.3 | 4812 | 3757 | 1055 | | 0 | 3747 |
| 2014 | 4515.2 | 4945 | 3890 | 1055 | | 0 | 5150 |
| 2015 | 4643.0 | 5088 | 4033 | 1055 | | 0 | 5150 |
| 2016 | 4783.1 | 5245 | 4190 | 1055 | | 0 | 5150 |
| 2017 | 4903.6 | 5379 | 4324 | 1055 | | 0 | 5150 |
| 2018 | 5025.8 | 5517 | 4462 | 1055 | | 0 | 5150 |
| 2019 | 5153.1 | 5659 | 4604 | 1055 | | 0 | 5150 |
| 2020 | 5283.3 | 5805 | 4750 | 1055 | | | 5150 |

| Energy Balance[GWh] | | | High Growth | | | | Export |
|---------------------|-----------------|-----------------|-------------|---------|-------|--------|--------|
| Year | Energy Forecast | Energy Sent Out | Supply | | | Import | |
| | | | Kudu | Ruacana | Epupa | | |
| 1999 | 2099.3 | 2239 | 0 | 1055 | | 1184 | |
| 2000 | 3469.3 | 3773 | 0 | 1055 | | 2718 | |
| 2001 | 4407.2 | 4824 | 0 | 1055 | | 3769 | |
| 2002 | 4733.4 | 5189 | 2291 | 1055 | | 1843 | |
| 2003 | 4850.7 | 5321 | 3866 | 1055 | | 400 | |
| 2004 | 4973.4 | 5458 | 3923 | 1055 | | 480 | |
| 2005 | 5227.0 | 5742 | 4047 | 1055 | | 640 | |
| 2006 | 5697.0 | 6269 | 4304 | 1055 | | 910 | |
| 2007 | 6154.8 | 6781 | 4556 | 1055 | | 1170 | |
| 2008 | 6413.4 | 7071 | 4686 | 1055 | | 1330 | |
| 2009 | 6568.7 | 7245 | 4760 | 1055 | | 1430 | |
| 2010 | 6739.0 | 7436 | 6381 | 1055 | | 0 | 1429 |
| 2011 | 6936.5 | 7657 | 6602 | 1055 | | 0 | 1153 |
| 2012 | 7254.1 | 8012 | 6957 | 1055 | | 0 | 767 |
| 2013 | 7790.2 | 8613 | 7558 | 1055 | | 0 | 159 |
| 2014 | 8431.3 | 9331 | 8276 | 1055 | | 0 | 4041 |
| 2015 | 8871.2 | 9824 | 8769 | 1055 | | 0 | 3514 |
| 2016 | 9118.8 | 10101 | 9040 | 1055 | | 0 | 3169 |
| 2017 | 9351.9 | 10362 | 9307 | 1055 | | 0 | 2844 |
| 2018 | 9592.9 | 10632 | 9577 | 1055 | | 0 | 2507 |
| 2019 | 10091.2 | 11190 | 10135 | 1055 | | 0 | 1919 |
| 2020 | 10647.4 | 11813 | 10758 | 1055 | | 0 | 1275 |

Table 9.8 Scenario B Self Sufficiency-Hydro

| Energy Balance[GWh] | | | Moderate Growth | | | | Export |
|---------------------|-----------------|----------------|-----------------|---------|-------|--------|--------|
| Year | Energy Forecast | Total Sent out | Supply | | | Import | |
| | | | Kudu | Ruacana | Epupa | | |
| 1999 | 2061.5 | 2196 | 0 | 1055 | | 1141 | |
| 2000 | 2495.8 | 2683 | 0 | 1055 | | 1628 | |
| 2001 | 2716.5 | 2930 | 0 | 1055 | | 1875 | |
| 2002 | 2804.4 | 3029 | 1002 | 1055 | | 972 | |
| 2003 | 2894.0 | 3129 | 2074 | 1055 | | 0 | |
| 2004 | 2984.7 | 3231 | 2176 | 1055 | | 0 | |
| 2005 | 3092.5 | 3352 | 2297 | 1055 | | 0 | |
| 2006 | 3409.7 | 3707 | 2652 | 1055 | | 0 | |
| 2007 | 3714.2 | 4048 | 2993 | 1055 | | 0 | |
| 2008 | 3814.7 | 4160 | 1375 | 1055 | 1730 | 0 | |
| 2009 | 3919.4 | 4278 | 1493 | 1055 | 1730 | 0 | |
| 2010 | 4033.6 | 4406 | 1621 | 1055 | 1730 | 0 | 4546 |
| 2011 | 4168.1 | 4556 | 1771 | 1055 | 1730 | 0 | 4377 |
| 2012 | 4280.7 | 4682 | 1897 | 1055 | 1730 | 0 | 4217 |
| 2013 | 4396.3 | 4812 | 2027 | 1055 | 1730 | 0 | 4052 |
| 2014 | 4515.2 | 4945 | 2200 | 1055 | 1730 | 0 | 5149 |
| 2015 | 4643.0 | 5088 | 2303 | 1055 | 1730 | 0 | 5149 |
| 2016 | 4783.1 | 5245 | 2460 | 1055 | 1730 | 0 | 5039 |
| 2017 | 4903.6 | 5379 | 2594 | 1055 | 1730 | 0 | 4873 |
| 2018 | 5025.8 | 5517 | 2732 | 1055 | 1730 | 0 | 5150 |
| 2019 | 5153.1 | 5659 | 2874 | 1055 | 1730 | 0 | 5150 |
| 2020 | 5283.3 | 5805 | 3020 | 1055 | 1730 | 0 | 5150 |

| Energy Balance[GWh] | | | High Growth | | | | Export |
|---------------------|-----------------|-----------------|-------------|---------|-------|--------|--------|
| Year | Energy Forecast | Energy Sent Out | Supply | | | Import | |
| | | | Kudu | Ruacana | Epupa | | |
| 1999 | 2099.3 | 2239 | 0 | 1055 | | 1184 | |
| 2000 | 3469.3 | 3773 | 0 | 1055 | | 2718 | |
| 2001 | 4407.2 | 4824 | 0 | 1055 | | 3769 | |
| 2002 | 4733.4 | 5189 | 2291 | 1055 | | 1843 | |
| 2003 | 4850.7 | 5321 | 3866 | 1055 | | 400 | |
| 2004 | 4973.4 | 5458 | 3923 | 1055 | | 480 | |
| 2005 | 5227.0 | 5742 | 4047 | 1055 | | 640 | |
| 2006 | 5697.0 | 6269 | 4304 | 1055 | | 910 | |
| 2007 | 6154.8 | 6781 | 4556 | 1055 | | 1170 | |
| 2008 | 6413.4 | 7071 | 3860 | 1055 | 1730 | 426 | |
| 2009 | 6568.7 | 7245 | 3926 | 1055 | 1730 | 534 | |
| 2010 | 6739.0 | 7436 | 4651 | 1055 | 1730 | 0 | 1735 |
| 2011 | 6936.5 | 7657 | 4872 | 1055 | 1730 | 0 | 1459 |
| 2012 | 7254.1 | 8012 | 5227 | 1055 | 1730 | 0 | 1073 |
| 2013 | 7790.2 | 8613 | 5827 | 1055 | 1730 | 0 | 466 |
| 2014 | 8431.3 | 9331 | 6546 | 1055 | 1730 | 0 | 1281 |
| 2015 | 8871.2 | 9824 | 7039 | 1055 | 1730 | 0 | 754 |
| 2016 | 9118.8 | 10101 | 7310 | 1055 | 1730 | 0 | 411 |
| 2017 | 9351.9 | 10362 | 7577 | 1055 | 1730 | 0 | 86 |
| 2018 | 9592.9 | 10632 | 7847 | 1055 | 1730 | 0 | 2815 |
| 2019 | 10091.2 | 11190 | 8405 | 1055 | 1730 | 0 | 2226 |
| 2020 | 10647.4 | 11813 | 9028 | 1055 | 1730 | 0 | 1582 |

Table 9.9 Scenario C Business As Usual-Extended Import

| Energy Balance[GWh] | | | Moderate Growth | | | | Export |
|---------------------|-----------------|----------------|-----------------|---------|-------|--------|--------|
| Year | Energy Forecast | Total Sent out | Supply | | | | |
| | | | Kudu | Ruacana | Epupa | Import | |
| 1999 | 2061.5 | 2196 | 0 | 1055 | | 1141 | |
| 2000 | 2495.8 | 2683 | 0 | 1055 | | 1628 | |
| 2001 | 2716.5 | 2930 | 0 | 1055 | | 1875 | |
| 2002 | 2804.4 | 3029 | 1002 | 1055 | | 972 | |
| 2003 | 2894.0 | 3129 | 2074 | 1055 | | 0 | |
| 2004 | 2984.7 | 3231 | 2176 | 1055 | | 0 | |
| 2005 | 3092.5 | 3352 | 2297 | 1055 | | 0 | |
| 2006 | 3409.7 | 3707 | 2652 | 1055 | | 0 | |
| 2007 | 3714.2 | 4048 | 2993 | 1055 | | 0 | |
| 2008 | 3814.7 | 4160 | 3090 | 1055 | | 15 | |
| 2009 | 3919.4 | 4278 | 3133 | 1055 | | 90 | |
| 2010 | 4033.6 | 4406 | 3181 | 1055 | | 170 | |
| 2011 | 4168.1 | 4556 | 3231 | 1055 | | 270 | |
| 2012 | 4280.7 | 4682 | 3287 | 1055 | | 340 | |
| 2013 | 4396.3 | 4812 | 3337 | 1055 | 1730 | 420 | |
| 2014 | 4515.2 | 4945 | 3390 | 1055 | 1730 | 500 | |
| 2015 | 4643.0 | 5088 | 3443 | 1055 | 1730 | 590 | |
| 2016 | 4783.1 | 5245 | 3510 | 1055 | 1730 | 680 | |
| 2017 | 4903.6 | 5379 | 3564 | 1055 | 1730 | 760 | |
| 2018 | 5025.8 | 5517 | 3612 | 1055 | 1730 | 850 | |
| 2019 | 5153.1 | 5659 | 3664 | 1055 | 1730 | 940 | |
| 2020 | 5283.3 | 5805 | 3720 | 1055 | 1730 | 1030 | |

| Energy Balance[GWh] | | | High Growth | | | | Export |
|---------------------|-----------------|-----------------|-------------|---------|-------|--------|--------|
| Year | Energy Forecast | Energy Sent Out | Supply | | | | |
| | | | Kudu | Ruacana | Epupa | Import | |
| 1999 | 2099.3 | 2239 | 0 | 1055 | | 1184 | |
| 2000 | 3469.3 | 3773 | 0 | 1055 | | 2718 | |
| 2001 | 4407.2 | 4824 | 0 | 1055 | | 3769 | |
| 2002 | 4733.4 | 5189 | 2291 | 1055 | | 1843 | |
| 2003 | 4850.7 | 5321 | 3866 | 1055 | | 400 | |
| 2004 | 4973.4 | 5458 | 3923 | 1055 | | 480 | |
| 2005 | 5227.0 | 5742 | 4047 | 1055 | | 640 | |
| 2006 | 5697.0 | 6269 | 4304 | 1055 | | 910 | |
| 2007 | 6154.8 | 6781 | 4556 | 1055 | | 1170 | |
| 2008 | 6413.4 | 7071 | 4686 | 1055 | | 1330 | |
| 2009 | 6568.7 | 7245 | 4760 | 1055 | | 1430 | |
| 2010 | 6739.0 | 7436 | 4831 | 1055 | | 1550 | |
| 2011 | 6936.5 | 7657 | 4912 | 1055 | | 1690 | |
| 2012 | 7254.1 | 8012 | 5082 | 1055 | | 1875 | |
| 2013 | 7790.2 | 8613 | 5388 | 1055 | | 2170 | |
| 2014 | 8431.3 | 9331 | 5756 | 1055 | | 2520 | |
| 2015 | 8871.2 | 9824 | 5913 | 1055 | | 2856 | |
| 2016 | 9118.8 | 10101 | 5913 | 1055 | | 3133 | |
| 2017 | 9351.9 | 10362 | 5913 | 1055 | | 3394 | |
| 2018 | 9592.2 | 10632 | 5913 | 1055 | | 3664 | |
| 2019 | 10091.2 | 11190 | 5913 | 1055 | | 4222 | |
| 2020 | 10647.4 | 11813 | 5913 | 1055 | | 4845 | |

Table 9.10 Scenario D Business As Usual-CCGT

| Energy Balance[GWh] | | | Moderate Growth | | | | Export |
|---------------------|-----------------|----------------|-----------------|---------|-------|--------|--------|
| Year | Energy Forecast | Total Sent out | Supply | | | | |
| | | | Kudu | Ruacana | Epupa | Import | |
| 1999 | 2061.5 | 2196 | 0 | 1055 | | 1141 | |
| 2000 | 2495.8 | 2683 | 0 | 1055 | | 1628 | |
| 2001 | 2716.5 | 2930 | 0 | 1055 | | 1875 | |
| 2002 | 2804.4 | 3029 | 1002 | 1055 | | 972 | |
| 2003 | 2894.0 | 3129 | 2074 | 1055 | | 0 | |
| 2004 | 2984.7 | 3231 | 2176 | 1055 | | 0 | |
| 2005 | 3092.5 | 3352 | 2297 | 1055 | | 0 | |
| 2006 | 3409.7 | 3707 | 2652 | 1055 | | 0 | |
| 2007 | 3714.2 | 4048 | 2993 | 1055 | | 0 | |
| 2008 | 3814.7 | 4160 | 3090 | 1055 | | 15 | |
| 2009 | 3919.4 | 4278 | 3133 | 1055 | | 90 | |
| 2010 | 4033.6 | 4406 | 3181 | 1055 | | 170 | |
| 2011 | 4168.1 | 4556 | 3231 | 1055 | | 270 | |
| 2012 | 4280.7 | 4682 | 3287 | 1055 | | 340 | |
| 2013 | 4396.3 | 4812 | 3757 | 1055 | | 0 | 3745 |
| 2014 | 4515.2 | 4945 | 3890 | 1055 | | 0 | 3574 |
| 2015 | 4643.0 | 5088 | 4033 | 1055 | | 0 | 3396 |
| 2016 | 4783.1 | 5245 | 4190 | 1055 | | 0 | 3200 |
| 2017 | 4903.6 | 5379 | 4324 | 1055 | | 0 | 3034 |
| 2018 | 5025.8 | 5517 | 4462 | 1055 | | 0 | 2863 |
| 2019 | 5153.1 | 5659 | 4604 | 1055 | | 0 | 2685 |
| 2020 | 5283.3 | 5805 | 4750 | 1055 | | 0 | 2501 |

| Energy Balance[GWh] | | | High Growth | | | | Export |
|---------------------|-----------------|-----------------|-------------|---------|-------|--------|--------|
| Year | Energy Forecast | Energy Sent Out | Supply | | | | |
| | | | Kudu | Ruacana | Epupa | Import | |
| 1999 | 2099.3 | 2239 | 0 | 1055 | | 1184 | |
| 2000 | 3469.3 | 3773 | 0 | 1055 | | 2718 | |
| 2001 | 4407.2 | 4824 | 0 | 1055 | | 3769 | |
| 2002 | 4733.4 | 5189 | 2291 | 1055 | | 1843 | |
| 2003 | 4850.7 | 5321 | 3866 | 1055 | | 400 | |
| 2004 | 4973.4 | 5458 | 3923 | 1055 | | 480 | |
| 2005 | 5227.0 | 5742 | 4047 | 1055 | | 640 | |
| 2006 | 5697.0 | 6269 | 4304 | 1055 | | 910 | |
| 2007 | 6154.8 | 6781 | 4556 | 1055 | | 1170 | |
| 2008 | 6413.4 | 7071 | 4686 | 1055 | | 1330 | |
| 2009 | 6568.7 | 7245 | 4760 | 1055 | | 1430 | |
| 2010 | 6739.0 | 7436 | 4831 | 1055 | | 1550 | |
| 2011 | 6936.5 | 7657 | 4912 | 1055 | | 1690 | |
| 2012 | 7254.1 | 8012 | 5082 | 1055 | | 1875 | |
| 2013 | 7790.2 | 8613 | 7399 | 1055 | | 159 | |
| 2014 | 8431.3 | 9331 | 8003 | 1055 | | 273 | |
| 2015 | 8849.3 | 9799 | 8253 | 1055 | | 516 | |
| 2016 | 9118.8 | 10101 | 8374 | 1055 | | 672 | |
| 2017 | 9351.9 | 10362 | 8491 | 1055 | | 816 | |
| 2018 | 9592.9 | 10632 | 8611 | 1055 | | 966 | |
| 2019 | 10091.2 | 11190 | 8893 | 1055 | | 1242 | |
| 2020 | 10647.4 | 11813 | 9201 | 1055 | | 1557 | |

Energy Balance[GWh]

Low Growth

| Year | Energy Forecast | Energy Sent Out | Peak Load (MW) | Supply | | | | Export (Desirable) |
|------|-----------------|-----------------|----------------|--------|---------|-------|--------|--------------------|
| | | | | Kudu | Ruacana | Epupa | Import | |
| 1999 | 2013.0 | 2149 | 383 | | 1055 | | | |
| 2000 | 2119.4 | 2262 | 407 | | 1055 | | | |
| 2001 | 2201.9 | 2354 | 426 | | 1055 | | | |
| 2002 | 2267.2 | 2427 | 441 | | 1055 | | | |
| 2003 | 2329.7 | 2497 | 456 | 1442 | 1055 | | 0 | - |
| 2004 | 2391.1 | 2566 | 470 | 1511 | 1055 | | 0 | - |
| 2005 | 2453.0 | 2635 | 485 | 1580 | 1055 | | 0 | - |
| 2006 | 2511.4 | 2700 | 499 | 1645 | 1055 | | 0 | - |
| 2007 | 2568.1 | 2764 | 513 | 1709 | 1055 | | 0 | - |
| 2008 | 2614.6 | 2816 | 524 | 1761 | 1055 | | 0 | 1385 |
| 2009 | 2668.4 | 2876 | 538 | 1821 | 1055 | | 0 | 1300 |
| 2010 | 2723.6 | 2938 | 552 | 1883 | 1055 | | 0 | 1213 |
| 2011 | 2792.0 | 3015 | 568 | 1960 | 1055 | | 0 | 1116 |
| 2012 | 2842.9 | 2742 | 581 | 1687 | 1055 | | 0 | 1036 |
| 2013 | 2892.1 | 3127 | 593 | 2072 | 1055 | | 0 | 5149 |
| 2014 | 2947.7 | 3189 | 607 | 2134 | 1055 | | 0 | 5149 |
| 2015 | 2999.8 | 3248 | 619 | 2193 | 1055 | | 0 | 5149 |
| 2016 | 3051.5 | 3306 | 632 | 2251 | 1055 | | 0 | 5149 |
| 2017 | 3101.5 | 3362 | 644 | 2307 | 1055 | | 0 | 5149 |
| 2018 | 3151.8 | 3418 | 656 | 2363 | 1055 | | 0 | 5149 |
| 2019 | 3203.4 | 3476 | 668 | 2421 | 1055 | | 0 | 5100 |
| 2020 | 3255.3 | 3534 | 681 | 2479 | 1055 | | 0 | 5020 |

Total sent out = Energy forecast - 100GWh(non-interconnected supplies)
 + 12%(transmission losses)

Table 9.11 Scenario E. Business As Usual-Hydro

| Energy Balance[GWh] | | | Moderate Growth | | | | Export |
|---------------------|-----------------|----------------|-----------------|---------|-------|--------|--------|
| Year | Energy Forecast | Total Sent out | Supply | | | | |
| | | | Kudu | Ruacana | Epupa | Import | |
| 1999 | 2061.5 | 2196 | 0 | 1055 | | 1141 | |
| 2000 | 2495.8 | 2683 | 0 | 1055 | | 1628 | |
| 2001 | 2716.5 | 2930 | 0 | 1055 | | 1875 | |
| 2002 | 2804.4 | 3029 | 1002 | 1055 | | 972 | |
| 2003 | 2894.0 | 3129 | 2074 | 1055 | | 0 | |
| 2004 | 2984.7 | 3231 | 2176 | 1055 | | 0 | |
| 2005 | 3092.5 | 3352 | 2297 | 1055 | | 0 | |
| 2006 | 3409.7 | 3707 | 2652 | 1055 | | 0 | |
| 2007 | 3714.2 | 4048 | 2993 | 1055 | | 0 | |
| 2008 | 3814.7 | 4160 | 3090 | 1055 | | 15 | |
| 2009 | 3919.4 | 4278 | 3133 | 1055 | | 90 | |
| 2010 | 4033.6 | 4406 | 3181 | 1055 | | 170 | |
| 2011 | 4168.1 | 4556 | 3231 | 1055 | | 270 | |
| 2012 | 4280.7 | 4682 | 3287 | 1055 | | 340 | |
| 2013 | 4396.3 | 4812 | 2027 | 1055 | 1730 | 0 | 987 |
| 2014 | 4515.2 | 4945 | 2200 | 1055 | 1730 | 0 | 815 |
| 2015 | 4643.0 | 5088 | 2303 | 1055 | 1730 | 0 | 638 |
| 2016 | 4783.1 | 5245 | 2460 | 1055 | 1730 | 0 | 441 |
| 2017 | 4903.6 | 5379 | 2594 | 1055 | 1730 | 0 | 3341 |
| 2018 | 5025.8 | 5517 | 2732 | 1055 | 1730 | 0 | 3782 |
| 2019 | 5153.1 | 5659 | 2874 | 1055 | 1730 | 0 | 2991 |
| 2020 | 5283.3 | 5805 | 3020 | 1055 | 1730 | 0 | 2808 |

| Energy Balance[GWh] | | | High Growth | | | | Export |
|---------------------|-----------------|-----------------|-------------|---------|-------|--------|--------|
| Year | Energy Forecast | Energy Sent Out | Supply | | | | |
| | | | Kudu | Ruacana | Epupa | Import | |
| 1999 | 2099.3 | 2239 | 0 | 1055 | | 1184 | |
| 2000 | 3469.3 | 3773 | 0 | 1055 | | 2718 | |
| 2001 | 4407.2 | 4824 | 0 | 1055 | | 3769 | |
| 2002 | 4733.4 | 5189 | 2291 | 1055 | | 1843 | |
| 2003 | 4850.7 | 5321 | 3866 | 1055 | | 400 | |
| 2004 | 4973.4 | 5458 | 3923 | 1055 | | 480 | |
| 2005 | 5227.0 | 5742 | 4047 | 1055 | | 640 | |
| 2006 | 5697.0 | 6269 | 4304 | 1055 | | 910 | |
| 2007 | 6154.8 | 6781 | 4556 | 1055 | | 1170 | |
| 2008 | 6413.4 | 7071 | 4686 | 1055 | | 1330 | |
| 2009 | 6568.7 | 7245 | 4760 | 1055 | | 1430 | |
| 2010 | 6739.0 | 7436 | 4831 | 1055 | | 1550 | |
| 2011 | 6936.5 | 7657 | 4912 | 1055 | | 1690 | |
| 2012 | 7254.1 | 8012 | 5082 | 1055 | | 1875 | |
| 2013 | 7790.2 | 8613 | 4826 | 1055 | 1730 | 1272 | |
| 2014 | 8431.3 | 9331 | 4923 | 1055 | 1730 | 1623 | |
| 2015 | 8871.2 | 9824 | 5173 | 1055 | 1730 | 1811 | |
| 2016 | 9118.8 | 10101 | 5094 | 1055 | 1730 | 2049 | |
| 2017 | 9351.9 | 10362 | 6911 | 1055 | 1730 | 708 | |
| 2018 | 9592.2 | 10632 | 7031 | 1055 | 1730 | 873 | |
| 2019 | 10091.2 | 11190 | 7313 | 1055 | 1730 | 1161 | |
| 2020 | 10647.4 | 11813 | 7621 | 1055 | 1730 | 1476 | |

9.5 短期増設計画の選択

NamPower は Eskom との 400kV 連系線を新設することを決定し、1997 年 11 月その建設契約を許与した。さらに、急激に立ち上がる需要に対処するため 2002 年には発電力を緊急に増加する必要がある。

NamPower は Eskom と Shell との間で Kudu ガスを使用するコンバインド サイクル発電所の建設に原則合意している。将来におけるエネルギーの自立を念頭に置けば、2 号 400kV 連系線の建設はできるだけ避けねばならない。水力発電所は長いリードタイムを必要とするので間に合わない。以上の諸情勢を勘案すれば短期増設案は全シナリオに共通な 1 つなものにならざるをえないが、この計画は技術的観点からも妥当なものとする。

9.6 中長期増設計画の選択

水力プロジェクトの投入時期に関して、シナリオ B における 2008 年は工事の完成可能な最も早い時期であり、シナリオ E における 2013 年は系統需要が必要とする時期である。2 つの大規模水力をオーバーラップして建設することは国民経済にとって余りに負担が大きく、リスクーと考える。1 つの水力しか建設しないことによる電力不足分は CCGT のフリーサイクル、ガスタービンにより補充するよう計画した。

自立シナリオ A、B は対応する経済シナリオ D、E に CCGT 1 ブロックを加えたものになっている。即ち、自立シナリオ A、B とも 2020 年までの期間に、対応する経済シナリオに比較して 406 MUS\$ の追加投資を必要とする。一方、経済シナリオ D のエネルギー自立達成率は 2001 年の 22% から 2010 年に 79%、2020 年には 87% に達する。

9.7 経済分析

前 9.3 項で示された 5 つのシナリオの経済的優位性を検討するため経済分析を行った。

経済指標は EIRR、NPV、B/C とする (注釈参照)。

9.7.1 経済分析の前提条件

上記経済指標を算定するための前提条件は次のとおりである。

(1) 分析の対象範囲

提案されたプロジェクトが実施された場合、新たに生み出される経済便益とそれに必要とする費用との経済的比較による分析である。既存設備の発生電力およびコストは分析の対象からは除外する。即ち、Ruacana 水力発電所からの発電電力は評価から除外する。また既存の送配電線設備については埋没コストとして取り扱う。

評価の対象範囲を Figure 9.1 に示す。

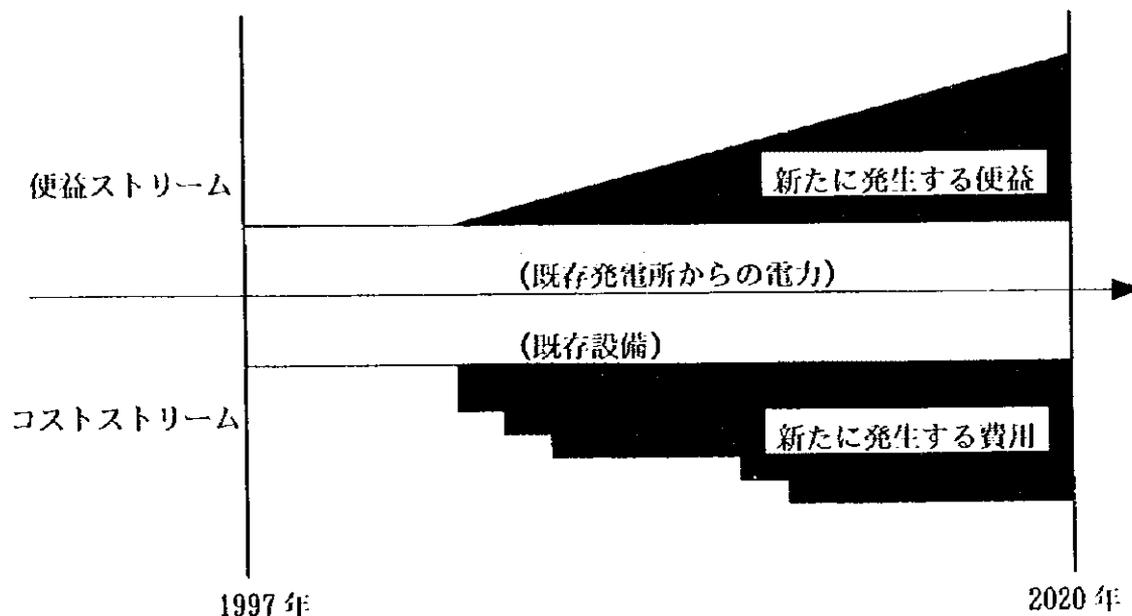


Figure 9.1 評価の対象範囲

(注釈)

1. The Economic Internal Rate of Return (EIRR): The internal rate of return of a project is defined as that discount rate which equates the present values of the

project's benefits and costs, so that the net present value is zero. The decision rule for the IRR criterion is: accept the project if IRR is greater than or equal to relevant discount rate; reject if otherwise. In the case of competing projects, select the project with the highest IRR.

2. Net Present Value (NPV): Net present value is defined as the difference between the present values of project benefits and project costs. The decision rule for the NPV criterion is: accept projects with greater than or equal to 0, and reject if otherwise. In the case of competing projects, select the project with the highest NPV.
3. Benefit-Cost Ratio (B/C): The benefit-cost ratio is the ratio of the present value of gross benefits to the present value of gross costs. The decision rule is: accept projects with B/C greater or equal to 1; reject it otherwise. In the case of competing projects, select the project with the highest B/C.

評価される5つのシナリオは次のとおりである。

- 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

(2) 経済便益の条件

a) 電力需要

第6章で推定された3ケースの電力需要予測結果のうちHigh growthのケースおよびModerate growthのケースを中心に分析する。

| ケース | 電力需要予測 (GWh/yr) | |
|-----------------|-----------------|--------|
| | 2010年 | 2020年 |
| High growth | 6,739 | 10,647 |
| Moderate growth | 4,034 | 5,283 |
| Low growth | 2,724 | 3,253 |

b) 経済価格の推定

電力サービスに対するユーザの支払意思額 (Willingness to pay) を推定し、経済的電力価格とする。市場原理に基づけば、ユーザーの支払意思額はサービスの供給の質と量によって決まってくる。しかし電力のように価格が

政策的に管理されている場合のユーザーの支払意志額の推定は非常に困難である。

ナミビアにおいてはNampowerが大口需要家と小口需要家の2本立てで電気料金の卸値を決めており、各MunicipalityおよびMRLGHはMME経由で大蔵省の承認を得てそれぞれ独自の電気料金を設定している。Municipalityの電気料金は28.0～37.0Nc/kWhと各Municipalityによって異なっている。このうち、Windhoekの電気料金は29Nc/kWhとなっている。一方、MRLGHのPrepayment方式の単価は34.0Nc/kWh、また一般需要家への料金は27.0～29.0Nc/kWhとなっている。また電力需要予測はHigh growth、Moderate growthおよびLow growthの3ケースでLocal Authority、Mining、Industry、Water、Government & parastatals等のカテゴリー別に推定している。

このようにNampowerの電気料金が大口需要家と小口需要家で大きく異なるため、2020年までの需要家別の電力需要を加重平均して電気料金（計算価格）を算出する。なおカテゴリーは次の2区分とした。

カテゴリー“A”は大口需要家であるMunicipality、Local Authority、Mining、Industry、Water、Government & ParastatalsおよびForeignの電力需要に基づき、NamPowerの卸値の18.0Nc/kWh（Demand Charge:41.44N\$/日/kVA、Energy Price:8Nc/kWh、Load Factor:60%）を採用する。

カテゴリー“B”は小口需要家の電気料金である29.0Nc/kWhを採用する。

Table 9.12 電気料金の計算価格

| | 1997年の電力 (GWh/年) | 2020年の電力 (GWh/年) | 年間平均電力需要 | | 平均料金 (Nc/kWh) | 加重平均価格 (Nc/kWh) |
|-----------------|---------------------|---------------------|----------|------|------------------|--------------------|
| | | | (GWh/年) | 比率 | | |
| Moderate growth | | | | | | |
| カテゴリー“A” | 1643 | 4716 | 3180 | 90% | 18 | 16.2 |
| カテゴリー“B” | 113 | 567 | 340 | 10% | 29 | 2.9 |
| 計 | 1756 | 5283 | 3520 | 100% | | 19.1 |
| High growth | | | | | | |
| カテゴリー“A” | 1644 | 9846 | 5745 | 93% | 18 | 16.74 |
| カテゴリー“B” | 113 | 801 | 457 | 7% | 29 | 2.03 |
| 計 | 1757 | 10647 | 6202 | 100% | | 18.77 |
| Low growth | | | | | | |
| カテゴリー“A” | 1639 | 2855 | 2247 | 90% | 18 | 16.2 |
| カテゴリー“B” | 113 | 400 | 257 | 10% | 29 | 2.9 |
| 計 | 1752 | 3255 | 2504 | 100% | | 19.1 |

注) N\$4.6=US\$1

以上から経済価格はHigh growthの場合は4.08USc/kWh (18.77Nc/kWh)、Moderate growthとLow growthの場合は4.15USc/kWh (19.1Nc/kWh)とする。

c) 輸出電力価格

シナリオによっては電力輸出が期待できるため輸出電力価格を推定した。これは発電コスト2.05USc/kWhに送電コストを加味して輸入電力価格の平均値である2.5USc/kWhとした。

d) 送電ロス

NamPowerのデータによると送電ロスは送電端電力に対して10～11%となっているため、需要端での販売電力量に対して12%とした。

(3) 経済コストの条件

プロジェクトコストは計画期間中に生じる投資コスト、運転保守費およびその他関連費用からなる。

a) 投資コスト

前9.1項で積算された各プロジェクトの投資コスト(1997年国際価格)からIDCを除き、経済コストを算定した。

Table 9.13 プロジェクト投資コスト (経済コスト)

| | | | (MUS\$) |
|------------|---------------|-------------------|---------|
| プロジェクト | Power Station | Transmission Line | 計 |
| 400KV Line | | 183.6 | 183.6 |
| CCGT | 308 | 67.0 | 375.0 |
| Epupa 水力 | 440 | 98.8 | 539.4 |
| 2×GT | 154 | 67.0 | 221.0 |

b) プロジェクトライフ

投資案件によってプロジェクトライフが異なるが、ここでは以下のとおり設定した。

送電線 : 25年

CCGT, 2 x GT : 20年
Epupa : 50年

従って2020年以降の残存価値も評価する

c) O & Mコスト

運転保守費 (O&Mコスト) はプロジェクトの性格によって異なるが、これまでの経験数値から投資コストに対する年間の経費率を次のように設定した。

送電線 : 1.8%
CCGT, 2 x GT : 5.5%
Epupa 水力 : 0.5%

送電線はEskomとの400KV連系線と新設計画の発電所との連系線および変電所からなっている。O&Mコストは線路および変電所の運転保守に必要な人件費および補修費からなっている。

CCGTおよびGTは燃料費を除いたプラントの保守・点検にかかる人件費、補修部品などのコストが投資コストに対して割高であり、O&Mコスト比率は高くなる。

Epupa水力発電所は裸工事費の約50%はダムなどの土木工事費であり、これらについての維持費はわずかであり、運転保守の中心は発電プラントとなるため全投資コストに対するO & Mコストは低率となる。

d) 設備利用率と燃料費

CCGTおよびGTの場合、発電コストに占めるガス燃料比率が高く、燃料費は設備利用率とも連動するため、別枠で推定した。

年間発電電力量は負荷率70%として算出し、種々情報からガス料金を1.6US\$/MBtuとし、また、熱効率(50.7%)などから算出した燃料費1.08USc/kWhを用いる。

e) 輸入電力価格

Eskomからの電力輸入価格は平均2.2USc/kWhであるが、ここでは経済的価値として、Firm powerを年間1,740GWh (Dry Season: 220MW×3,000h = 660GWh, Wet Season: 360MW×3,000h = 1,080GWh)を想定し、輸入電力価格を次のとおりとした。

| | |
|------------|----------------------------|
| 1997～2005年 | : 1.16USc/kWh (1,740GWhまで) |
| | 2.88USc/kWh (1,740GWh以上) |
| 2006～2015年 | : 2.5USc/kWh |
| 2016年以降 | : 3.0USc/kWh |

f) その他の経済コスト

Epupa水力プロジェクトではダムの建設による土地の埋没コストおよび観光資源の消滅による観光収入のロスなどが考えられる。Epupa水力プロジェクトF/Sレポート(1997年9月)で推定されているこれらを経済コストとして下記の額を計上した。

- a. 水没による土地の損失額2.66MUS\$を投資コストに加える
- b. 観光収入の減少ロス0.3MUS\$を毎年のO&Mコストに加える

(4) 割引率の推定

資本の機会費用は国およびプロジェクトの性格によってそれぞれ異なっており、ナミビア国の電力プロジェクトの資本の機会費用に関するデータも限られている。したがって割引率の推定は困難であるが、ナミビアの過去2～3年の銀行の実質金利は8～11%で推移していること。また世銀等のアフリカ諸国での電力プロジェクトにおいても、資本の機会費用は一般に10%以上と見なしている例が多いことなどから割引率を10%と設定する。

9.7.2 各シナリオの経済分析

以上の条件設定に基づき各シナリオのModerate growthとHigh growthの10ケースについて分析した。

この結果、EIRRはシナリオBを除き、High growthのケースにおいて18%以上となった。全てのシナリオにおいて電力需要規模の小さいModerateのケースよりHigh

growth のケースの EIRR が高い。これは投資計画が High growth に対応した計画になっていることと、電力の輸出が経済性に与える影響が小さいことなどが要因であると推定される。

各シナリオ間の優位性ではシナリオ B を除きほぼ同水準の経済性にある。中でもシナリオ C と D はほぼ同程度に優位である。しかしシナリオ C と D の大きな違いは、外貨節約効果と国内資源の有効活用という点である。

シナリオ C は D に比べ、輸入依存率が高いため外貨節約の観点からはシナリオ D よりも比較劣位なシナリオである。

シナリオ D の外貨節約効果は C に比べ、2020 年までに Eskom に支払う電気料金の差として毎年 26.6MUS\$ (125MN\$) = (584MUS\$ (C) - 1,232MUS\$ (D) - 648MUS\$) / 22 年) となる。これは 1996 年の貿易収支の赤字額 107MN\$ を黒字に転換させてしまうほどの効果に相当するものである。

またシナリオ D は CCGT の運転を Kudu からのガスを燃料とするものであり、国内資源の有効活用という観点からもシナリオ C よりも比較優位にある。Kudu ガスの開発により、政府はローヤリティとして毎年約 5.8 MUS\$ (CCGT のガス燃料費：46MUS\$ × 12.5%) の新規財源を確保することができ、かつ事業者 (Kudu IPP Consortium) からの税金が新たな歳入となる。

シナリオの選択においては、水力発電の場合はリードタイムが 9 ~ 10 年であるが、CCGT の場合は 2 年 ~ 2.5 年のリードタイムであることから需要に対応した段階的開発ができることなどを考慮する必要がある。

参考までにシナリオ D の Low growth のケースについての経済性指標も算出したが、Moderate と Low growth の差は Moderate と High growth の差程大きくはない。

Table 9.14 各シナリオの経済分析

| Indicators | Scenarios | Self Sufficiency | | Business As Usual | | |
|----------------|-----------|------------------|---------|-------------------|--------|---------|
| | | A-CCGT | B-Hydro | C-Import | D-CCGT | E-Hydro |
| NPV (MUS\$) | High | 282.1 | 168.6 | 305.6 | 301.4 | 266.7 |
| | Moderate | -35.3 | -141.8 | -11.3 | 3.4 | -40.6 |
| | Low | - | - | - | -89.0 | - |
| B/C | High | 1.22 | 1.12 | 1.26 | 1.26 | 1.22 |
| | Moderate | 0.97 | 0.88 | 0.99 | 1.00 | 0.95 |
| | Low | - | - | - | 0.89 | - |
| EIRR (%) | High | 18.7 | 14.0 | 20.3 | 19.9 | 18.3 |
| | Moderate | 8.9 | 6.7 | 9.6 | 10.1 | 8.7 |
| | Low | - | - | - | 6.5 | - |

以上の各シナリオの High growth の計算結果を Table 9.16 ~ 9.20 に示す。

9.7.3 感度分析

上記の経済分析の結果、優位にある High growth のケースについて感度分析を行った。プロジェクトに与える要因とその規模を以下のように想定してみた。

(1) 電力需要の低下

電力需要が需要予測値より 10%または Moderate のケースまで低下した場合

(2) 投資コストの増加

計画されているプロジェクトのコストが推定コストより 10%または 20%増加した場合

(3) CCGT の O&M コストおよび燃料費の増加

CCGT の O&M コストおよび燃料費が推定コストより 10%または 20%増加した場合、またこれが投資コストと同時に発生した場合

以上の条件変更による感度分析の結果を Table 9.15 に示す。

Table9.15 High Growth の各シナリオの感度分析

| | (EIRR) | | | | | |
|--------------------------|---------------|---------------|--------------------|--------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | 投資コスト +10% | 投資コスト +20% | O&Mコスト と燃料費+10% | O&Mコスト と燃料費+20% | 投資コストと O&Mコスト および燃料費 +10% | 投資コストと O&Mコスト および燃料費 +20% |
| シナリオ A | 17.2% | 15.8% | 17.7% | 16.6% | 16.2% | 13.8% |
| 電力需要が -10% | 11.9% | 10.8% | 12.1% | 10.9% | 10.8% | 8.7% |
| 電力需要Moderateの ケースまで低下 | 7.3% | * | * | * | * | * |
| シナリオ B | 13.1% | 12.3% | 13.3% | 12.5% | 12.3% | 10.8% |
| 電力需要が -10% | 9.1% | 8.4% | 9.0% | 8.2% | 8.3% | 6.9% |
| 電力需要Moderateの ケースまで低下 | 5.8% | * | * | * | * | * |
| シナリオ C | 18.8% | 17.7% | 19.3% | 18.4% | 18.1% | 16.1% |
| 電力需要が -10% | 13.4% | 12.5% | 13.5% | 12.6% | 12.5% | 10.8% |
| 電力需要Moderateの ケースまで低下 | 7.3% | * | * | * | * | * |
| シナリオ D | 18.8% | 17.5% | 19.3% | 18.4% | 17.9% | 15.9% |
| 電力需要が -10% | 13.2% | 12.2% | 13.4% | 12.4% | 12.3% | 10.3% |
| 電力需要Moderateの ケースまで低下 | 8.9% | * | * | * | * | * |
| シナリオ E | 18.0% | 16.1% | 17.5% | 17.5% | 16.3% | 14.5% |
| 電力需要が -10% | 11.8% | 11.0% | 11.8% | 11.0% | 11.0% | 9.5% |
| 電力需要Moderateの ケースまで低下 | 7.6% | * | * | * | * | * |

注) *印はその行の左側の数値より低いと判断されることから算出不要とした。

以上の結果、EIRRの低下が一番大きいのは電力需要が低下した場合である。一方、投資コストが20%増加しても電力需要が予測通りであれば、シナリオBを除きEIRRは10%以上が確保される。また需要規模が変わらなければ、投資コストとO&Mコストおよび燃料費がそれぞれ10%増加したケースでも、シナリオBを除き他のシナリオは健全であるといえる。

さらにシナリオCとシナリオDは電力需要が10%低下し、投資とO&Mコストおよび燃料費がそれぞれ20%増加した場合でもプロジェクトは健全である。

Table 9.16 Economic Analysis Worksheet --- Alternative A: Self Sufficiency-CCGT (High)

| No | Year | Energy Forecast (GWh) | Energy Source and Supply (GWh) | | | | | A: Benefit Stream (US\$ Million) | | | Cost Stream (US\$ Million) | | | | | Balance (A-B-C) | | | |
|-------|------|-----------------------|--------------------------------|---------|-------|--------|--------|----------------------------------|------------------|--------|----------------------------|-----------------|-------|-------------------|------------|-------------------|------------|--------|--------|
| | | | Kudu | Ruacana | Hydro | Import | Export | Total | Domestic Selling | Export | Total | B: Capital Cost | | C: Operation Cost | | | | | |
| | | | | | | | | | | | Trans. Line | Power Station | Total | Fuel Cost | O & M Cost | Payment for Imort | Total Cost | | |
| 1 | 1997 | 1757.7 | | | | | | 0 | 0 | 0 | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 2 | 1998 | 1920.4 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 45.9 | | 45.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | -45.9 | |
| 3 | 1999 | 2099.3 | 0 | 1055 | | 1184 | | 2239 | 46.2 | 0 | 46.2 | | 91.8 | 0 | 0.8 | 13.7 | 14.6 | -60.2 | |
| 4 | 2000 | 3469.3 | 0 | 1055 | | 2718 | | 3773 | 100.8 | 0 | 100.8 | | 45.9 | 0 | 2.5 | 59.7 | 62.2 | -7.2 | |
| 5 | 2001 | 4407.2 | 0 | 1055 | | 3769 | | 4824 | 138.3 | 0 | 138.3 | | 33.5 | 154.0 | 3.3 | 102.2 | 105.5 | -154.7 | |
| 6 | 2002 | 4733.4 | 2291 | 1055 | | 1843 | | 5189 | 151.3 | 0 | 151.3 | | 33.5 | 154.0 | 12.4 | 24.3 | 61.5 | -97.7 | |
| 7 | 2003 | 4850.7 | 3866 | 1055 | | 400 | | 5321 | 156.0 | 0 | 156.0 | | | | 41.8 | 21.5 | 4.6 | 67.8 | 88.1 |
| 8 | 2004 | 4973.4 | 3923 | 1055 | | 480 | | 5458 | 160.9 | 0 | 160.9 | | | | 42.4 | 21.5 | 5.6 | 69.4 | 91.5 |
| 9 | 2005 | 5227.0 | 4047 | 1055 | | 640 | | 5742 | 171.0 | 0 | 171.0 | | | | 43.7 | 21.5 | 7.4 | 72.6 | 98.4 |
| 10 | 2006 | 5697.0 | 4304 | 1055 | | 910 | | 6269 | 189.7 | 0 | 189.7 | | | | 46.5 | 21.5 | 22.8 | 90.7 | 99.0 |
| 11 | 2007 | 6154.8 | 4556 | 1055 | | 1170 | | 6781 | 208.0 | 0 | 208.0 | | | | 49.2 | 21.5 | 29.3 | 99.9 | 108.1 |
| 12 | 2008 | 6413.4 | 4686 | 1055 | | 1330 | | 7071 | 218.3 | 0 | 218.3 | | | | 50.6 | 21.5 | 33.3 | 105.3 | 113.0 |
| 13 | 2009 | 6568.7 | 4760 | 1055 | | 1430 | | 7245 | 224.5 | 0 | 224.5 | | 33.5 | 154.0 | 51.4 | 21.5 | 35.8 | 108.6 | -71.6 |
| 14 | 2010 | 6739.0 | 6381 | 1055 | | 0 | 1429 | 8865 | 231.3 | 35.7 | 267.0 | | 33.5 | 154.0 | 84.3 | 30.5 | 0 | 114.9 | -35.3 |
| 15 | 2011 | 6936.5 | 6602 | 1055 | | 0 | 1153 | 8810 | 239.2 | 28.8 | 268.0 | | | | 83.8 | 39.6 | 0 | 123.4 | 144.7 |
| 16 | 2012 | 7254.1 | 6957 | 1055 | | 0 | 767 | 8779 | 251.9 | 19.2 | 271.0 | | | | 83.4 | 39.6 | 0 | 123.0 | 148.0 |
| 17 | 2013 | 7790.2 | 7558 | 1055 | | 0 | 159 | 8772 | 273.2 | 4.0 | 277.2 | | | | 83.3 | 39.6 | 0 | 122.9 | 154.3 |
| 18 | 2014 | 8431.3 | 8276 | 1055 | | 0 | 4041 | 13372 | 298.8 | 101.0 | 399.8 | | 33.5 | 154.0 | 133.0 | 48.7 | 0 | 181.7 | 30.7 |
| 19 | 2015 | 8871.2 | 8769 | 1055 | | 0 | 3514 | 13338 | 316.4 | 87.9 | 404.2 | | 33.5 | 154.0 | 132.7 | 57.7 | 0 | 190.4 | 26.3 |
| 20 | 2016 | 9118.8 | 9040 | 1055 | | 0 | 3169 | 13264 | 326.3 | 79.2 | 405.5 | | | | 131.9 | 57.7 | 0 | 189.6 | 215.9 |
| 21 | 2017 | 9351.9 | 9307 | 1055 | | 0 | 2844 | 13206 | 335.6 | 71.1 | 406.7 | | | | 131.2 | 57.7 | 0 | 189.0 | 217.7 |
| 22 | 2018 | 9592.9 | 9577 | 1055 | | 0 | 2507 | 13139 | 345.2 | 62.7 | 407.8 | | | | 130.5 | 57.7 | 0 | 188.3 | 219.6 |
| 23 | 2019 | 10091.2 | 10135 | 1055 | | 0 | 1919 | 13109 | 365.1 | 48.0 | 413.0 | | | | 130.2 | 57.7 | 0 | 187.9 | 225.1 |
| 24 | 2020 | 10647.4 | 10758 | 1055 | | 0 | 1275 | 13088 | 387.2 | 31.9 | 419.1 | | | | 130.0 | 57.7 | 0 | 187.7 | 623.5 |
| Total | | | | | | | | | 5134.9 | 569.4 | 5704.4 | 384.6 | 924.0 | 916.6 | 1604.6 | 713.6 | 338.6 | 2656.7 | 2131.1 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | NPV | 282.1 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | B/C | 1.22 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | EIRR | 18.7% |

Table 9.17 Economic Analysis Worksheet --- Alternative B: Self Sufficiency-Hydropower (High)

| No | Year | Energy Forecast (GWh) | Energy Source and Supply (GWh) | | | | | A: Benefit Stream (US\$ Million) | | | Cost Stream (US\$ Million) | | | | Balance (A-B-C) | | | |
|-------|------|-----------------------|--------------------------------|---------|-------|--------|--------|----------------------------------|------------------|--------|----------------------------|-----------------|---------------|--------|-----------------|-------------------|------------|-------------------|
| | | | Kudu | Ruacana | Hydro | Import | Export | Total | Domestic Selling | Export | Total | B: Capital Cost | | | | C: Operation Cost | | |
| | | | | | | | | | | | | Trans. Line | Power Station | Total | | Fuel Cost | O & M Cost | Payment for Imort |
| 1 | 1997 | 1757.7 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 1998 | 1920.4 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 45.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -45.9 |
| 3 | 1999 | 2099.3 | 0 | 1055 | | 1184 | | 2239 | 46.2 | 0 | 46.2 | 91.8 | 0 | 0.8 | 13.7 | 14.6 | -60.2 | |
| 4 | 2000 | 3469.3 | 0 | 1055 | | 2718 | | 3773 | 100.8 | 0 | 100.8 | 45.9 | 0 | 2.5 | 59.7 | 62.2 | -7.2 | |
| 5 | 2001 | 4407.2 | 0 | 1055 | | 3769 | | 4824 | 138.3 | 0 | 138.3 | 33.5 | 154.0 | 3.3 | 102.2 | 105.5 | -154.7 | |
| 6 | 2002 | 4733.4 | 2291 | 1055 | | 1843 | | 5189 | 151.3 | 0 | 151.3 | 33.5 | 156.2 | 12.4 | 24.3 | 61.5 | -99.9 | |
| 7 | 2003 | 4850.7 | 3866 | 1055 | | 400 | | 5321 | 156.0 | 0 | 156.0 | 37.7 | 37.7 | 41.8 | 4.6 | 67.8 | 50.4 | |
| 8 | 2004 | 4973.4 | 3923 | 1055 | | 480 | | 5458 | 160.9 | 0 | 160.9 | 75.4 | 75.4 | 42.4 | 5.6 | 69.4 | 16.1 | |
| 9 | 2005 | 5227.0 | 4047 | 1055 | | 640 | | 5742 | 171.0 | 0 | 171.0 | 88.1 | 88.1 | 43.7 | 7.4 | 72.6 | 10.3 | |
| 10 | 2006 | 5697.0 | 4304 | 1055 | | 910 | | 6269 | 189.7 | 0 | 189.7 | 145.0 | 145.0 | 46.5 | 22.8 | 90.7 | -46.0 | |
| 11 | 2007 | 6154.8 | 4556 | 1055 | | 1170 | | 6781 | 208.0 | 0 | 208.0 | 49.4 | 80.2 | 49.2 | 21.5 | 99.9 | -21.5 | |
| 12 | 2008 | 6413.4 | 3860 | 1055 | 1730 | 426 | | 7071 | 218.3 | 0 | 218.3 | 49.4 | 11.8 | 61.2 | 10.7 | 75.4 | 81.7 | |
| 13 | 2009 | 6568.7 | 3926 | 1055 | 1730 | 534 | | 7245 | 224.5 | 0 | 224.5 | 16.8 | 77.0 | 93.8 | 13.4 | 80.2 | 50.6 | |
| 14 | 2010 | 6739.0 | 4651 | 1055 | 1730 | 0 | 1735 | 9171 | 231.3 | 43.4 | 274.7 | 16.8 | 77.0 | 93.8 | 0 | 107.1 | 73.8 | |
| 15 | 2011 | 6936.5 | 4872 | 1055 | 1730 | 0 | 1459 | 9116 | 239.2 | 36.5 | 275.7 | | | 0 | 0 | 110.8 | 164.9 | |
| 16 | 2012 | 7254.1 | 5227 | 1055 | 1730 | 0 | 1073 | 9085 | 251.9 | 26.8 | 278.7 | | | 0 | 0 | 110.3 | 168.4 | |
| 17 | 2013 | 7790.2 | 5827 | 1055 | 1730 | 0 | 466 | 9078 | 273.2 | 11.7 | 284.9 | 16.8 | 77.0 | 93.8 | 0 | 110.1 | 81.0 | |
| 18 | 2014 | 8431.3 | 6546 | 1055 | 1730 | 0 | 1281 | 10612 | 298.8 | 32.0 | 330.8 | 16.8 | 77.0 | 93.8 | 0 | 139.4 | 97.7 | |
| 19 | 2015 | 8871.2 | 7039 | 1055 | 1730 | 0 | 754 | 10578 | 316.4 | 18.9 | 335.2 | | | 0 | 0 | 143.4 | 191.9 | |
| 20 | 2016 | 9118.8 | 7310 | 1055 | 1730 | 0 | 411 | 10506 | 326.3 | 10.3 | 336.5 | | | 0 | 0 | 142.2 | 194.3 | |
| 21 | 2017 | 9351.9 | 7577 | 1055 | 1730 | 0 | 86 | 10448 | 335.6 | 2.2 | 337.7 | 16.8 | 77.0 | 93.8 | 0 | 141.3 | 102.7 | |
| 22 | 2018 | 9592.9 | 7847 | 1055 | 1730 | 0 | 2815 | 13447 | 345.2 | 70.4 | 415.5 | 16.8 | 77.0 | 93.8 | 0 | 169.4 | 152.4 | |
| 23 | 2019 | 10091.2 | 8405 | 1055 | 1730 | 0 | 2226 | 13416 | 365.1 | 55.7 | 420.7 | | | 0 | 0 | 173.4 | 247.3 | |
| 24 | 2020 | 10647.4 | 9028 | 1055 | 1730 | 0 | 1582 | 13395 | 387.2 | 39.6 | 426.8 | | | -644.0 | 0 | 173.1 | 897.7 | |
| Total | | | | | | | | 5134.9 | 347.2 | 5482.1 | 450.2 | 1210.4 | 1016.3 | 293.6 | 2320.1 | 2145.7 | NPV | 168.7 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | B/C | 1.12 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | EIRR | 14.0% |

Table 9.18 Economic Analysis Worksheet --- Alternative C: Business As Usual Scenario-Extended Import (High)

| No | Year | Energy Forecast (GWh) | Energy Source and Supply(GWh) | | | | | | | | | | A: Benefit Stream (US\$ Million) | | | | | Cost Stream(US\$ Million) | | | | | Balance (A-B-C) | | | | | |
|-------|------|-----------------------|-------------------------------|---------|-------|--------|--------|-------|------------------|--------|--------|-----------------|----------------------------------|-----------|-------------------|-------------------|------------|---------------------------|--------|--------|--------|--------|-----------------|--------|--------|--------|------|-------|
| | | | Kudu | Ruacana | Hydro | Import | Export | Total | Domestic Selling | Export | Total | B: Capital Cost | | | C: Operation Cost | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | Trans. Line | Power Station | Fuel Cost | O & M Cost | Payment for Inort | Total Cost | | | | | | | | | | | |
| 1 | 1997 | 1757.7 | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| 2 | 1998 | 1920.4 | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -45.9 | | |
| 3 | 1999 | 2099.3 | 0 | 1055 | | 1184 | | | | 2239 | 46.2 | 0 | 46.2 | 91.8 | 0 | 0.8 | 13.7 | 14.6 | 14.6 | 14.6 | 14.6 | 14.6 | 14.6 | 14.6 | 14.6 | -60.2 | | |
| 4 | 2000 | 3469.3 | 0 | 1055 | | 2718 | | | | 3773 | 100.8 | 0 | 100.8 | 45.9 | 0 | 2.5 | 59.7 | 62.2 | 62.2 | 62.2 | 62.2 | 62.2 | 62.2 | 62.2 | 62.2 | -7.2 | | |
| 5 | 2001 | 4407.2 | 0 | 1055 | | 3769 | | | | 4824 | 138.3 | 0 | 138.3 | 33.5 | 154.0 | 187.5 | 102.2 | 105.5 | 105.5 | 105.5 | 105.5 | 105.5 | 105.5 | 105.5 | 105.5 | -154.7 | | |
| 6 | 2002 | 4733.4 | 2291 | 1055 | | 1843 | | | | 5189 | 151.3 | 0 | 151.3 | 33.5 | 154.0 | 187.5 | 24.7 | 24.3 | 61.5 | 61.5 | 61.5 | 61.5 | 61.5 | 61.5 | 61.5 | -97.7 | | |
| 7 | 2003 | 4850.7 | 3866 | 1055 | | 400 | | | | 5321 | 156.0 | 0 | 156.0 | | | 0 | 41.8 | 21.5 | 4.6 | 67.8 | 67.8 | 67.8 | 67.8 | 67.8 | 67.8 | 88.1 | | |
| 8 | 2004 | 4973.4 | 3923 | 1055 | | 480 | | | | 5458 | 160.9 | 0 | 160.9 | | | 0 | 42.4 | 21.5 | 5.6 | 69.4 | 69.4 | 69.4 | 69.4 | 69.4 | 69.4 | 91.5 | | |
| 9 | 2005 | 5227.0 | 4047 | 1055 | | 640 | | | | 5742 | 171.0 | 0 | 171.0 | | | 0 | 43.7 | 21.5 | 7.4 | 72.6 | 72.6 | 72.6 | 72.6 | 72.6 | 72.6 | 98.4 | | |
| 10 | 2006 | 5697.0 | 4304 | 1055 | | 910 | | | | 6269 | 189.7 | 0 | 189.7 | | | 0 | 46.5 | 21.5 | 22.8 | 90.7 | 90.7 | 90.7 | 90.7 | 90.7 | 90.7 | 99.0 | | |
| 11 | 2007 | 6154.8 | 4556 | 1055 | | 1170 | | | | 6781 | 208.0 | 0 | 208.0 | | | 0 | 49.2 | 21.5 | 29.3 | 99.9 | 99.9 | 99.9 | 99.9 | 99.9 | 99.9 | 108.1 | | |
| 12 | 2008 | 6413.4 | 4686 | 1055 | | 1330 | | | | 7071 | 218.3 | 0 | 218.3 | | | 0 | 50.6 | 21.5 | 33.3 | 105.3 | 105.3 | 105.3 | 105.3 | 105.3 | 105.3 | 113.0 | | |
| 13 | 2009 | 6568.7 | 4760 | 1055 | | 1430 | | | | 7245 | 224.5 | 0 | 224.5 | | | 0 | 51.4 | 21.5 | 35.8 | 108.6 | 108.6 | 108.6 | 108.6 | 108.6 | 108.6 | 115.9 | | |
| 14 | 2010 | 6739.0 | 4831 | 1055 | | 1550 | | | | 7436 | 231.3 | 0 | 231.3 | | | 0 | 52.2 | 21.5 | 38.8 | 112.4 | 112.4 | 112.4 | 112.4 | 112.4 | 112.4 | 118.9 | | |
| 15 | 2011 | 6936.5 | 4912 | 1055 | | 1690 | | | | 7657 | 239.2 | 0 | 239.2 | | | 0 | 53.0 | 21.5 | 42.3 | 116.8 | 116.8 | 116.8 | 116.8 | 116.8 | 116.8 | 122.4 | | |
| 16 | 2012 | 7254.1 | 5082 | 1055 | | 1875 | | | | 8012 | 251.9 | 0 | 251.9 | | | 0 | 54.9 | 21.5 | 46.9 | 123.2 | 123.2 | 123.2 | 123.2 | 123.2 | 123.2 | 128.6 | | |
| 17 | 2013 | 7790.2 | 5388 | 1055 | | 2170 | | | | 8613 | 273.2 | 0 | 273.2 | 91.8 | | 91.8 | 58.2 | 21.5 | 54.3 | 133.9 | 133.9 | 133.9 | 133.9 | 133.9 | 133.9 | 147.6 | | |
| 18 | 2014 | 8431.3 | 5756 | 1055 | | 2520 | | | | 9331 | 298.8 | 0 | 298.8 | 91.8 | | 91.8 | 62.2 | 23.1 | 63.0 | 148.3 | 148.3 | 148.3 | 148.3 | 148.3 | 148.3 | 58.8 | | |
| 19 | 2015 | 8871.2 | 5913 | 1055 | | 2825 | | | | 9793 | 316.4 | 0 | 316.4 | | | 0 | 63.9 | 24.8 | 70.6 | 159.2 | 159.2 | 159.2 | 159.2 | 159.2 | 159.2 | 157.1 | | |
| 20 | 2016 | 9118.8 | 5913 | 1055 | | 3133 | | | | 10101 | 326.3 | 0 | 326.3 | | | 0 | 63.9 | 24.8 | 94.0 | 182.6 | 182.6 | 182.6 | 182.6 | 182.6 | 182.6 | 143.6 | | |
| 21 | 2017 | 9351.9 | 5913 | 1055 | | 3394 | | | | 10362 | 335.6 | 0 | 335.6 | | | 0 | 63.9 | 24.8 | 101.8 | 190.4 | 190.4 | 190.4 | 190.4 | 190.4 | 190.4 | 145.1 | | |
| 22 | 2018 | 9592.9 | 5913 | 1055 | | 3664 | | | | 10632 | 345.2 | 0 | 345.2 | | | 0 | 63.9 | 24.8 | 109.9 | 198.5 | 198.5 | 198.5 | 198.5 | 198.5 | 198.5 | 146.6 | | |
| 23 | 2019 | 10091.2 | 5913 | 1055 | | 4222 | | | | 11190 | 365.1 | 0 | 365.1 | | | 0 | 63.9 | 24.8 | 126.7 | 215.3 | 215.3 | 215.3 | 215.3 | 215.3 | 215.3 | 149.8 | | |
| 24 | 2020 | 10647.4 | 5913 | 1055 | | 4845 | | | | 11813 | 387.2 | 0 | 387.2 | | | -160.6 | 63.9 | 24.8 | 145.4 | 234.0 | 234.0 | 234.0 | 234.0 | 234.0 | 234.0 | 313.9 | | |
| Total | | | | | | | | | | | 5134.9 | 0 | 5134.9 | 434.2 | 308.0 | 581.6 | 1013.9 | 426.6 | 1232.1 | 2672.5 | 2672.5 | 2672.5 | 2672.5 | 2672.5 | 2672.5 | 1880.8 | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | NPV | 305.6 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | B/C | 1.26 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | EIRR | 20.3% |

Table 9.20 Economic Analysis Worksheet --- Alternative E: Business As Usual Scenario-Hydropower (High)

| No | Year | Energy Forecast (GWh) | Energy Source and Supply(GWh) | | | | | A: Benefit Stream (US\$ Million) | | | Cost Stream(US\$ Million) | | | | Balance (A-B-C) | | |
|-------|------|-----------------------|-------------------------------|---------|-------|--------|--------|----------------------------------|------------------|--------|---------------------------|-----------------|---------------|-------------------|-----------------|------------|-------------------|
| | | | Kudu | Ruacana | Hydro | Import | Export | Total | Domestic Selling | Export | Total | B: Capital Cost | | C: Operation Cost | | | |
| | | | | | | | | | | | | Trans. Line | Power Station | Fuel Cost | | O & M Cost | Payment for Imort |
| 1 | 1997 | 1757.7 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 1998 | 1920.4 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 45.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | -45.9 |
| 3 | 1999 | 2099.3 | 0 | 1055 | 1184 | | 2239 | 46.2 | 0 | 46.2 | 91.8 | 0 | 0.8 | 13.7 | 14.6 | -60.2 | |
| 4 | 2000 | 3469.3 | 0 | 1055 | 2718 | | 3773 | 100.8 | 0 | 100.8 | 45.9 | 0 | 2.5 | 59.7 | 62.2 | -7.2 | |
| 5 | 2001 | 4407.2 | 0 | 1055 | 3769 | | 4824 | 138.3 | 0 | 138.3 | 33.5 | 154.0 | 3.3 | 102.2 | 105.5 | -154.7 | |
| 6 | 2002 | 4733.4 | 2291 | 1055 | 1843 | | 5189 | 151.3 | 0 | 151.3 | 33.5 | 154.0 | 12.4 | 24.3 | 61.5 | -97.7 | |
| 7 | 2003 | 4850.7 | 3866 | 1055 | 400 | | 5321 | 156.0 | 0 | 156.0 | | | 41.8 | 21.5 | 4.6 | 88.1 | |
| 8 | 2004 | 4973.4 | 3923 | 1055 | 480 | | 5458 | 160.9 | 0 | 160.9 | | | 42.4 | 21.5 | 5.6 | 91.5 | |
| 9 | 2005 | 5227.0 | 4047 | 1055 | 640 | | 5742 | 171.0 | 0 | 171.0 | | | 43.7 | 21.5 | 7.4 | 98.4 | |
| 10 | 2006 | 5697.0 | 4304 | 1055 | 910 | | 6269 | 189.7 | 0 | 189.7 | | | 46.5 | 21.5 | 22.8 | 99.0 | |
| 11 | 2007 | 6154.8 | 4556 | 1055 | 1170 | | 6781 | 208.0 | 0 | 208.0 | | 2.2 | 49.2 | 21.5 | 29.3 | 105.9 | |
| 12 | 2008 | 6413.4 | 4686 | 1055 | 1330 | | 7071 | 218.3 | 0 | 218.3 | | 37.7 | 50.6 | 21.5 | 33.3 | 75.3 | |
| 13 | 2009 | 6568.7 | 4760 | 1055 | 1430 | | 7245 | 224.5 | 0 | 224.5 | | 75.4 | 51.4 | 21.5 | 35.8 | 40.5 | |
| 14 | 2010 | 6739.0 | 4831 | 1055 | 1550 | | 7436 | 231.3 | 0 | 231.3 | | 88.1 | 52.2 | 21.5 | 38.8 | 30.8 | |
| 15 | 2011 | 6936.5 | 4912 | 1055 | 1690 | | 7657 | 239.2 | 0 | 239.2 | | 145.0 | 53.0 | 21.5 | 42.3 | -22.6 | |
| 16 | 2012 | 7254.1 | 5082 | 1055 | 1875 | | 8012 | 251.9 | 0 | 251.9 | | 49.4 | 80.2 | 21.5 | 46.9 | -1.0 | |
| 17 | 2013 | 7790.2 | 4826 | 1055 | 1730 | 1272 | 8883 | 273.2 | 0 | 273.2 | | 49.4 | 11.8 | 23.1 | 31.8 | 105.0 | |
| 18 | 2014 | 8431.3 | 4923 | 1055 | 1730 | 1623 | 9331 | 298.8 | 0 | 298.8 | | | | 53.2 | 40.6 | 180.6 | |
| 19 | 2015 | 8871.2 | 5173 | 1055 | 1730 | 1811 | 9769 | 316.4 | 0 | 316.4 | | | | 55.9 | 45.3 | 190.8 | |
| 20 | 2016 | 9118.8 | 5094 | 1055 | 1730 | 2049 | 9928 | 326.3 | 0 | 326.3 | | 16.8 | 77.0 | 24.4 | 61.5 | 91.6 | |
| 21 | 2017 | 9351.9 | 6911 | 1055 | 1730 | 708 | 10404 | 335.6 | 0 | 335.6 | | 16.8 | 77.0 | 29.0 | 21.2 | 136.8 | |
| 22 | 2018 | 9592.9 | 7031 | 1055 | 1730 | 873 | 10689 | 345.2 | 0 | 345.2 | | | | 88.5 | 33.5 | 26.2 | |
| 23 | 2019 | 10091.2 | 7313 | 1055 | 1730 | 1161 | 11259 | 365.1 | 0 | 365.1 | | | | 93.0 | 34.8 | 203.7 | |
| 24 | 2020 | 10647.4 | 7621 | 1055 | 1730 | 1476 | 11882 | 387.2 | 0 | 387.2 | | | | 98.0 | 44.3 | 776.6 | |
| Total | | | | | | | 5134.9 | 0 | 5134.9 | 382.9 | 902.4 | 720.1 | 1092.7 | 459.5 | 772.1 | 2324.3 | 2090.5 |
| | | | | | | | | | | | | | NPV | 266.1 | | | |
| | | | | | | | | | | | | | B/C | 1.22 | | | |
| | | | | | | | | | | | | | EIRR | 18.3% | | | |

9.8 投資計画と財務分析

9.8.1 投資計画

前項の経済分析の結果選択したシナリオ D の High growth のケースについて、国内価格でのプロジェクトコスト算出と投資計画を策定した。

(1) プロジェクトコスト

シナリオ D のプロジェクトは 400kV 送電線コストと CCGT コストから成っている。

前記経済コスト (US\$) を国内市場価格に変換するため、機械設備部分を外貨扱いとしてその部分に関税 5% を乗じ、建設据付の内貨部分と併せて国内市場価格 (N\$) を算出した。

Table9.21 シナリオ “D” のプロジェクトコスト

| | 400kV Transmission Line | | CCGT | |
|-----------|-------------------------|--------------|---------------|--------------|
| | 外貨 (MUS\$) | 内貨 (MN\$) | 外貨 (MUS\$) | 内貨 (MN\$) |
| a) 機械・設備費 | 174.42 | 40.1 | 318.75 | 73.3 |
| b) 建設据付費 | - | 42.2 | - | 258.8 |
| 小計 (a+b) | 174.42 | 82.3 | 318.75 | 332.1 |
| 計 (MN\$) | 884.6 | | 1,798.4 | |

- 注) 1. 価格は 1997 年価格で推定した。
2. 交換レート N\$4.6=US\$1.0

(2) プロジェクトの実施時期

プロジェクトの実施は電力需要に合わせて Kokerboom から Auas までの 400kV 送電線は 2000 年 5 月を完成、また CCGT とその送電線は 2002 年および 2013 年末を完成予定とする。

Table9.22 投資計画

(MN\$)

| | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|----------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1) Transmission Line | | 221.2 | 442.2 | 221.2 | 160.6 | 160.6 | | | | | | | | |
| 2) CCGT | | | | | 738.6 | 738.6 | | | | | | | | |
| Total | 0.0 | 221.2 | 442.2 | 221.2 | 899.2 | 899.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|----------------------|------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1) Transmission Line | | 160.6 | 160.6 | | | | | | | |
| 2) CCGT | | 738.6 | 738.6 | | | | | | | |
| Total | 0.0 | 899.2 | 899.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

9.8.2 財務分析の前提条件

財務分析の前提条件をナミビア側関係者との協議によって次のとおり設定した。

(1) 収益の推定

a) 販売電力量：

販売電力量の予測は経済分析と同様である。

b) 電気料金：

NamPowerが大口需要家に適用している電気料金である17.93Nc/kWh (3.89USc/kWh) とした。

(2) 支出

a) 燃料費

ガス燃料費は1997年市場価格で5.0Nc/kWhとした。

b) O&Mコスト

O&Mコストは投資コストに対する年間コスト(Fixed Cost + Variable Cost)として次の率を適用した。

| | | |
|--------------|---|------|
| 送電線 | ： | 1.8% |
| CCGT, 2 x GT | ： | 5.5% |
| Epupa 水力 | ： | 0.5% |

c) 輸入電力料金*

Eskomからの輸入電力料金は以下のとおりである。

| | | |
|------------|---|-------------------------|
| 1997～2005年 | ： | 5.5Nc/kWh (1,740GWhまで) |
| | | 13.5Nc/kWh (1,740GWh以上) |
| 2006～2015年 | ： | 11.8Nc/kWh |
| 2016年以降 | ： | 14.1Nc/kWh |

d) 減価償却費

NamPowerが適用している定額方式 (Straight Line Method) として、以下の耐用年数とした。

| | | |
|------|---|-----|
| 送電線 | : | 25年 |
| プラント | : | 20年 |
| 土木建築 | : | 50年 |

e) 借入れ資金

本プロジェクトの実施に必要なとする資金の不足分は外国からの長期資金導入を想定し、借入れ条件を次のとおりとした。

| | | |
|--------|---|----------------|
| 元金返済期間 | : | 20年 (うち5年間据置き) |
| 金利 | : | 6%/年 (US\$ベース) |

f) 税金

NamPowerの過去の実績より総利益の35%とした。

g) 運転資本

運転資本は約2カ月の支出に対応できる規模で推定した。

h) 割引率

最近の銀行貸出金利 (20%) とインフレーション (年率: 8 ~ 9%) から割引率を10%とした。

* 最近、南アフリカではEskom民営化の動きがある。また議会ではEskomが税金や配当金を支払うよう法改正の動きがある。現在Eskomはこれらを払っていない。Eskomの火力発電所の大半は脱硫脱硝装置がなく、環境上の規制が強まってくるであろうと予想される。これらの実現の可能性とその時期の見通しは今の所確かではないが、いずれEskomの電気料金を押し上げ、輸入電気料金上昇をもたらすものと予想される。またKudu発電所完成後の輸入料金改定でFirm powerの計算にKuduの出力がどこまで折り込まれるか不明である。

9.8.3 財務的キャッシュフロー

以上の前提条件の基に本プロジェクト（シナリオ D の High Growth のケース）の財務分析を行なった結果、財務的内部収益率 (FIRR) は 18.2% となった (Table 9.23)。

なお、プロジェクトの事業主体を NamPower として本プロジェクトの収益予測と資金計画表を策定した (Table 9.24 および Table 9.25)。

この資金計画では、1998 年～2002 年に必要とする投資コストの 85% は外国からの長期借入資金とし、15% は自己資金とした。2012～2013 年の投資に対する資金手当ては内部留保が毎年増えてくるので、投資コストの 20% を外国からの長期借入資金を当てる計画とした。

その結果、財務計画的には借入元利返済能力は 2020 年まで 1.5 以上が確保される。また、投資収益率 (ROI) は概ね 20～30% の範囲内となることから財務的にも健全なプロジェクトと言えよう。

ROI、借入元利返済能力などの財務指標は以下の計算式で算出した。

投資収益率 (ROI : %) = 純利益 ÷ (長期借入金 + 自己資本)

借入元利返済能力 (倍) = キャッシュジェネレーション ÷ (元本返済額 + 金利)

9.8.4 資金の調達

Kudu CCGT プロジェクトは総建設費 400MUS\$ のナミビア最大のプロジェクトであり、その資金の調達は大変重要である。エネルギー白書（ドラフト）はつぎのように述べ、民間投資家や資本家の参加を奨励している。「電力セクターはシステムの増設、新電源の開発、地方電化計画の継続に関連して多大な資金の必要に直面している。必要な資金が公的資金源から動員されることは見込みがない。それゆえ、例えば IPP (Independent Power Producer) といった形の民間の参加が必要である。」

NamPower は Kudu プロジェクトに関連して Eskom、Shell Power、National Power UK と IPP 設立について基本的に合意し、資金分担、電力配分、運用体制などについて協議中であるがその内容は不明である。

本調査は、NamPower の最適発電ミックス、それらのコストや資金は秘密事項であり JICA 調査団には開示できないという制約下で実施された。従って資金調達や発電所運用体制についてナミビア側と協議することは不可能であった。よって前項 9.8.3 財務的キャッシュフローでプロジェクトの事業主体を仮に NamPower としたが、事業主体が NamPower と IPP のケースとでは財務分析に基本的な大差はないと思われる。

Table 9.23 Financial Analysis Worksheet --- Alternative D: Business As Usual Scenario-CCGT (High)

| No | Year | Energy Forecast (GWh) | Energy Source and Supply (GWh) | | | | | | A: Benefit Stream (N\$ Million) | | | Cost Stream (N\$ Million) | | | | Balance (A-B-C) | |
|-------|------|-----------------------|--------------------------------|---------|-------|--------|---------|---------|---------------------------------|---------|--------|---------------------------|---------------|--------|-------------------|-----------------|------------|
| | | | Kudu | Ruacana | Hydro | Import | Export | Total | Domestic Selling | Export | Total | B: Capital Cost | | | C: Operation Cost | | |
| | | | | | | | | | | | | Trans. Line | Power Station | Total | Fuel Cost | | O & M Cost |
| 1 | 1997 | 1757.7 | | | | | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2 | 1998 | 1920.4 | | | | | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 221.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -221.2 |
| 3 | 1999 | 2099.3 | 0 | 1055 | 1184 | | 2239.0 | 217.2 | 0.0 | 217.2 | 442.2 | 0.0 | 4.4 | 65.1 | 69.5 | -294.5 | |
| 4 | 2000 | 3469.3 | 0 | 1055 | 2718 | | 3773.0 | 474.4 | 0.0 | 474.4 | 221.2 | 0.0 | 13.3 | 281.5 | 294.8 | -41.6 | |
| 5 | 2001 | 4407.2 | 0 | 1055 | 3769 | | 4824.0 | 650.4 | 0.0 | 650.4 | 160.6 | 738.6 | 17.7 | 481.2 | 498.9 | -747.7 | |
| 6 | 2002 | 4733.4 | 2291 | 1055 | 1843 | | 5189.0 | 711.7 | 0.0 | 711.7 | 160.6 | 738.6 | 73.2 | 115.3 | 304.8 | -492.3 | |
| 7 | 2003 | 4850.7 | 3866 | 1055 | 400 | | 5321.0 | 733.7 | 0.0 | 733.7 | | | 128.7 | 22.0 | 347.0 | 386.7 | |
| 8 | 2004 | 4973.4 | 3923 | 1055 | 480 | | 5458.0 | 756.7 | 0.0 | 756.7 | | | 128.7 | 26.4 | 354.3 | 402.4 | |
| 9 | 2005 | 5227 | 4047 | 1055 | 640 | | 5742.0 | 804.3 | 0.0 | 804.3 | | | 128.7 | 35.2 | 369.4 | 434.9 | |
| 10 | 2006 | 5697 | 4304 | 1055 | 910 | | 6269.0 | 892.5 | 0.0 | 892.5 | | | 128.7 | 107.4 | 454.6 | 437.9 | |
| 11 | 2007 | 6154.8 | 4556 | 1055 | 1170 | | 6781.0 | 978.4 | 0.0 | 978.4 | | | 128.7 | 138.1 | 498.1 | 480.4 | |
| 12 | 2008 | 6413.4 | 4686 | 1055 | 1330 | | 7071.0 | 1027.0 | 0.0 | 1027.0 | | | 128.7 | 156.9 | 523.5 | 503.4 | |
| 13 | 2009 | 6568.7 | 4760 | 1055 | 1430 | | 7245.0 | 1056.1 | 0.0 | 1056.1 | | | 128.7 | 168.7 | 539.1 | 517.0 | |
| 14 | 2010 | 6739 | 4831 | 1055 | 1550 | | 7436.0 | 1088.1 | 0.0 | 1088.1 | | | 128.7 | 182.9 | 556.9 | 531.2 | |
| 15 | 2011 | 6936.5 | 4912 | 1055 | 1690 | | 7657.0 | 1125.2 | 0.0 | 1125.2 | | | 128.7 | 199.4 | 577.5 | 547.7 | |
| 16 | 2012 | 7254.1 | 5082 | 1055 | 1875 | | 8012.0 | 1184.8 | 0.0 | 1184.8 | 160.6 | 738.6 | 258.0 | 221.3 | 608.0 | -322.4 | |
| 17 | 2013 | 7790.2 | 7399 | 1055 | 159 | | 8613.0 | 1285.4 | 0.0 | 1285.4 | 160.6 | 738.6 | 375.6 | 18.8 | 578.6 | -192.4 | |
| 18 | 2014 | 8431.3 | 8003 | 1055 | 273 | | 9331.0 | 1405.7 | 0.0 | 1405.7 | | | 406.2 | 32.2 | 678.2 | 727.5 | |
| 19 | 2015 | 8871.2 | 8253 | 1055 | 516 | | 9824.0 | 1488.3 | 0.0 | 1488.3 | | | 418.9 | 60.9 | 719.6 | 768.7 | |
| 20 | 2016 | 9118.8 | 8374 | 1055 | 672 | | 10101.0 | 1534.8 | 0.0 | 1534.8 | | | 425.1 | 94.8 | 759.6 | 775.2 | |
| 21 | 2017 | 9351.9 | 8491 | 1055 | 816 | | 10362.0 | 1578.5 | 0.0 | 1578.5 | | | 431.0 | 115.1 | 785.8 | 792.7 | |
| 22 | 2018 | 9592.9 | 8611 | 1055 | 966 | | 10632.0 | 1623.8 | 0.0 | 1623.8 | | | 437.1 | 136.2 | 813.1 | 810.7 | |
| 23 | 2019 | 10091.2 | 8893 | 1055 | 1242 | | 11190.0 | 1717.3 | 0.0 | 1717.3 | | | 451.4 | 175.1 | 866.3 | 851.0 | |
| 24 | 2020 | 10647.4 | 9201 | 1055 | 1557 | | 11813.0 | 1821.7 | 0.0 | 1821.7 | | | 467.0 | 219.5 | 926.4 | 2022.9 | |
| Total | | | | | | | | 24156.1 | 0.0 | 24156.1 | 1527.0 | 2954.4 | 3353.8 | 3053.9 | 12123.9 | 8678.4 | |
| | | | | | | | | | | | | | NPV | 1193.5 | | | |
| | | | | | | | | | | | | | B/C | 1.21 | | | |
| | | | | | | | | | | | | | FIRR | 18.2% | | | |

Table 9.24 Projected Revenue and Expenditure Statements (Scenario "D"--High Growth)

| | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|--------------------------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|
| A. Operating Revenue | 0 | 0 | 207.5 | 453.2 | 621.3 | 679.8 | 700.8 | 722.8 | 768.3 | 852.6 | 934.7 | 981.0 | 1008.9 | 1039.4 |
| 1) Domestic Selling | 0 | 0 | 207.5 | 453.2 | 621.3 | 679.8 | 700.8 | 722.8 | 768.3 | 852.6 | 934.7 | 981.0 | 1008.9 | 1039.4 |
| 2) Export | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| B. Operating Expenses | 0 | 0 | 69.5 | 316.9 | 543.1 | 349.0 | 481.1 | 488.4 | 503.5 | 531.4 | 558.5 | 573.9 | 583.2 | 593.4 |
| 1) Fuel Cost | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 116.3 | 196.2 | 199.1 | 205.4 | 218.5 | 231.3 | 237.9 | 241.6 | 245.2 |
| 2) O & M Cost | 0 | 0 | 4.4 | 13.3 | 17.7 | 73.2 | 128.7 | 128.7 | 128.7 | 128.7 | 128.7 | 128.7 | 128.7 | 128.7 |
| 3) International Outpayment (Import) | 0 | 0 | 65.1 | 281.5 | 481.2 | 115.3 | 22.0 | 26.4 | 35.2 | 50.1 | 64.4 | 73.2 | 78.7 | 85.3 |
| 4) Depreciation | 0 | 0 | 0 | 22.1 | 44.2 | 44.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 |
| C. Operating Income (A-B) | 0 | 0 | 138.0 | 136.2 | 78.2 | 330.8 | 219.7 | 234.4 | 264.8 | 321.2 | 376.2 | 407.1 | 425.7 | 446.0 |
| Less: Interest | 0 | 0 | 11.3 | 33.8 | 45.1 | 91.0 | 136.8 | 107.3 | 136.1 | 133.9 | 131.1 | 125.4 | 117.0 | 109.2 |
| D. Net Income Before Tax | 0 | 0 | 126.7 | 102.4 | 33.1 | 239.8 | 82.9 | 127.1 | 128.7 | 187.3 | 245.1 | 281.7 | 308.7 | 336.8 |
| Tax (35%) | 0 | 0 | 44.3 | 35.8 | 11.6 | 83.9 | 29.0 | 44.5 | 45.0 | 65.6 | 85.8 | 98.6 | 108.0 | 84.2 |
| E. Net Income Before Interest | 0 | 0 | 93.6 | 100.4 | 66.6 | 246.9 | 190.7 | 189.9 | 219.7 | 255.6 | 290.4 | 308.5 | 317.7 | 361.8 |

N\$ million

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| A. Operating Revenue | 1074.8 | 1132 | 1228 | 1343 | 1422 | 1466 | 1508 | 1551 | 1640 | 1740.2 |
| 1) Domestic Selling | 1074.8 | 1131.8 | 1227.9 | 1342.8 | 1421.7 | 1466.1 | 1507.9 | 1551.1 | 1640.5 | 1740.2 |
| 2) Export | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| B. Operating Expenses | 711.6 | 742.1 | 712.7 | 902.3 | 943.7 | 983.7 | 1010 | 1037 | 1090 | 1128 |
| 1) Fuel Cost | 249.3 | 258.0 | 375.6 | 406.2 | 418.9 | 425.1 | 431.0 | 437.1 | 451.4 | 467.0 |
| 2) O & M Cost | 128.7 | 128.7 | 184.3 | 239.8 | 239.8 | 239.8 | 239.8 | 239.8 | 239.8 | 239.8 |
| 3) International Outpayment (Import) | 199.4 | 221.3 | 18.8 | 32.2 | 60.9 | 94.8 | 115.1 | 136.2 | 175.1 | 219.5 |
| 4) Depreciation | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 224.1 | 224.1 | 224.1 | 224.1 | 224.1 | 224.1 | 202 |
| C. Operating Income (A-B) | 363.2 | 389.7 | 515.1 | 440.5 | 478 | 482.4 | 498 | 514 | 550.1 | 611.9 |
| Less: Interest | 101.9 | 95.8 | 90.1 | 84.7 | 79.6 | 74.8 | 70.3 | 66.1 | 62.1 | 58.4 |
| D. Net Income Before Tax | 261.2 | 293.8 | 425.1 | 355.9 | 398.5 | 407.6 | 427.7 | 447.9 | 487.9 | 553.5 |
| Tax (35%) | 91.4 | 102.8 | 148.8 | 124.6 | 139.5 | 142.7 | 149.7 | 156.7 | 170.8 | 193.7 |
| E. Net Income Before Interest | 271.7 | 286.8 | 366.4 | 316.0 | 338.6 | 339.8 | 348.3 | 357.2 | 379.3 | 418.2 |

Table 9.25 Projected Funds Flow Statements (Scenario "D"--High Growth)

| | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|-------------------------------|------|-------|-------|-------|--------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| N\$ million | | | | | | | | | | | | | | |
| A. Sources | 0 | 221.2 | 535.8 | 414.5 | 1120.3 | 1283.2 | 567.0 | 696.4 | 871.5 | 1026.8 | 1204.4 | 1350.6 | 1464.5 | 1638.6 |
| 1) Net Income before Interest | 0 | 0 | 93.6 | 100.4 | 66.6 | 246.9 | 190.7 | 189.9 | 219.7 | 255.6 | 290.4 | 308.5 | 317.7 | 361.8 |
| 2) Depreciation | | | | 22.1 | 44.2 | 44.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 134.2 |
| 3) Balance Brought Forward | 0 | 33.2 | 66.3 | 103.9 | 245.2 | 227.8 | 242.2 | 372.4 | 517.6 | 637.1 | 779.9 | 908.0 | 1012.7 | 1142.6 |
| 4) Long Term Borrowing | 0 | 188.0 | 375.9 | 188.0 | 764.3 | 764.3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| B. Application | 0 | 221.2 | 465.1 | 304.2 | 1027.5 | 1041.0 | 194.7 | 178.9 | 234.4 | 246.9 | 296.5 | 338.0 | 321.9 | 307.1 |
| 1) Construction Progress | 0 | 221.2 | 442.2 | 221.2 | 899.2 | 899.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2) Debt Services | 0 | 0 | 11.3 | 33.8 | 45.1 | 91.0 | 136.8 | 119.8 | 172.8 | 180.7 | 225.7 | 264.7 | 247.1 | 230.6 |
| Interest | | | 11.3 | 33.8 | 45.1 | 91.0 | 136.8 | 107.3 | 136.1 | 139.9 | 131.1 | 125.4 | 117.0 | 109.2 |
| Principal | | | | | | | 12.5 | 36.8 | 36.8 | 46.8 | 94.7 | 139.3 | 130.0 | 121.4 |
| 3) Working Capital | 0 | 0 | 11.6 | 49.1 | 83.2 | 50.8 | 57.8 | 59.0 | 61.6 | 66.2 | 70.7 | 73.3 | 74.8 | 76.5 |
| C. Balance(A-B) | 0 | 0 | 70.8 | 110.3 | 92.9 | 242.2 | 372.4 | 517.6 | 637.1 | 779.9 | 908.0 | 1012.7 | 1142.6 | 1331.5 |
| Return on Investment (%) | | | 0 | 21% | 0% | 7% | 25% | 79% | 51% | 42% | 40% | 37% | 34% | 31% |
| Debt Service Coverage (time) | | | 8.3 | 3.6 | 2.5 | 3.2 | 2.4 | 2.7 | 2.0 | 2.2 | 1.9 | 1.7 | 1.8 | 2.2 |

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| A. Sources | 1737.4 | 2296.5 | 2044.5 | 1400.2 | 1673.0 | 1951.4 | 2242.1 | 2547.3 | 2879.1 | 3227.5 |
| 1) Net Income before Interest | 271.7 | 286.8 | 366.4 | 316.0 | 338.6 | 339.8 | 348.3 | 357.2 | 379.3 | 418.2 |
| 2) Depreciation | 134.2 | 134.2 | 134.2 | 224.1 | 224.1 | 224.1 | 224.1 | 224.1 | 224.1 | 202.0 |
| 3) Balance Brought Forward | 1331.5 | 1425.9 | 1094.4 | 860.1 | 1110.4 | 1387.6 | 1669.8 | 1966.0 | 2275.8 | 2607.4 |
| 4) Long Term Borrowing | 0 | 449.6 | 449.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| B. Application | 311.5 | 1202.1 | 1184.4 | 289.8 | 285.5 | 281.6 | 276.2 | 271.5 | 271.8 | 273.7 |
| 1) Construction Progress | 0 | 899.2 | 899.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2) Debt Services | 215.2 | 201.5 | 188.7 | 176.8 | 165.5 | 155.0 | 145.2 | 136.0 | 127.4 | 119.3 |
| Interest | 101.9 | 95.8 | 90.1 | 84.7 | 79.6 | 74.8 | 70.3 | 66.1 | 62.1 | 58.4 |
| Principal | 113.3 | 105.7 | 98.7 | 92.1 | 86.0 | 80.2 | 74.9 | 69.9 | 65.2 | 60.9 |
| 3) Working Capital | 96.2 | 101.3 | 96.4 | 113.0 | 119.9 | 126.6 | 131.0 | 135.5 | 144.4 | 154.4 |
| C. Balance(A-B) | 1425.9 | 1094.4 | 860.1 | 1110.4 | 1387.6 | 1669.8 | 1966.0 | 2275.8 | 2607.4 | 2953.8 |
| Return on Investment (%) | 20% | 15% | 24% | 37% | 30% | 24% | 21% | 18% | 17% | 16% |
| Debt Service Coverage (time) | 1.9 | 2.1 | 2.7 | 3.1 | 3.4 | 3.6 | 3.9 | 4.3 | 4.7 | 5.2 |

9.9 主幹系統の計画

9.9.1 関連送電線の拡張

ナミビア電力系統では電源の位置とその規模、需要の分布、隣国との系統連系、地理的条件により一次系統は 220kV と 330kV 送電線で構成されている。

今後の需要拡大に伴い 400kV 送電線が導入されることになっている。2020 年頃までに拡張が必要と予想される送電線を以下に述べる。

(1) 電源線

ナミビアで今後開発される主要電源の一つは Kudu 発電所であることから、同発電所の送電方法がナミビア電力系統を構成する大きな要因となる。Kudu 発電所の出力とその送電線の設備規模は概略以下の通りである。

| Kudu の出力 (MW) | 電源線 Kudu-Kokerboom |
|------------------|-----------------------|
| 750 | 400kV - 1 circuit |
| 1250 | 400kV - 2 circuit |
| 1500 | 400kV - 2 circuit |
| 2250 | 400kV - 3 circuit |

(2) ESKOM との連系線

NamPower と ESKOM を連系する送電線の機能は、NamPower 系統の安定度におよぼす影響が大きい。これは ESKOM の主要な電源が南アフリカの東部に偏っているために、両系統の発電機間の距離が長く、系統の同期化力を妨げる要因になる。

NamPower の Kokerboom と ESKOM の Aries を結ぶ連系線が 1999 年に完成する予定である。Kudu 発電所の出力規模および ESKOM への輸出・入の規模によっては、系統の安定度面から更に 1 回線の増設が考えられる。

(3) 中部および北部系統

ナミビアの 2020 年頃の需要分布を概観すると、地域別の需要のシェアは北部が 13%、中部が 55%、南部が 32%と予想される。北部と中部で 70%近いシェアになることから、この地域への送電線の拡張が今後の課題となる。拡張は 400kV と 220kV 送電線が併行して進められることになる。400kV 送電線は大容量

量送電として、220kV 送電線は 2 次変電所の供給線としての機能を分担することになる。

現在の 400kV 計画送電線：

| | |
|------------------|-----------|
| Kokerboom – Auas | 1 circuit |
| Auas – Gerus | 1 circuit |

Kokerboom – Auas 間については更に 1 circuit の拡張も予想される。

9.9.2 変電所

2020 年頃のピーク時の潮流から予想される 400/220kV 変電所の負荷と変圧器の容量は下記の規模と考えられる。

| 変電所 | 400/220kV 変電所 ピーク負荷(MW) | 変圧器容量(MVA) |
|-----------|----------------------------|------------|
| Kokerboom | 945 | 315 x 3 |
| Auas | 430 | 315 x 2 |
| Gerus | 430 | 315 x 2 |

400/220kV 変電所の潮流は 220kV 系と 400kV 系との運用方法（ループ又は放射状の系統構成）によって大きく異なる。このため 400kV と 220kV 系統の構成を具体的に検討した拡張計画の立案が必要である。

9.9.3 電力系統計算

電力開発計画で検討した 5 つの開発シナリオについて概略の系統計算を実施した。電力潮流計算は全シナリオについて、安定度計算は経済分析の結果選定されたシナリオ"D"のみについて行った。

(1) 計算条件

a) 計算対象年および需要規模

計算対象年を本マスタープランの最終年である 2020 年とした。その理由は、需要規模が大きいほど電力系統の問題点が顕在化し、安定度維持に対する条件が厳しくなるからである。同年の最大電力は、2,062MW と予測されている。このうちの約 20MW を Eskom 系統から直接供給される南

アフリカとの国境付近の需要と仮定し、計算上はNamPower系統の最大電力を2,062MWとした。この需要電力をもとにNamPowerの供給力とEskomからの輸入（または輸出）によって需給バランスをとる。

地域毎の需要分布を Table 6.28-Namibia Regional Electrical Energy Forecast(High Forecast)をもとに予測し、220kV変電所の需要として配分した。

b) 系統構成

系統構成、線路定数、機器定数といった計算用の入力データは、NamPowerの "Power System Data-Base" (Nov.1996) および "Swawek-System Expansion for 1996-2006"を参考にして作成した。これらのデータは2005年までの計画分であり、これを2020年の系統構成として扱うには少し無理もあるが、400kV系統の概略の潮流および安定度計算としては問題が少ないと考えられる。

c) 制御系機能

安定度計算では発電機の制御系の機能を除外した。その理由は、本計算の目的が安定度の定性的な傾向を検証することであり、制御系の機能はいずれも安定度を向上させる効果をもっていることから、安定度維持のマージンとして留保しておくという考えに基づいている。

(2) 計算結果

計算結果として各シナリオの電力潮流を Figure 9.2 - 9.6 に、選定された"シナリオ D"の安定度を表す Generator swing curve を Figure 9.7 - 9.8 にそれぞれ示す。安定度計算は次の2種類の事故モードで実施した。

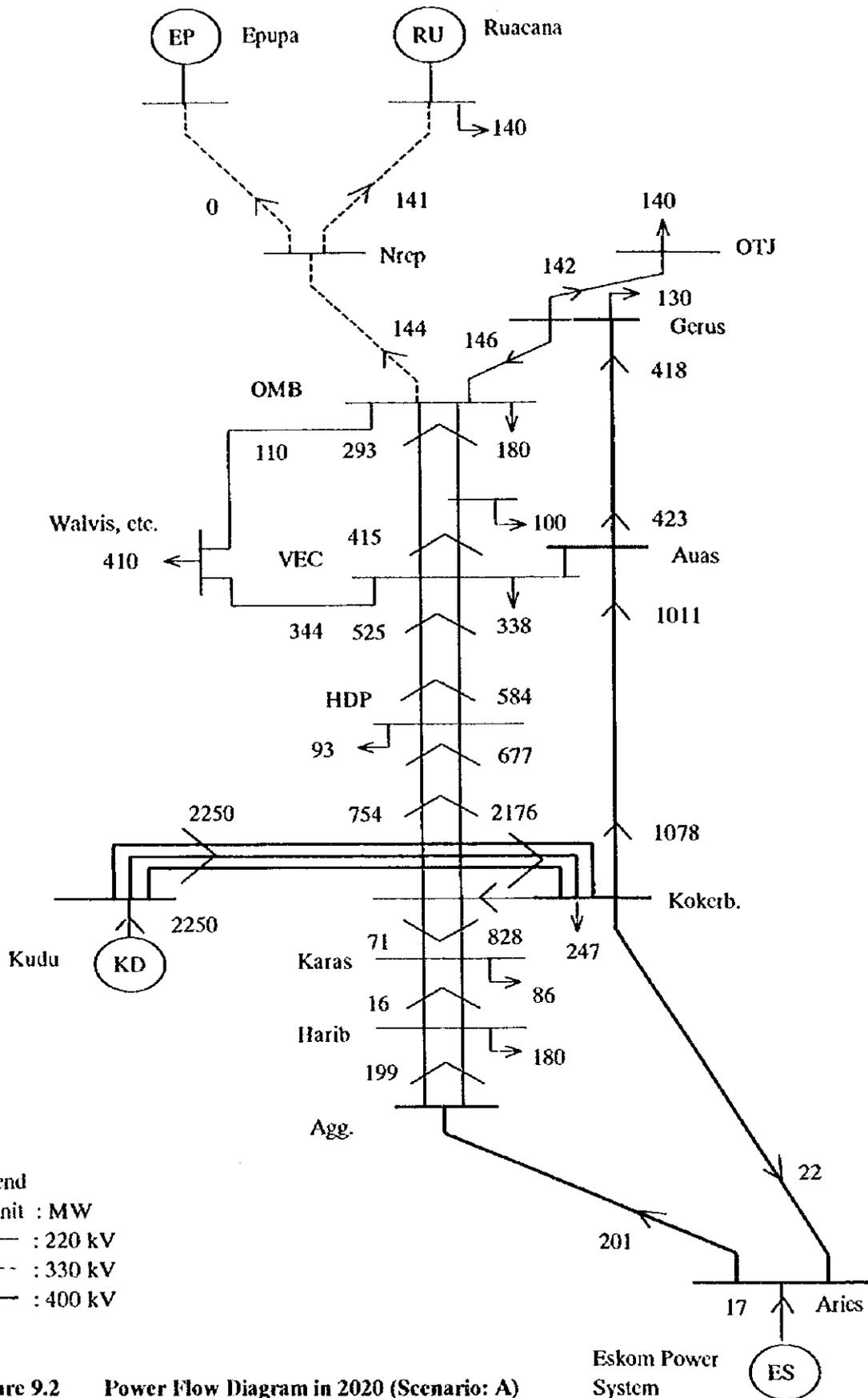
モード 1: 400kV Aries-Kokerboom LineのKokerboom端で3相地絡事故後(3ΦG)、0.7秒で3相再閉路(3ΦG-R.C)を実施

モード 2: 400kV Kudu-Kokerboom Lineの中間で3相地絡事故後、0.7秒で3相再閉路を実施

モード1の Swing curve を Figure 9.7 に示す。Kudu の出力 1500MW の場合、Kudu 発電機は1機系に模擬した Eskom 系の発電機との位相差が Lag 47.11 度から Lead 31.48 度の範囲で収斂しており、安定度が維持される。

モード2の Swing curve を Figure 9.8 に示す。このグラフは Kudu の出力が 1,260MW の場合である。出力が 1,500MW の場合は Kudu 発電機が脱調するので、3ΦG の外乱に対する安定度限界を求めた結果、1,260MW が限界値となった。系統外乱のレベルによって安定度限界は変化するが、一般的には 3ΦG と 1ΦG との比は 1 : 1.3~1.4 の範囲にある。このことから 3ΦG-R.C による 1,260MW は、1ΦG-R.C の外乱に対しては 1,600~1,700MW が安定度限界と推定できるので、Kudu の出力 1,500MW は 400kV-2 回線 (Kudu-Kokerboom) で安定度は維持されるといえる。

地域の需要分布に合った 220kV 系統の増強、制御系の機能、S.V.C の容量を含めたより詳細な安定度の検討を NamPower の Design criterion に従って実施することを提言する。



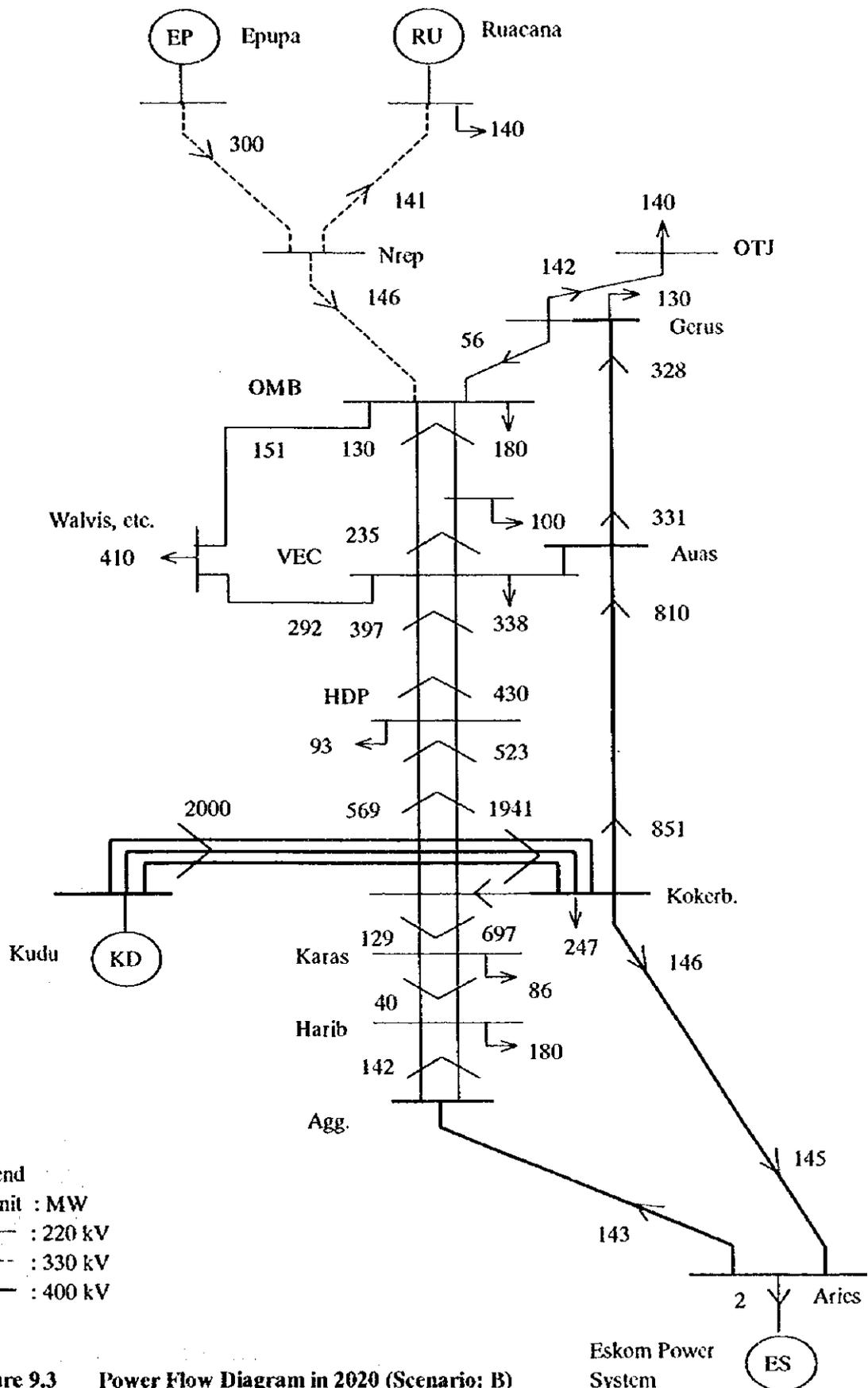


Figure 9.3 Power Flow Diagram in 2020 (Scenario: B)

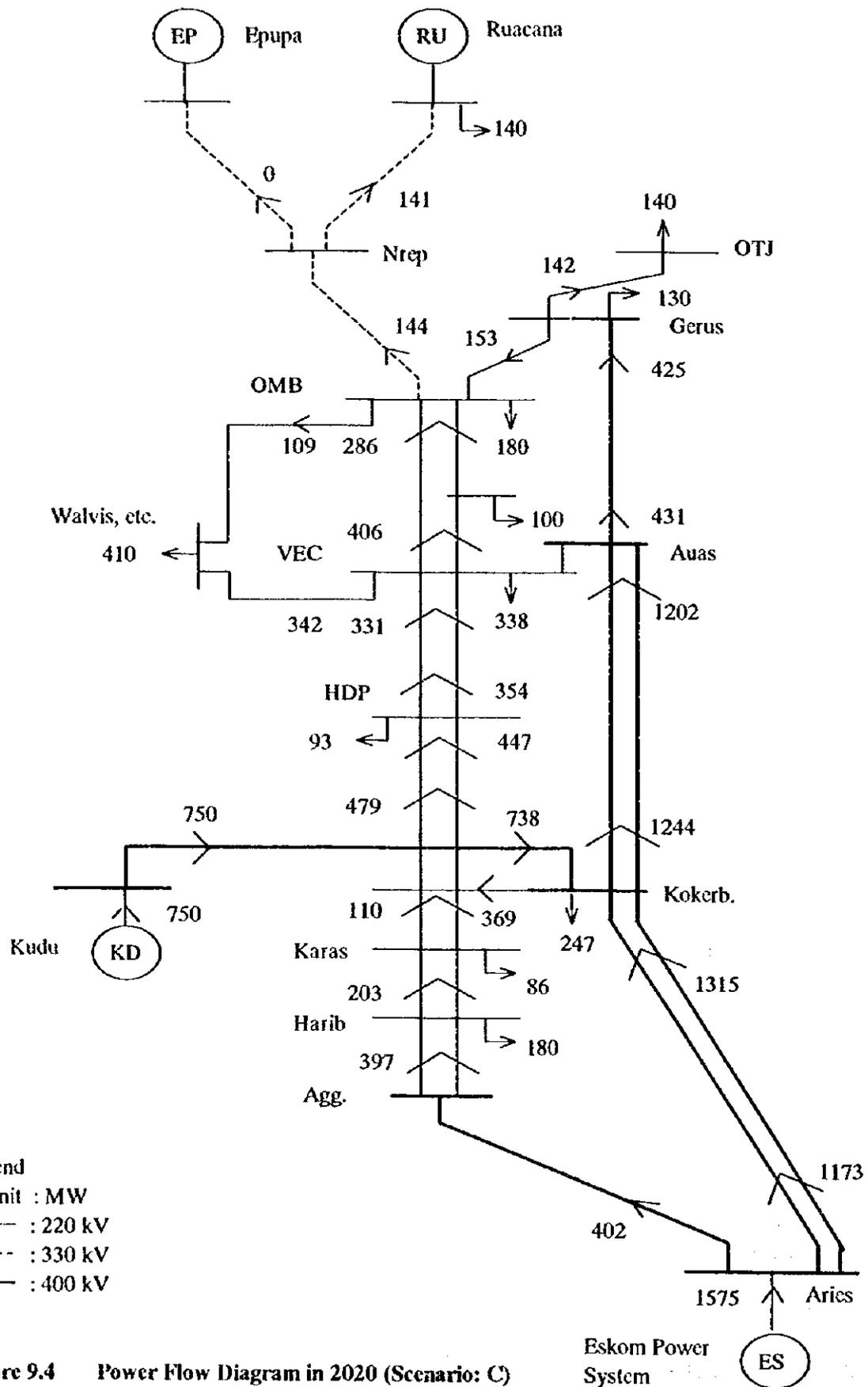
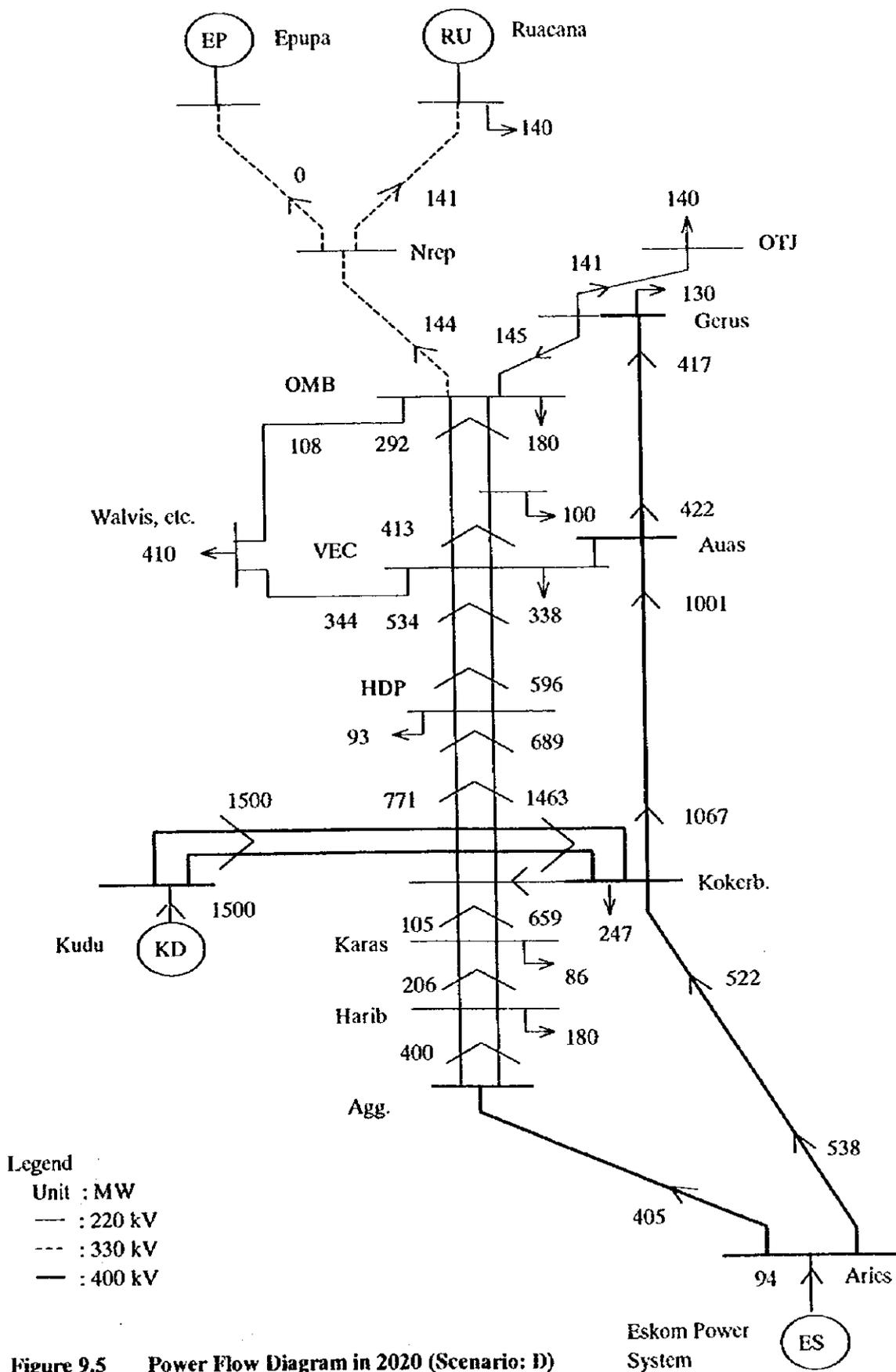


Figure 9.4 Power Flow Diagram in 2020 (Scenario: C)



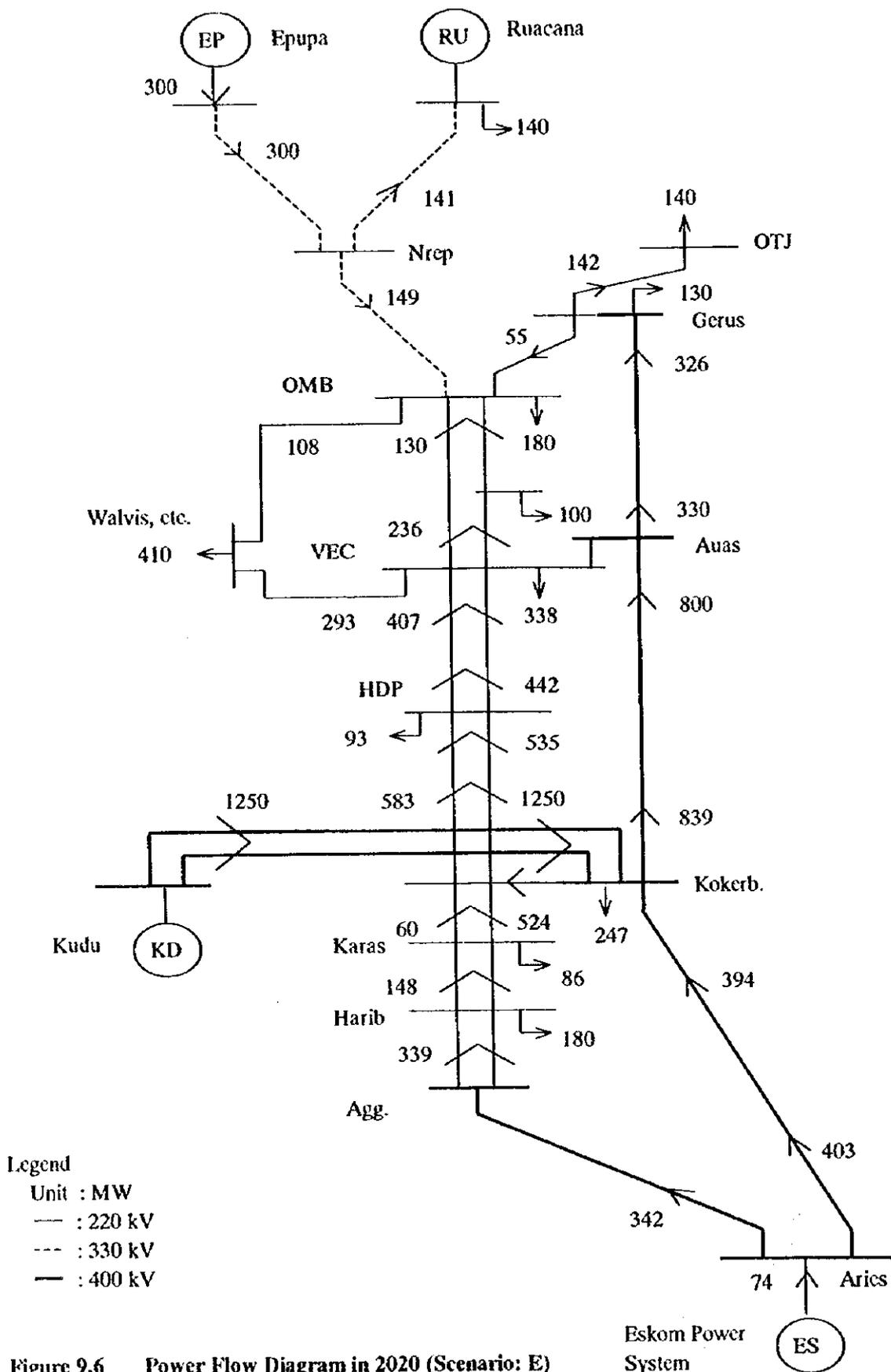


Figure 9.6 Power Flow Diagram in 2020 (Scenario: E)

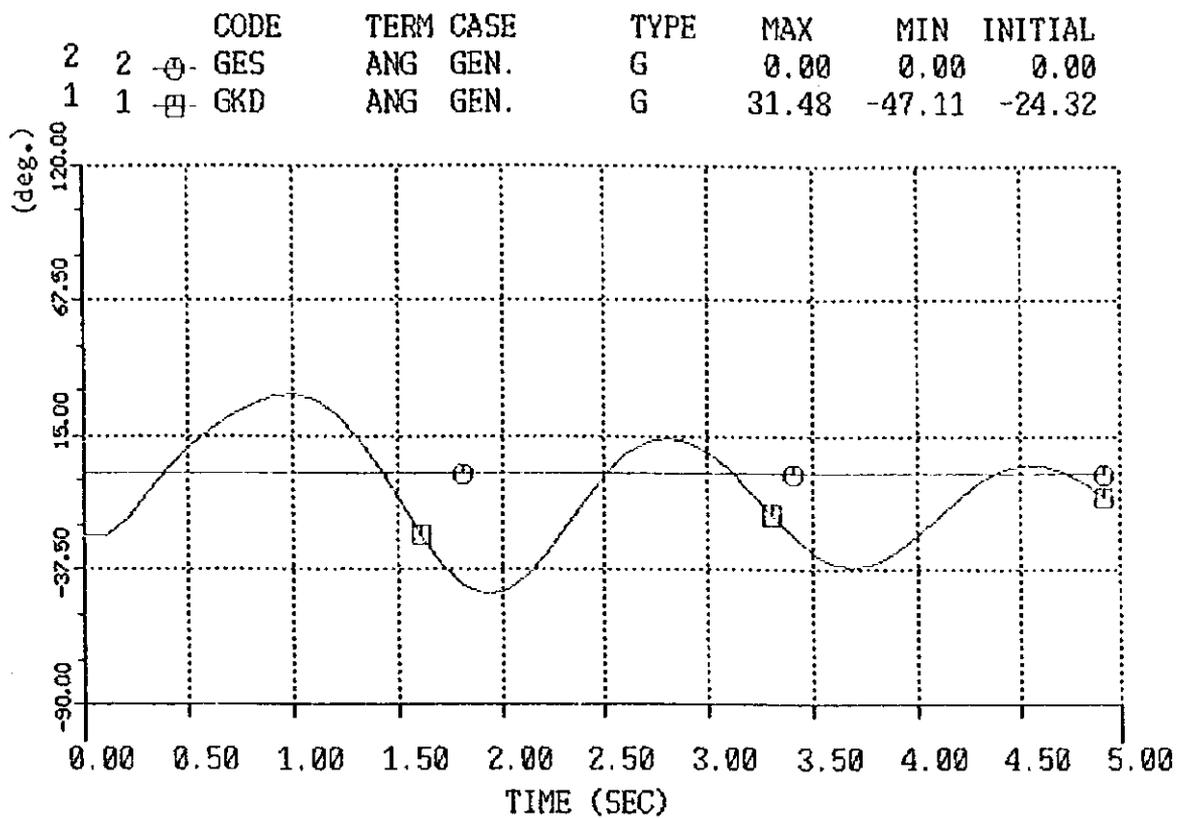


Figure 9.7 Generator Swing Curves (Kokerb.-Aries fault)

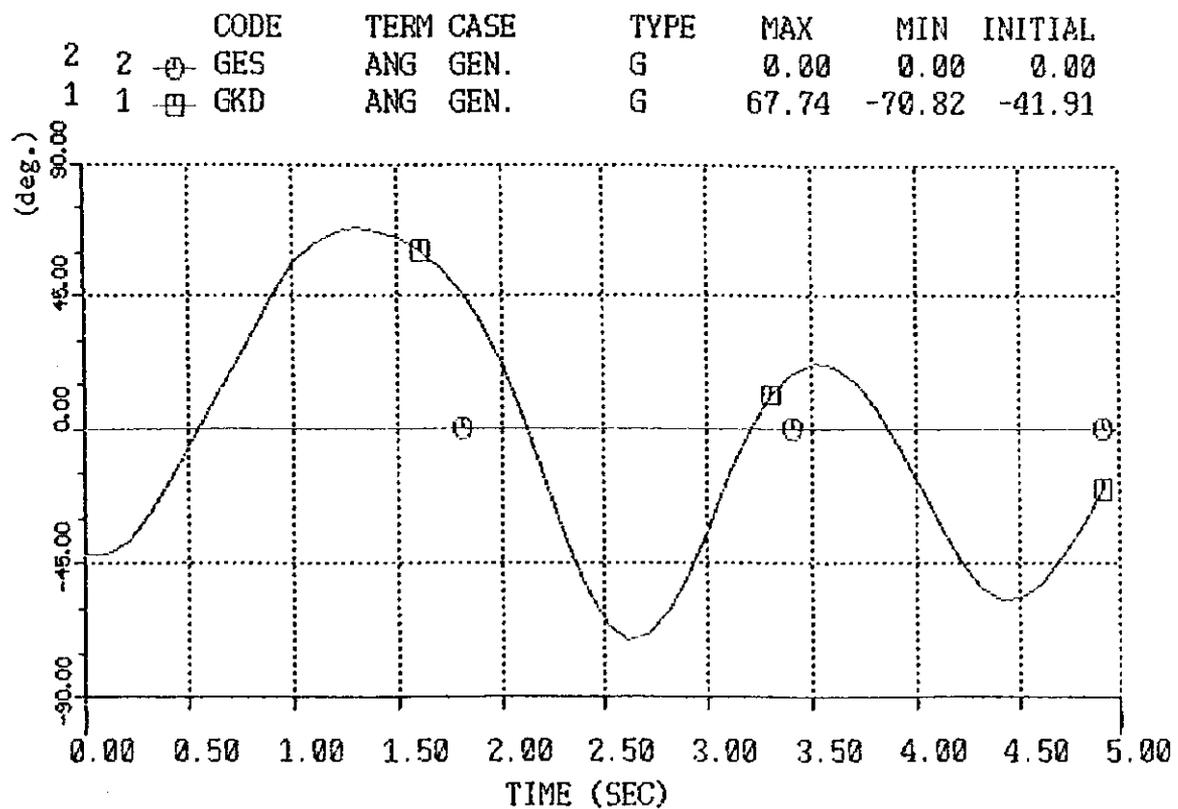


Figure 9.8 Generator Swing Curves (Kudu - Kokerb. fault)

9.10 発電システム増設シナリオの評価

9.10.1 要約

2020年での範囲において NamPower グリッドの発電システム増設案として実際に考えられるものは次の3案しか残されていない。

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

シナリオ

次の5つのシナリオを選定し、技術的・経済的評価を行なった。これらはそれぞれのテーマのもとでのベストミックスとして least cost solution 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の目標実現を計ったものである。Business as usual scenario はこの目標からは自由に最も経済的な対応を迫ったものである。

電力設備の増設

電力設備の増設は6章（電力需要予測）に示される High growth case の最大需要に応じられるよう計画された。確からしい最大ピーク需要、即ち High growth の需要に対して供給能力を備えるのは電力会社の責任であると考えられる。このことはまた NamPower の決定でもある。エネルギー政策にいうピーク需要100%の対策とはこの確からしい最大ピーク需要に対する準備であると解釈すべきである。設備の増設は2008年まで国内向けのみとして計画した。各シナリオにおける設備増設計画の一覧を Table 9.26 に示す。

Table 9.26 Summary of Additions of Supply Facilities

| Year | Self Sufficiency | | Business As Usual | | |
|------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| | A - CCGT | B - Hydro | C - Import | D - CCGT | E - Hydro |
| 1999 | 400kV line-1 Aries-Koker. |
| 2000 | 400kV line-1 Koker.-Auas |
| 2002 | CCGT-1 | CCGT-1 | CCGT-1 | CCGT-1 | CCGT-1 |
| 2008 | | Epupa Hydro | | | |
| 2010 | CCGT-2 | (2xGI) | | | |
| 2013 | | | | CCGT-2 | Epupa Hydro |
| 2014 | CCGT-3 | Configure to CCGT-2 | 400kV line-2 | | |
| 2017 | | | | | (2xGI) |
| 2018 | | (2xGI) | | | |

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

400kV 連系

400kV 連系プロジェクトは南アフリカの Aries 変電所から Windhoek 近くの Auas 変電所まで約 900km 1 回線送電線の建設と変電所の新增設を含む。第 1 期は Aries 変電所から Keetmanshoop 近くの Kokerboom 変電所までの線路 (約 450km)、第 2 期は Kokerboom 変電所から Auas 変電所までの線路 (約 450km) の建設である。

リードタイム 30 か月

投資額 209.2 MUS\$, 変電所と建設中利子を含む

CCGT

CCGT は最新型 (燃焼温度 1300°C 級) 正味出力 750 MW で、高効率、優れた経済性、融通性に富んだサイクル構成を持っている。

リードタイム 28 か月

総投資額 406 MUS\$, 送電線と建設中利子を含む

Epupa

Epupa は Cunene 下流水力 2 計画の一つである。その出力は 360 MW、年可能発電電力量は 1730 GWh である。経済比較は経済性の良い Epupa について行った。

リードタイム 9~10 年

総投資額 695 MUS\$, 送電線と建設中利子を含む

短期増設計画の選択

NamPower は Eskom との 400kV 連系線の新設を決定し、建設はスタートした。発電力の増加は、急激に立ち上がる需要に応じるため 2002 年には緊急に必要とする。

400kV 連系 2 号線の建設はエネルギー自立達成に近づくためには避けなければならない。水力発電所は長いリードタイムを必要とする。これらのことから CCGT は各シナリオに共通して唯一の残された選択であるが、これは妥当な選択でもあると考える。

中長期増設計画の選択

水力自立シナリオ B において 2008 年は水力発電所の完成が可能な最も早い時期であり、水力経済シナリオ E において 2013 年はシステムの需要が水力を必要とする時期である。2 つの大きな水力発電所を並行して建設することは国民経済にとって負担が大きすぎるし、リスクである。エネルギー自立シナリオは 2020 年の期間内に、対応する経済シナリオに比較して 406 MUS\$ の追加コストを必要とする。

経済分析

前記の 5 つのシナリオの経済的優位性を検討するため経済分析を行った。High growth を基幹ケースとし、Moderate growth を参考ケースとして経済分析を行った。CCGT 経済シナリオ D の Low growth についても参考に経済指標を算出した。

この結果 (Table 9.27 に示す) は、High growth case では EIRR はナミビアの機会費用と推定される 10% 以上であり、経済的にはいずれも実現可能である。なかでも電力輸入シナリオ C と CCGT 経済シナリオ D とはこの程度の差ではほぼ同程度に優位であるといえる。moderate growth case ではシナリオ D がかなり優位である。総合的にはシナリオ D が優れている。水力自立シナリオ B は経済性がやや劣る。

電力需要規模の小さい Moderate growth case では EIRR は、シナリオ D を除きいずれも 10% 以下である。これは増設計画が High growth case に対応しているため、ある程度の低下は止むをえない。また 2008 年までは電力の輸出にあまり期待しない計画となっており、これが低指標要因の一つとも考えられる。

Table 9.27 各シナリオの経済分析

| Scenarios | | Self Sufficiency | | Business As Usual | | |
|----------------|----------|------------------|-----------|-------------------|----------|-----------|
| | | A - CCGT | B - Hydro | C - Import | D - CCGT | E - Hydro |
| NPV (MUS\$) | High | 282.1 | 168.7 | 305.6 | 301.4 | 266.7 |
| | Moderate | -35.3 | -141.8 | -11.3 | 3.4 | -40.6 |
| | Low | - | - | - | -89.0 | - |
| B/C | High | 1.22 | 1.12 | 1.26 | 1.26 | 1.22 |
| | Moderate | 0.97 | 0.88 | 0.99 | 1.00 | 0.95 |
| | Low | - | - | - | 0.89 | - |
| EIRR (%) | High | 18.7 | 14.0 | 20.3 | 19.9 | 18.3 |
| | Moderate | 8.9 | 6.7 | 9.6 | 10.1 | 8.7 |
| | Low | - | - | - | 6.5 | - |

9.10.2 各シナリオの評価

CCGT 経済シナリオ D は、南アフリカからの電力輸入シナリオ C とともに、水力による発電に比べて、ナミビアにおける電力供給に対するコスト最小の選択であることが判明した。

High growth case では5つのシナリオは一応すべて技術的・経済的に実現可能であり、競争力は接近しているが、水力自立シナリオ B は経済性が劣る。経済性評価に使用した Willingness to pay の 3.7 US¢/kWh は NamPower の平均販売単価であり、世界で最低の水準である。これで経済性があるということに注目すべきである。

しかしながら、Moderate growth case では経済指標は全体的に相当低下する。経済的に実現可能であるのは CCGT 経済シナリオ D のみである。特に水力自立シナリオ B は悪く、Low growth の CCGT 経済シナリオ D よりさらに悪い。これは当然のことではあるが、NamPower の収入に与える負のインパクトは著しい。予測と実際の需要との間の大きな食違いは慎重に避けなければならない。電力供給設備投資のタイミングはよりフレキシブルに、電力需要の進展を考慮して時期を決めなければならない。この点についてリードタイムの長い水力プロジェクトは非常にリスクである。

また水力プロジェクトは電力の配分、コスト負担、ダム貯水の使用の基本問題がこれからアンゴラとの間で交渉ということで、技術的、経済的評価は全く不確定基盤の上にある。

経済シナリオ D と E は、High growth case において出力自立達成率は 2001 年の 0% から 2020 年には 70% 台に増加する。一方電力輸入シナリオ C は 2020 年には 37% で

ある(Table 9.28 参照)。シナリオ D と E ではエネルギーバランスの自立達成率は 2001 年の 22% から 2020 年には 80% 台に、輸入シナリオ C では 2020 年には約 60% となる。

2つの自立シナリオ A と B は国のエネルギー政策の目標：ピークロードの 100%、エネルギー需要の 75% を完全に達成できるが、総投資額は大きくなる。CCGT 経済シナリオ D はシナリオ A と B に比較して多くのコストを節減しながら、また輸入シナリオ C に比較して経済性は、High growth case ではほぼ同等、Moderate growth case では優れており、かつ政策目標の一つを達成できる。シナリオ D は経済効率を満足させ、かつ電力供給保障に対する増大しつつある懸念を容認できるレベルまで緩和することができると思う。

ナミビア国内で地域間紛争は考えられないので、電力の高自立達成率が得られる時、供給保障上国内での電源の分散化を考える必要はない。但し、2020 年代には系統の安全上電源分散化を検討する必要がある。

Table 9.28 Degree of Self Sufficiency (High Growth) (%)

| Scenarios | Self Sufficiency | | Business As Usual | | |
|-------------------------|------------------|-----------|-------------------|----------|-----------|
| | A - CCGT | B - Hydro | C - Import | D - CCGT | E - Hydro |
| Capacity Balance | | | | | |
| Year 2001 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2005 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 |
| 2010 | 100 | 100 | 59 | 59 | 59 |
| 2015 | 100 | 100 | 45 | 89 | 63 |
| 2020 | 100 | 100 | 37 | 73 | 76 |
| Energy Balance | | | | | |
| Year 2001 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| 2005 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 |
| 2010 | 100 | 100 | 79 | 79 | 80 |
| 2015 | 100 | 100 | 71 | 95 | 82 |
| 2020 | 100 | 100 | 59 | 87 | 88 |

9.11 短・中・長期の電力設備計画

ナミビアにおける将来の需要増加に対応するため、技術的に優れ最も経済性があり、環境的にもフレンドリーで電力自給率を容認できるレベルまで緩和できるものとして、本調査団の推奨する CCGT 経済シナリオ D を電力開発計画の中心とした。NamPower が着工中の送電線、あるいは NamPower がそのマスタープランの中で示す送電線拡張計画、地方電化計画を取り入れ短期、中期、長期の設備計画をまとめた。需要予測に基づき、一部変電所容量を調査チームの判断で増設した (Table 9.29 参照)。

本設備計画に要する概算投資額は、発電所建設から地方電化費用を含めて 2020 年までに約 1,600MUS\$となる (Table 9.30 参照)。

本計画を推進するとき、エネルギー政策目標値に対する達成率を Table 9.31 に示す。電力ピークロード自給率は 2020 年に至るも目標に達しないが、この反面設備投資額の削減は電力自立シナリオに比較して大きく、エネルギー自給(ドラフト)もこの点経済効率とのバランスを考慮すべきとしており、許容できる範囲であると考え。地方電化達成率は、これに振り向けられる資金を最もリアリスティックなケースと考えられる GDP 成長率を 3.5%、換出可能率を GDP の 0.2%とすれば、目標達成は約 5 年遅れとなる。(Figure 6.13 参照) 地方電化資金調達の難しさはナミビア政府は承知しており、資金創出についていろいろ模索しており、この目標値も目標といわないで Government's intention としている。

本設備計画の主要発送電に係わる増設段階を現状、短期、中期、長期の順にわかり易く図に示した (Figure 9.9 ~ 9.12) 。

Table 9.29 Expansion Plans in Primary Network

| Terms/Year | Power stations | Transmission lines | Substations | Remarks |
|----------------------------|--------------------------------|---|--|--|
| Short term (1997~2001) | | | | Refer to Figure 9.10 |
| 1997 | | 132 kV, 1 cct Ruakana | | |
| 1998 | | ~ Okatope 235 km 220 kV, 2 cct Harib ~ Haib mine, 66 km | Ruacana 330/132 kV, 1x80 MVA Harib 220 kV Bus Section Bay Haib mine 220/11, 3 x 90 MVA | |
| 1999 | | 400 kV, 1 cct RSA border~Koker- Boom 270 km 220 kV, (1+2) cct Auas~ Van Eck 31 km | Kokerboom 400/220kV, 2x315 MVA 400 kV Reactors 5 x 100 Mvar | |
| 2000 | | 400 kV, 1 cct Koker boom~Auas 455 km 132 kV, 1 cct Auas~Gobabis 170km | Auas 400/220kV, 2x315 MVA 220/132 kV, 2x40 MVA 220/66 kV, 2x 40 MVA 400 kV Reactors 2 x 100 Mvar Gobabis 132/66kV, 1x20 MVA | |
| Middle term (2002~2006) | | | | Refer to Figure 9.11 |
| 2002 | Kudu CCGT Block 1 750 MW | 400 kV, 1 cct Kudu PS~Kokerboom, 350 km | | |
| 2005 | | 400 kV, 1 cct Auas~Gerus, 240 km 220 kV, 1 cct Van Eck~Dune~ Walmund, 272 km | Gerus 400/220 kV, 1x315 MVA Walmund 220/66 kV, 1 x 90 MVA | Walmund Substation is proposed by JICA. |
| Long term (2007~2020) | | | | Refer to Figure 9.12 |
| 2013 | Kudu CCGT Block 2 750 MW | 400 kV, 1 cct Kudu PS~Kokerboom 350 km | Kokerboom 400/220 kV, 1x315 MVA Gerus 400/220 kV, 1x315 MVA Walmund 220/66 kV, 4 x 90 MVA | |

Table 9.30 Investment for Future System Expansion

(MUS\$)

| Term/ Year | (1) Gener'n | (2) Trans.line | (3) Substat'n | (4) Distribution | | | (1)+(2)+(3)+(4) Total | Remarks |
|--------------------------------|----------------|-------------------|------------------|---------------------|--------|-----------|--------------------------|---------|
| | | | | Nampower | MME | Sub-total | | |
| Short Term (1997-2001) | | | | | | | | |
| 1997 | | 7.28 | | 5.57 | 6.27 | 11.84 | 19.12 | |
| 1998 | | 52.84 | 13.49 | 6.11 | 6.53 | 12.64 | 78.97 | |
| 1999 | | 109.87 | 14.96 | 6.64 | 6.78 | 13.42 | 138.25 | |
| 2000 | | 76.19 | 8.72 | 7.17 | 7.04 | 14.21 | 99.12 | |
| 2001 | 167.00 | 36.00 | | 7.70 | 7.30 | 15.00 | 218.00 | |
| Sub Total | 167.00 | 282.18 | 37.17 | 33.19 | 33.92 | 67.11 | 553.46 | ① |
| Middle Term (2002-2006) | | | | | | | | |
| | | | | | | 7.96 | | |
| 2002 | 167.00 | 36.00 | | 8.63 | 7.91 | 15.87 | 218.87 | |
| 2003 | | | | 9.73 | 8.28 | 16.91 | 16.91 | |
| 2004 | | 28.80 | 1.39 | 9.73 | 8.67 | 18.40 | 48.59 | |
| 2005 | | 47.84 | 2.55 | 9.73 | 9.08 | 18.81 | 69.20 | |
| 2006 | | | | 45.78 | 9.50 | 19.23 | 19.23 | |
| Sub Total | 167.00 | 112.64 | 3.94 | | 43.44 | 89.22 | 372.80 | ② |
| Long Term (2007-2020) | | | | | | | | |
| 2012 | 167.00 | 36.00 | | | | | | |
| 2013 | 167.00 | 36.00 | | 92.91 | | | | |
| Sub Total | 334.00 | 72.00 | 10.20 | 171.88 | 188.49 | 281.40 | 697.60 | ③ |
| Grand Total | 668.00 | 466.82 | 51.31 | | 265.85 | 437.73 | 1,623.86 | ①+②+③ |

- Note: 1. Estimate is based on 1996 price and an exchange rate of 4.52 N\$/US\$.
 2. Cost of Kudu CCGT is estimated by JICA Team.

Table 9.31 Degree of Achievement of Targets

| Item | Target | Achieved Percentage (%) | | | |
|-----------------------------------|---------------|-------------------------|------|------|------|
| | | 2001 | 2006 | 2010 | 2020 |
| Self Sufficiency of Supply | | | | | |
| Capacity Balance | 100 % by 2010 | 0 | 29 | 59 | 73 |
| Energy Balance | 75 % by 2010 | 22 | 85 | 79 | 87 |
| Rural Electrification | | | | | |
| Rural Households | 25 % by 2010 | 12 | 17 | 20 | 32 |

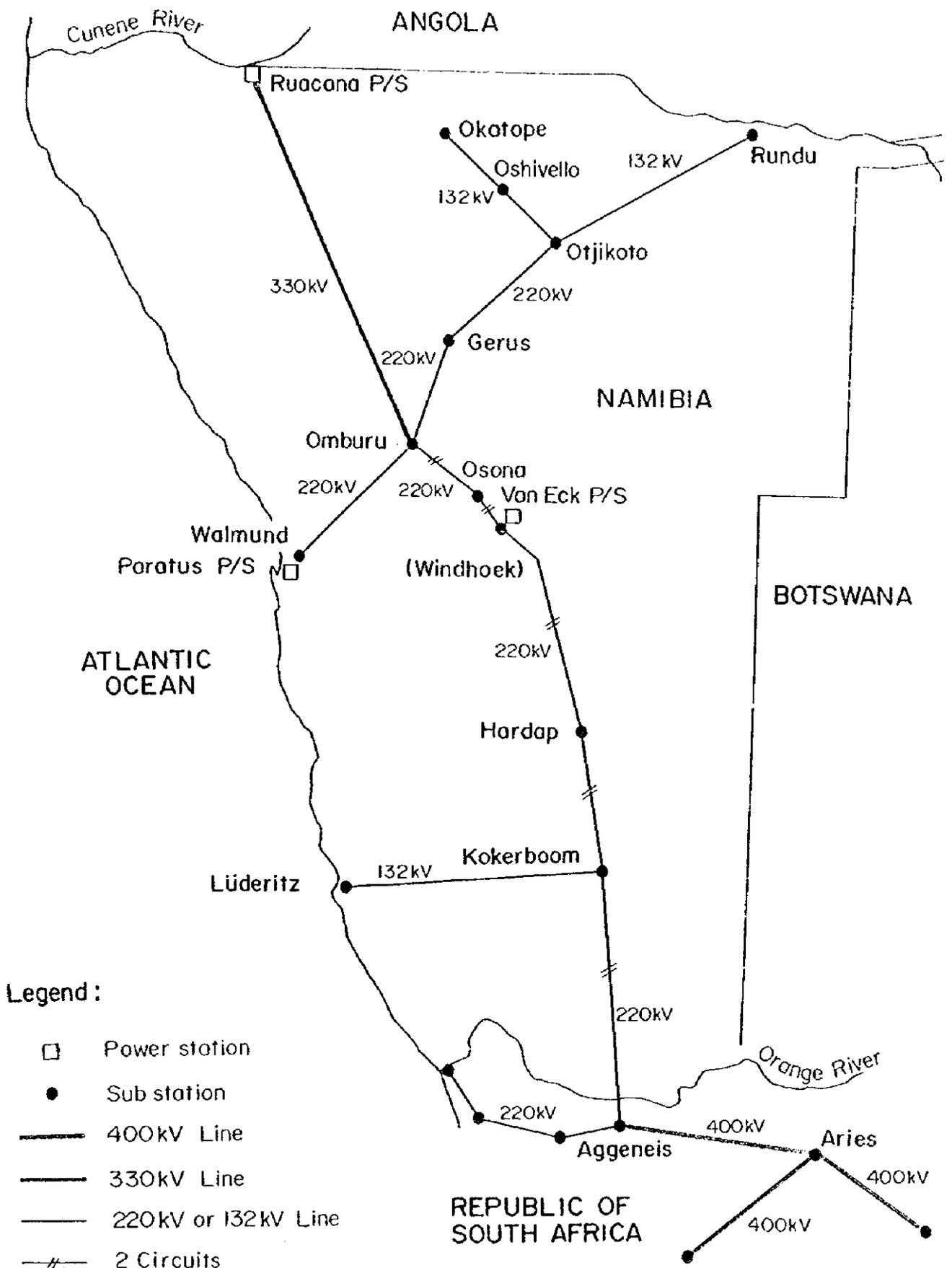


Figure 9.9 EXISTING POWER SYSTEM (As of 1997)

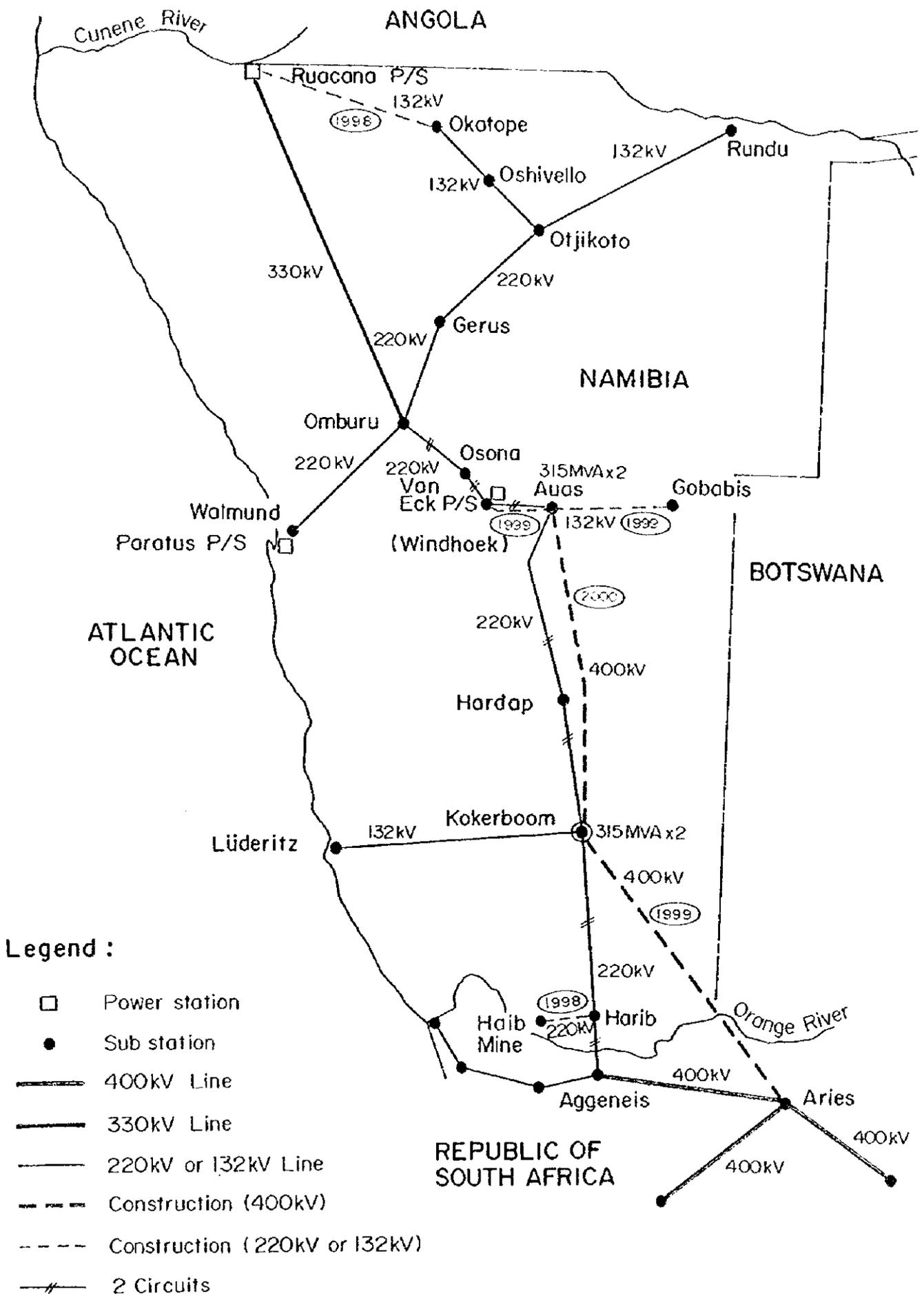


Figure 9.10 POWER SYSTEM EXPANSION PLAN (1997 - 2001)

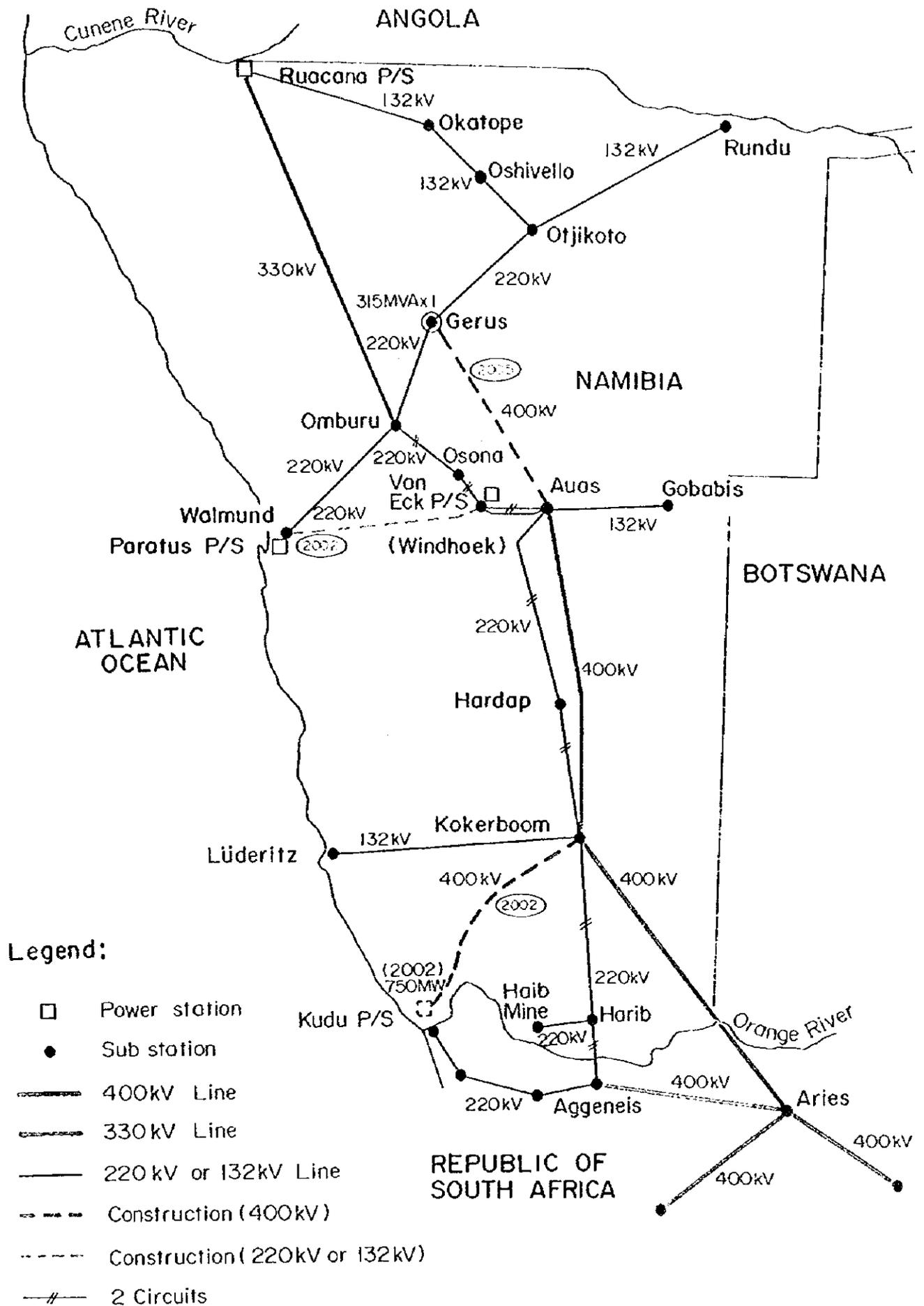


Figure 9.11 POWER SYSTEM EXPANSION PLAN (2002-2006)

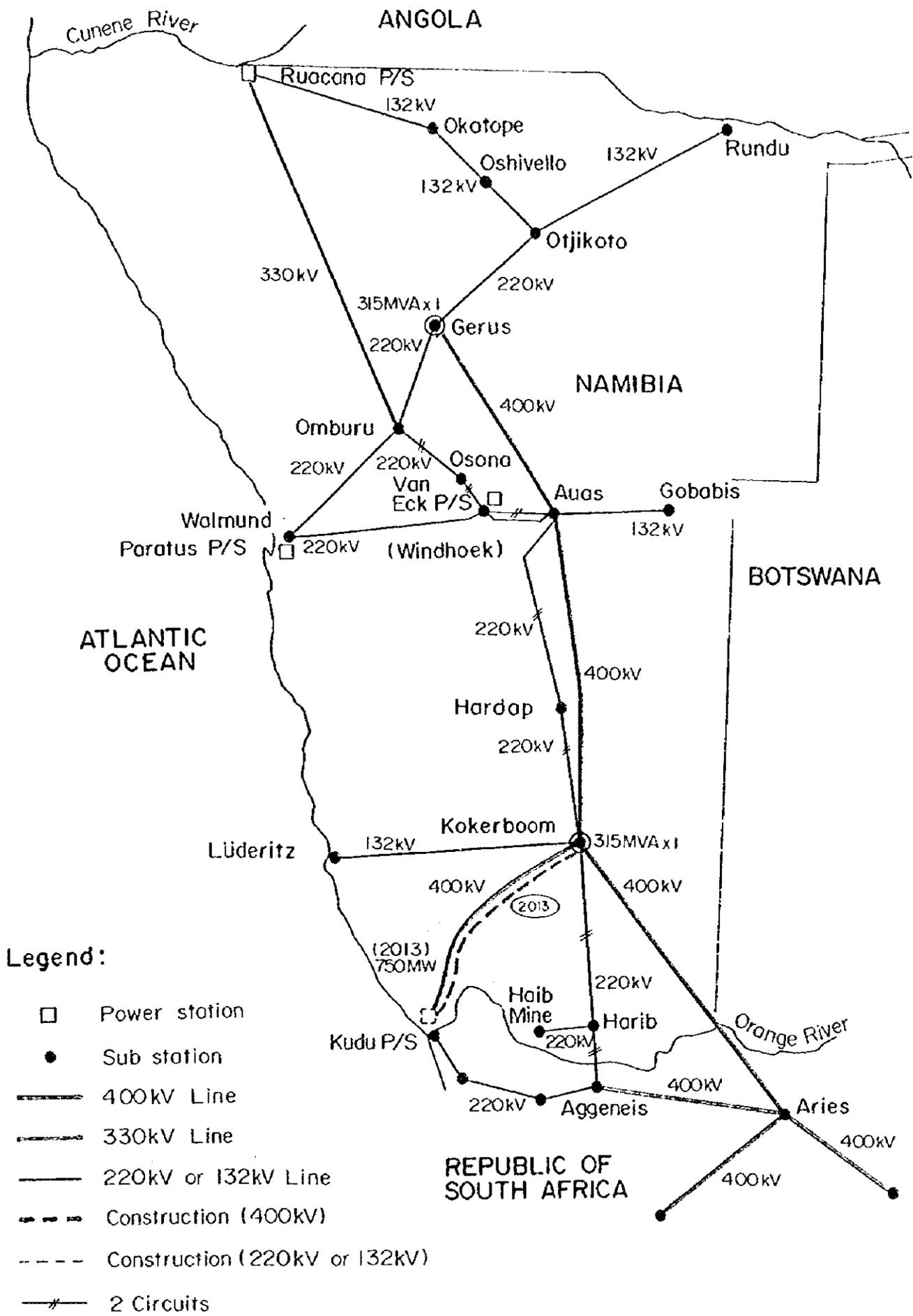


Figure 9.12 POWER SYSTEM EXPANSION PLAN (2007-2020)

第10章

環境配慮・省エネルギーに関する調査・評価

第10章 環境配慮・省エネルギーに関する調査・評価

ナミビア共和国の全国電力開発計画の調査に当たり、同国の環境行政および自然環境の現状を把握し、開発計画の策定に環境配慮がなされることが必要である。また同国における省エネルギーの側面の有無を検討し、環境保全に寄与する部分を見出すことも重要といえる。

上記の観点から現地調査で関連する資料・情報の収集を行い、また現地踏査を通じて実際の状況の把握と確認を行った。関係者との討論も重要な情報の収集と実態の確認になった。以下はこれらの結果を反映したものである。

10.1 環境配慮に関する調査・評価

10.1.1 環境関連法規および環境アセスメント政策

(1) 環境関連法規・規則等

ナミビア共和国の憲法第95条とその(1)節では下記の表現がなされている。「ナミビアの諸生態系、主要な生態系プロセスと生物多様性の保全、およびナミビア全国民の現在と将来にわたる利益のための自然資源の持続可能な利用…を目的とした政策の採択により、国民の福利の増進と維持を図ること。…」これは同国の環境保護に関する基本方針を示したものと見える。

しかし現在同国では、環境配慮に関する一貫した法体系はまだ確立されていないといえる。独立以前に策定された南アフリカ共和国の規則類が現在も多く適用されている。独立後に制定された法規としては、1991年の石油（開発および生産）法、1992年の鉱物資源（探査および採掘）法と海洋漁業法がもっとも代表的なものといえる。

1995年1月、同国の環境・観光省（Ministry of Environment and Tourism）は「環境アセスメント政策」（Environmental Assessment Policy）を発行し、同国における各種開発プロジェクトの環境アセスメントを義務付けした。

Table 10.1 に現在同国で用いられている環境関連規則類を示す。以下に1991年制定の石油法と1992年制定の鉱物資源法における環境関連事項について述べる。

a) 1991年石油法の環境関連事項

本石油法の第71条が環境関連条項であり、以下にその規定の概要を述べる。

- a. 生産免許のもとで操業を行っている中で石油や他の物質を地面、海面や地表水またはそれらの中に溢し、それらの汚染を引き起こしまたはその結果地上や海洋の動植物に危害を与え、あるいは国家や個人に損害を与えた場合、同生産免許の保持者は下記の措置を講じなければならない。
 - (i) 鉱山エネルギー省 (MME) に石油等の流失事故の事実、汚染状況、損害等を報告すること。
 - (ii) 自己の負担で関連する良好な技術で流失事故やその汚染の措置対応を行い、損害等に関する補償等を行わなければならない。
- b. 同生産免許の保持者が MME の指定する期間内に上記(ii)項の要件に従わない場合、MME は同生産免許の保持者に対し書面で再度期限を設けて上記(ii)項の所要の措置を講じるよう命令することがある。その命令にも従わない場合、MME は必要と思われる事故等の取捨措置を講じ、法廷を通じて当該免許保持者から発生した関連経費の回収を行うことがある。

b) 1992年鉱物資源法の環境関連事項

本鉱物資源法の第130条が環境関連条項であり、以下にその規定の概要を述べる。

- a. ある非独占試験免許、採鉱権または鉱物免許のもとで探査、試験または採鉱操業の中で、鉱物等が地面、海面や地表水またはそれらの中に溢し、それらの汚染を引き起こし、またはその結果地上や海洋の動植物に危害を与え、あるいは国家や個人に損害を与えた場合、同生産免許の保持者は下記の措置を講じなければならない。
 - (i) MME に鉱物等の流失事故の事実、汚染状況、損害等を報告すること。
 - (ii) 自己の負担で、関連する良好な技術で流失事故やその汚染の措置対応を行い損害等に関する補償等を行わなければならない。
- b. 同免許や権利の保持者が、MME の指定する期間内に上記(ii)項の要件に従わない場合、MME は同免許や権利の保持者に対し書面で再度期限を設けて上記(ii)項の所要の措置を講じるよう命令することがある。その命令にも従わない場合、MME は必要と思われる事故等の取捨措置を講じ、法廷を通じて当該免許保持者から発生した関連経費の回収を行うことがある。

(2) 環境アセスメント政策

1995年1月、環境・観光省（Ministry of Environment and Tourism）が発行した「環境アセスメント政策」は、1994年8月の政府の閣議決定で承認されたものである。同政策では、環境アセスメント(EA)の手順およびEAを必要とするプロジェクト、計画および政策案のリストを明示している。

以下に同EAの手順とEAを必要とするプロジェクト等のリストを示す。

a) 環境アセスメントの手順

1つのプロジェクト等の計画の申請、計画内容の提示、EAの実施とその審査、プロジェクトの認可と実施、モニタリングおよび監査に至る一連の手順が定められている。その一連の手順をFigure 10.1に示す。この一連の手順を定めることにより、次の効果が期待されている。

- ・意志決定者により明確な情報を与え、意志決定の責任の所在を明らかにする。
- ・より広範な代替案の検討を可能にする。
- ・EAの過程ですべてのセクターおよび公衆による参加を推進する。
- ・環境のコスト・効果を反映させること。
- ・ナミビアに適用できる国際的規範・基準の導入。
- ・二次的および蓄積される環境インパクトの配慮。
- ・計画等の提案者によるEA手順の遵守を確実にすること。
- ・ナミビアにおける持続的開発を推進し、すべてのプロジェクトの負のインパクトの最小化と最大の便益を図る。
- ・新しい課題、情報や技術の取り入れを可能にする。

b) EAが必要とされるプロジェクト等

環境アセスメントが必要とされるプロジェクト等のリストをTable 10.2に示す。このリストは、環境委員会（Environmental Commissioner and Board）のための指針として与えられたものである。ある項目でEAを必要とするプロジェクト等の規模に関する数値が示されていないものについては、その都度環境委員会がEAの要否を決定することになる。

Table 10.1 Key Environmental Legislation of Namibia

| |
|---|
| <p>1. Resource Conservation and Exploitation</p> <ul style="list-style-type: none"> • Water Act (No.54 of 1956) • Artesian Water Control Ordinance (No.35 of 1955) • Forest Act (No.72 of 1968) • Preservation of Forests and Trees Ordinance (No.37 of 1952) • Nature Conservation Ordinance (No.4 of 1975) • Minerals (Prospecting and Mining) Act (No.33 of 1992) • Petroleum (Exploration and Production) Act (No.3 of 1991) • Sea Fisheries Act (No.29 of 1992) • Foreign Investment Act (No.96 of 1990) |
| <p>2. Pollution Control and Waste Management</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hazardous Substances Ordinance (No.14 of 1974) • Atmospheric Pollution Prevention Ordinance (No.11 of 1976) • Fertilizers, Farm Feeds, Agricultural Remedies and Stock Remedies Act (No.36 of 1947) • Nuclear Installations (Licensing and Security) Act (No.43 of 1963) • Atomic Energy Act (No.90 of 1967) • Public Health Act (No. 36 of 1919) • Agricultural Pests Act (No. 3 of 1973) |
| <p>3. Land and Marine Matters</p> <ul style="list-style-type: none"> • Territorial Sea and Exclusive Economic Zone of Namibia (No. 3 of 1990) • Sea Shore Ordinance (No. 37 of 1958) • Soil Conservation Act (No. 76 of 1969) • Mountain Catchment Area Act (No. 6 of 1970) • Agriculture (Commercial) Land Reform Act (No. 6 of 1995) • Township and Division of Land Ordinance No.11 of 1963 as amended by the Townships and Division of Land Amendment Act (No. 28 of 1992) • Sub-division of Agricultural Land Act (No. 70 of 1970) • Fencing Proclamation (No. 57 of 1921) • National Monuments Council Act (No. 76 of 1969) |
| <p>4. Workplace</p> <ul style="list-style-type: none"> • Labor Act (No. 6 of 1992) • Workmen's Compensation Act (No. 39 of 1941) • Factories, Machinery and Building Work Ordinance (No. 34 of 1952) • Mines, Works and Minerals Ordinance (No. 20 of 1968) • Occupational Diseases in Mines and Works Act (No. 78 of 1973) |

Source: Namibia Environment, Volume 1, by the Ministry of Environment and Tourism, Namibia

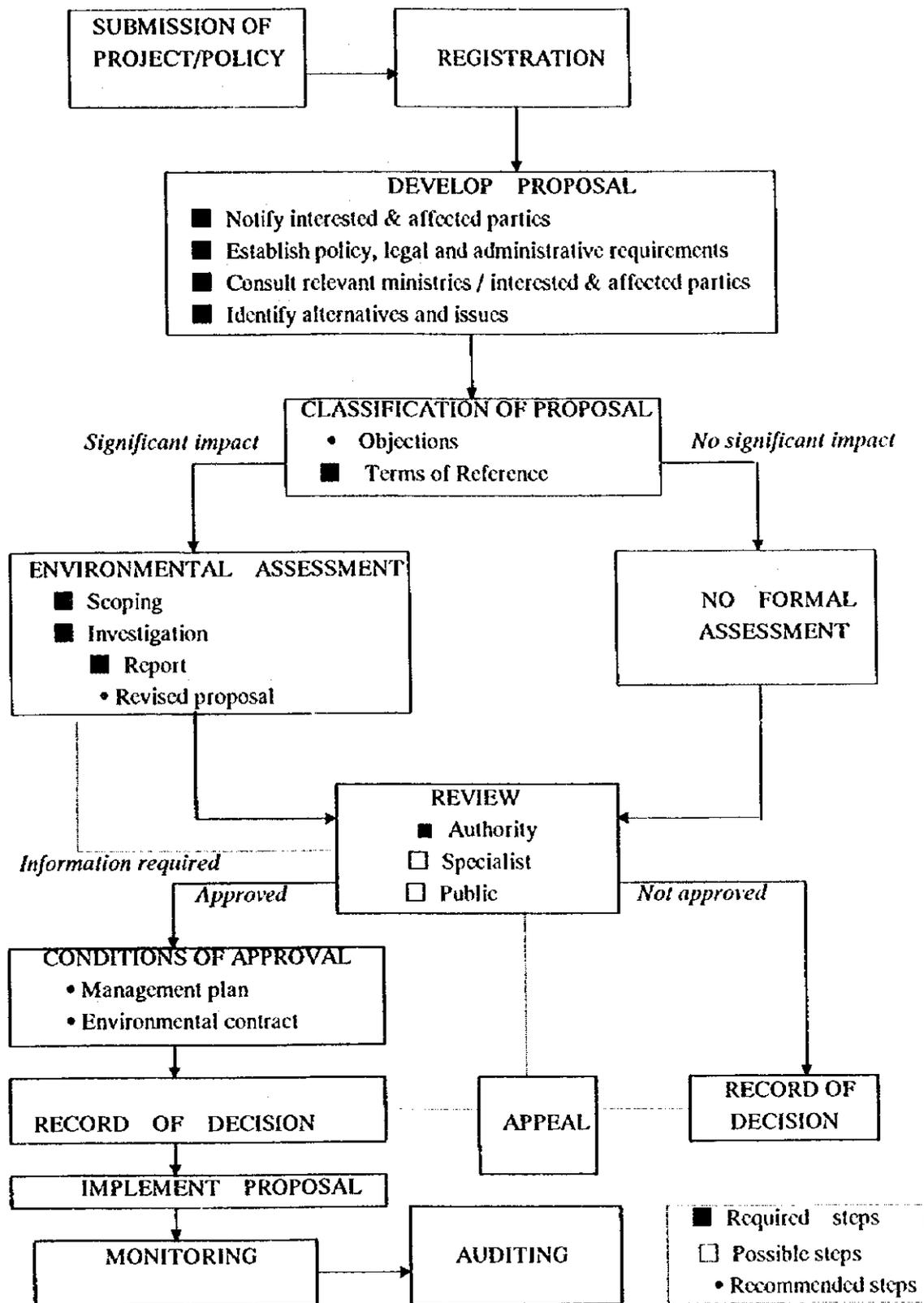


Figure 10.1 Environmental Assessment Procedure

Source: Namibia's Environmental Assessment Policy, January 1995

Table 10.2 環境アセスメントを必要とするプロジェクト等

| 番号 | プロジェクト等の名称 | 番号 | プロジェクト等の名称 |
|----|----------------------------|----|--------------------|
| 1 | 構造計画（土地利用計画等） | 28 | 主要運河、水路、河川の分流 |
| 2 | 再区画申請 | 29 | 洪水制御計画 |
| 3 | 自然公園、自然保存区、海洋保全海域等のための土地取得 | 30 | 主要ダム、貯水池、堤防および堰 |
| 4 | 居住区の設置 | 31 | 兵器実験地区の設立 |
| 5 | 限定開発地区の申告 | 32 | 海岸の埋め立て |
| 6 | 自然資源を利用する政府の計画等 | 33 | 主な農業活動（未開発地での牧畜等） |
| 7 | 害虫抑制計画 | 34 | 小規模給水計画 |
| 8 | 人口増加管理計画 | 35 | 再移住計画 |
| 9 | 原子力施設 | 36 | 多用水量工業 |
| 10 | 有害物質、放射性廃棄物の運搬 | 37 | 森林伐採プロジェクト |
| 11 | 採鉱、鉱物の抽出と利用 | 38 | 脱塩プラント |
| 12 | 発電施設（1MW以上） | 39 | 排水プラント |
| 13 | 運用実効値 30KV を超える変電所と送電線 | 40 | 塩田 |
| 14 | 化学製品の貯蔵施設 | 41 | 海洋石油探査 |
| 15 | 燃料の大量貯蔵のための工業設備 | 42 | 主な地下水抽出計画 |
| 16 | 貨物流通施設 | 43 | 魚類養殖 |
| 17 | 爆発物の製造 | 44 | 石油探査 |
| 18 | 外国の動植物の輸入 | 45 | 国際プロジェクト |
| 19 | 植林プロジェクト | 46 | 化学製品工業 |
| 20 | 生物の遺伝子操作とその生物の開放 | 47 | 家畜囲い |
| 21 | 主要道路 | 48 | なめし皮工場 |
| 22 | 鉄道 | 49 | 要注意地区での軍事訓練 |
| 23 | 空港 | 50 | 廃棄物処分場 |
| 24 | 港湾 | 51 | 代替エネルギープログラム |
| 25 | 主要パイプライン | 52 | 商業観光およびリクリエーション施設 |
| 26 | ロープウェイとその乗降駅 | 53 | 殺虫剤、除草剤および枯葉剤の大量使用 |
| 27 | TV およびラジオ放送塔 | 54 | 乾燥軽減計画 |

Source: Namibia's Environmental Assessment Policy, January 1995

10.1.2 環境行政の現状

(1) 環境・観光省

ナミビア共和国の中央政府に環境・観光省 (The Ministry of Environment and Tourism) が設けられている。同省は、同国全体の環境保全と観光行政を司っている。同省には環境局 (Directorate Environmental Affairs)、森林局 (Directorate Forestry)、資源管理局 (Directorate Resource Management) および観光・リゾート局 (Directorate Tourism and Resorts) の4部門がある。「重要な生態系および生命の支持体系を維持・修復し、また生物多様性を保存し、現在および将来にわたる全国民と国際社会の利益のため、自然の再生可能な資源の持続的利用を確実にすること」が同省の任務とされている。以下の Figure 10.2 に同省の組織図を示す。

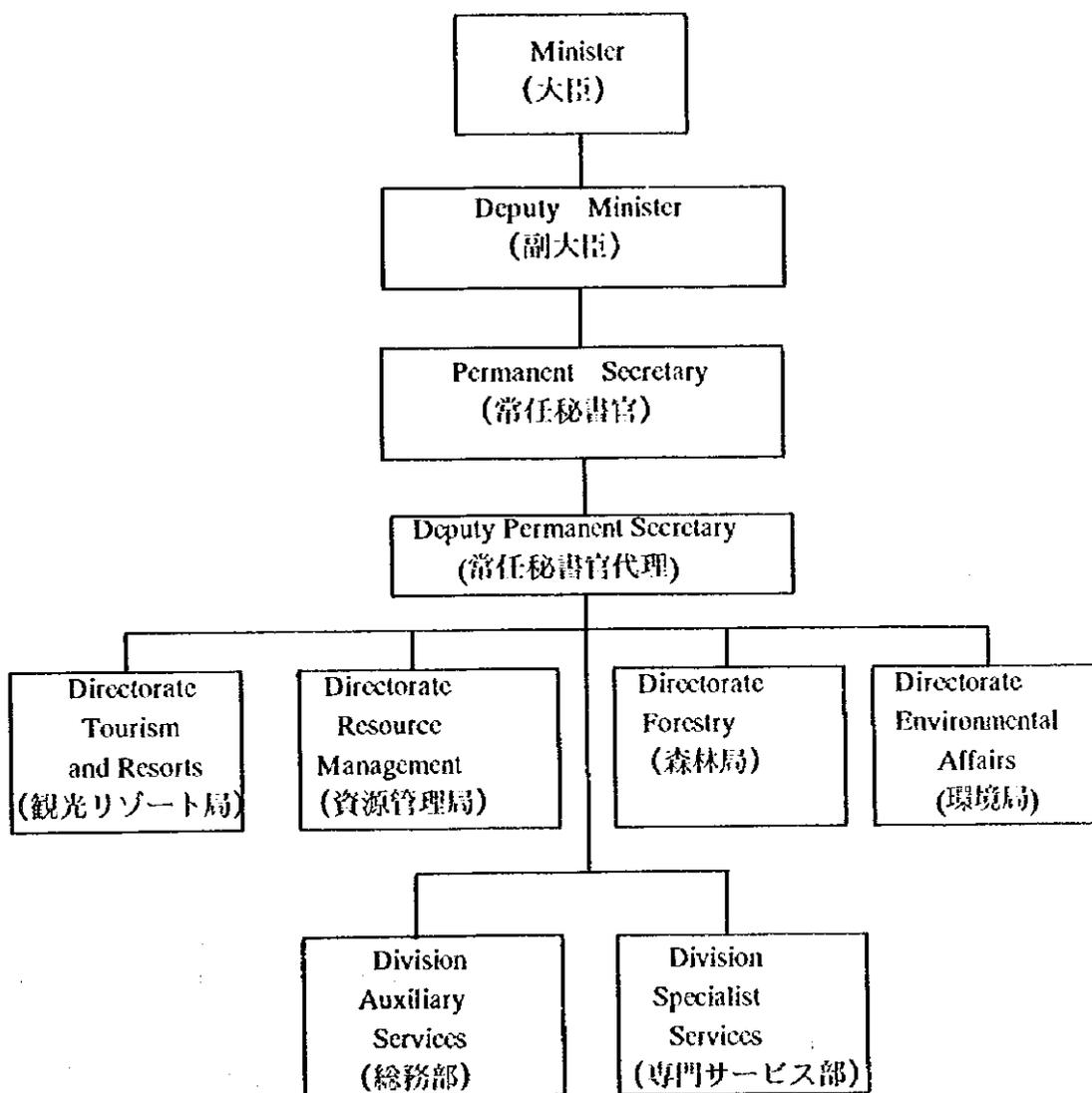


Figure 10.2 Structure of The Ministry of Environment and Tourism

注) Figure 10.2 「環境・観光省」組織図の和文は仮訳にすぎない。

(2) 環境行政

同国における環境行政の枠組みは、必ずしも一貫し明確になっていないといえない。まず環境関連法規等の遂行において環境・観光省の任務および権限が明確になっていないといえる。また環境関連法規等に違反した場合の措置、罰則等についても不明である。これらの課題を解決するための法規が必要である。その手始めに、環境保護法とその関連規則を整備することが望ましい。

一方、公害防止に関する法規等は5つの異なる規則に含まれており、それらの間には一貫性が欠けている。またそれらは異なる省庁によって管轄されており、省庁間の調整がなされていない。さらに同一省庁が生産と環境保全や公害防止の任務を同時に有することが見られる。例えば環境保全と観光開発を両立させることが環境・観光省の任務であり、また農産物の増産と有害殺虫剤の管理は農業・水資源および地方開発省 (The Ministry of Agriculture, Water and Rural Development) の任務になっている。開発と環境保全に矛盾が生じないように同一省庁に難しい課題を引き起こすことが考えられる。

環境・観光省の出版物によると、同国の法令の中で環境関連法規の取り扱いの重要度が低いといわれ、また法の執行機関（例えば政府の検査官、警察および法廷）の執行能力が不足している。法廷はしばしば環境関連法規を無視する状況にあるといわれる。したがって環境関連法規の周知徹底および教育が必要とされている。

以上から同国においては、古い環境関連規則の改定と不足する規則類の新設に加えて、環境行政の確立が今後の課題になるといえる。

10.1.3 自然環境

(1) 地形、気象および水文

a) 地形・地質

ナミビアの国土は主に南緯約17度から南緯約29度、東経約12度から東経約21度の範囲に位置し、面積は約824.3 km²で日本の2.2倍の広さである。北東部に突出部があり、東経約25度に達している。南回帰線が同国の中央部を横切っている。ナミビアの西部は大西洋に面している。この西海岸一帯は砂漠（ナミビア砂漠と称する）であり、その海岸から約80～150 km内陸部に至ると標高が約800 mに達する。そこから東部に向かって、急斜面を有する山岳地帯になる。さらに東側のボツワナの国境に至る地域はほぼ全体が高原地帯になっている。Figure 10.3にナミビア国土全体の地形の起伏構造を示す。

一方、全国土の地質構成を見ると、北東部と東部一帯は現代から白亜紀（約1.2億年前まで）に至る地層が大半を占めている。中部一帯は先カンブリア紀（約5.7～9億年前）地層が多く見られる。白亜紀までの地層一帯は主に砂、砂礫とカルカートが分布し、カラハリおよびナミブ砂漠を構成している。先カンブリア紀地層は、主に砂岩、頁岩や石灰岩で構成されている。首都Windhoek周辺およびKunene川一帯の地層は、さらに古い先カンブリア紀以前（約9～21億年前）のものになっている。Figure 10.4に全国の地層分布図を示す。

ナミビアには種々の鉱物資源がある。卑金属（base metal）類は先カンブリア紀の地層に多く存在する。この地層はガボンから南アフリカ共和国に至るアフリカの西海岸一帯に分布している。また先カンブリア紀地層ではウラン、銀、銅、硫化鉱（金、硫黄等）、鉛、亜鉛等も多く見られる。

b) 気象・水文

ナミビアは極めて乾燥した気候になっている。中部と南部一帯はほとんど雨が降らず、北部で僅かな降雨が得られる程度である。特に砂漠地帯では約12年の周期で降雨が見られる程度に過ぎない。

ナミビアの気候は、サバンナ気候と砂漠気候の2種類に分類される。サバンナ気候ではまばらな樹木、叢林と草類の植生を維持する程度の降雨量が得られる。その年間降雨量は約400 mm～600mmである。年間降雨量が600mmを超える北東部のCaprivi地区は、特に湿性サバンナ気候と言われている。一方、砂漠気候ではさらに涼しい砂漠気候地帯と暑い砂漠気候地帯の2地域に分かれ、海岸沿いのナミブ砂漠前者に属する。

Figure 10.5にナミビアの気候と降雨量の区分図を示す。またFigure 10.6にナミビアの主要気象測定所の気象データを示す。以下に首都Windhoekの気象データを示す。

首都 Windhoek の気象データ（平均値）

| 月 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 |
|----------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|
| 気温 (°C) | 24 | 23 | 21 | 19 | 16 | 13 | 13 | 16 | 19 | 22 | 22 | 24 |
| 日照時間/日 | 9 | 9 | 8 | 9 | 10 | 10 | 10 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| 降雨量 (mm) | 78 | 77 | 79 | 38 | 7 | 1 | 1 | 1 | 3 | 11 | 27 | 42 |
| 降雨日数 | 11 | 11 | 11 | 5 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | 5 | 7 |

Source : Geography of Namibia, 1990

ナミビアには下記5つの永久河川（年中流水があるもの）がある。それらは全て国境河川である。その他は全部乾期に無水状態になる間欠性河川である。

- ・ Kunene River
- ・ Okavango River
- ・ Mashi-Linyanti-Chobe River
- ・ Zambezi River
- ・ Orange River

上記河川の流量は時期的変化が大きい。Okavango川はボツワナに流入し、内陸でデルタ地帯を形成している。いずれの河川も流量は時期および年ごとにかなり異なる。Figure 10.7にナミビアの主な河川の分布を示す。

(2) 国立公園、自然公園およびゲームパーク

ナミビアには現在 21 の公園とレクリエーション地区が設けられている。公園には国立公園、自然公園とゲームパークの区別がある。国立公園では、ゲームハンティングが禁止されている。一方、ゲームハンティングができるゲームパークには公営と私営がある。ただし、ゲームパークにおける狩猟は何処も許可制になっている。狩猟できる頭数は動物の種類とその生存数によって管理されている。ゲームパークはアフリカ諸国において重要な収入源になっている。Table 10.3 に国営の 21 の公園とレクリエーション地区のリストを示す。

Etosha 国立公園

Etosha 国立公園はナミビアの北部に位置し、同国で最も有名な自然保護区になっている。Etosha Pan 湖（塩湖）を中心に約 22,270 km² (1975 年時点)の面積を有する。同国立公園には、114 種の哺乳類、340 種の鳥類、110 種の爬虫類、16 種の両生類と 1 種の魚類が生息している。代表的な動物としてキリン、オリックス(oryx)、サイ、ライオン、象、水牛 (buffalo)、シマウマ、スプリンボック（シカの一種）、フラミンゴ等多くの動物が見られる。サファリパークとして多くの観光客が訪れている。

(3) 植生と森林

ナミビアの植生は大きく見て砂漠地帯、サバンナ地帯と樹林地帯の 3 種類に分類される (Giess, 1971 年)。砂漠地帯では、乾季には無水状態になる河床で疎らに見られる灌木類が主な植物である。Etosha Pan 一帯は不毛な地域が多いが、Acacia nebroenii（アカシアの一種）が見られる。サバンナ地帯（国土の約 64%を占める）では低灌木地、樹木混生地、有刺樹木混生地および高原植生地に細分される。落葉樹の一種で、Colophospermum mopane と称する 7 m ~ 10 m 高さの樹木が優先種になっている。一方、北部および北東部の Caprivi 地方が樹林地帯（国土の約 20%）で、水が豊富であることから半常緑地帯になっている。この地域では、Baikiaea plurijuga (Zambezi teak, チー

クの種類、高さは8 m~18m)が優先種になっている。Figure 10.8 にナミビアの自然植生図を示す。

上記樹林地帯が森林を形成している。樹林地帯では約 18 メートルにも達する大木や低灌木等が混生している。大木は木製家具、垣根、燃料、電柱等に使用されている。森林資源の乏しいこの国にとってこの樹木の利用は、森林保護の観点から今後家具用以外にできるだけ必要最小限に止めることが望ましい。Figure 10.9 に Owambo 地区にある代表的な樹木 (mopane と marula) の写真を示す。

10.1.4 環境問題

ナミビアの産業活動はいまだ活発な状況に至っていないのが実状である。したがって、産業活動による公害問題は顕在化していないといえる。大気質はまだ極めて良好である。この良好な環境を保護し保全することが、同国におけるこれからの課題になる。

今後の課題として、特に留意する必要があると見られる幾つかの事項を以下に述べる。

(1) 森林の保全

ナミビアは極めて乾燥している地域で、樹林地帯は国土の約 20%に過ぎない。砂漠地帯とサバンナ地帯が大半で、そこには疎らな低灌木と野草しか存在しない。乾季は、これらの植物に過酷な環境を与えている。したがって、植生の増殖は極めて困難な状況にある。既存の植生を保護し、森林を保全することが重要である。森林保全のため、以下の事項はできるだけ遵守すること。

- a. 木材を燃料にすることを避ける。
- b. 材木を牧場、農場等の垣根に利用すること避ける。
- c. 材木を電柱に利用することを避ける。

(2) 土壌や地下水の汚染防止

鉱業はナミビアで最も活発で重要な産業の一つになっている。金、銅、ウラン、ダイヤモンド等の採掘と生産活動が盛んになっている。これらの鉱業生産では、以下の事項について今後留意することが重要になる。

- a. 尾鉱や鉱さいの処理・処分
- b. 廃液、その他の廃棄物の処理・処分

10.2 省エネルギーに関する検討

10.2.1 発電設備と地方電化

(1) 発電設備

水力発電はダム建設と貯水池の形成による環境問題が回避され、またコスト効果的であれば運転上燃料を必要としないので省エネルギーにつながり、望ましい発電設備である。

火力発電においては、発電効率を高くすることが省エネルギーから見て重要である。現在、ナミビア海岸の沖合で Kudu ガス田の開発が進められている。したがって、複合サイクルガス火力発電設備の採用は、今後重要な選択肢の一つである。

(2) 地方電化

上記省エネルギー型の大容量発電設備が可能であれば、地方電化は送配電網で行うことが望ましく実地的である。ただし、以下の事情を考慮に入れることも重要と思われる。

- a. 渇水期における水力発電の出力低下
- b. 発電所の保守点検のための一時停止
- c. 上記問題のための予備電力の保有

ナミビアの国土は広大で、また人口が少ない場所が点在する遠隔地域が広範囲に存在する。そのような場所への送配電網の設置には、コスト効果がかなり小さくなる恐れがある。このような場所では小容量電力で済む場合が多い。したがって、このような場所での代替電力、即ち再生可能エネルギーである風力発電や太陽光発電の利用可能性について調査検討を続け、有効利用を図ることが望ましい。風力発電や太陽光発電は、アメリカおよび欧州の一部では既に重要な電源の一つとして実用化されている。ナミビアでもその実用化に努力することが重要と思われる。

10.2.2 省エネルギーに関する他の課題

ナミビアの人口が少ないことおよび消費電力の小さいこともあり、現在省エネルギーが大きな課題になっているとはいえない。しかし、使用するエネルギーの多寡とは関係なく、省エネルギーは常に追求すべき一つの目標であるといえる。その観点から以下の事項について配慮することが望ましい。

- a. 省エネルギー型電気器具・装置の採用

- b. 高発熱量燃料の家庭での採用
(炊事や暖房等の天然ガス等の利用。このことは森林保護の観点からも重要である。)

上記b.項は、今後ナミビアの人口が増加し多くなる程重要性が増すものである。したがって、現時点から課題として検討することが望ましい。

10.3 主要国際融資機関および援助国の環境チェックリスト

ナミビアの電気事業者は、電力開発に当たって国際融資機関または援助国からの融資を必要とする場合、自国の環境関連法規および環境アセスメント政策を遵守するだけでなく、融資を行う国際機関または援助国が定めた融資に当たっての環境配慮に関する要件をも考慮しなければならない。以下に主要国際融資機関および援助国が定めたその要件と電力開発に係わる環境チェックリストを示す。

10.3.1 世界銀行の環境配慮要件および環境チェックリスト

(1) 環境配慮要件

開発プロジェクトに対して、世界銀行（以下「世銀」と称する）は環境配慮のためのガイドライン（Operational Directive on Environmental Assessment, OD 4.01, 1991年10月）の中で、環境への影響の程度の相異からプロジェクトを以下の3種類に分類し、環境アセスメントの要否と詳細さを定義している。これは世銀スタッフが開発プロジェクトを分類し、審査するための指針であるが、世銀の融資を受ける国の事業者が遵守しなければならないものでもある。

a) カテゴリ A

環境への負の影響が大きく、その影響は非可逆的と見られるプロジェクト。この種の開発プロジェクトでは、全範囲の環境アセスメントを必要とする。以下にこの分類に属するプロジェクトの事例を示す。

- ・ ダムおよび大規模貯水池
- ・ 林業およびその生産プロジェクト
- ・ 大規模灌漑、放水路および洪水制御設備
- ・ 鉱物資源開発（石油と天然ガスを含む）
- ・ 空港および港湾建設
- ・ 埋め立ておよび土地造成
- ・ 河川流域の開発
- ・ 火力および水力発電
- ・ 殺虫剤、有害および毒性物質の生産、輸送および使用

b) カテゴリ B

環境への負の影響があるが、大規模の開発でないプロジェクト。この種の開発プロジェクトでは、全範囲の環境アセスメントを必要としないが限定的な解析が必要。以下にその対象となる事例を示す。

- ・ 農業
- ・ 送電系統
- ・ 水産養殖
- ・ 灌漑および放水路（小規模のもの）
- ・ 再生可能なエネルギー
- ・ 地方電化
- ・ 観光事業
- ・ 地方給水および下水設備
- ・ 河川流域の管理、修復
- ・ 各種施設の修復、保全、または改造

c) カテゴリ C

環境への負の影響が生じない、または無視できる程度のプロジェクト。この種のプロジェクトは環境アセスメントを必要としない。以下にその種の事例を示す。

- ・ 教育事業
- ・ 家族計画事業
- ・ 保健事業
- ・ 公共施設（教育、福祉等）
- ・ 技術援助
- ・ 人的資源開発計画

(2) 環境チェックリスト

Table 10.4 および Table 10.5 に世銀が提示した水力発電および火力発電計画の環境チェックリストを示す（“Environmental Assessment Sourcebook”, Volume III, World Bank, 1991）。これらの表には、検討すべき諸項目およびそれらに対して考慮すべき緩和策が提示されている。

10.3.2 アジア開発銀行の環境配慮要件および環境チェックリスト

(1) 環境配慮要件

アジア開発銀行 (Asian Development Bank, ADB)では、開発プロジェクトの各段階において実施すべき環境調査のあり方を下記のように決めている。

a) 概略調査(Preliminary Study)

「環境予備調査」(Preliminary Environmental Survey)を行い、自然および社会環境の現状を把握し、配慮すべき環境要素および影響要因を明らかにする。

b) 実施可能性調査 (Feasibility Study)

まず「環境影響予備調査」(Initial Environmental Examination, IEE)を行い、その評価結果が不相当と判断された場合は計画条件等の変更が必要になる。評価結果が相当である場合は、次の「環境影響評価」(Environmental Impact Assessment, EIA)を行い、詳細調査、影響評価および緩和策等の検討を行う。

c) 施工・運営(Construction and operation)

この段階では、環境保全対策の実施および環境モニタリングを行う。

(2) 環境チェックリスト

Table 10.6 にアジア開発銀行のダムおよび貯水池、水力発電プロジェクトに係わる環境チェックリストを示す。この表では世界銀行の場合と同様、諸影響項目に関する緩和策を提示している。

10.3.3 国際協力事業団 (JICA)の環境配慮要件および環境チェックリスト

(1) 環境配慮要件

JICAはプロジェクトの各段階において下記の環境配慮要件を定めている。

a) 事前調査 (Preliminary Survey)

この段階においては、まず環境影響調査が必要か否かを判断するためのスクリーニングを行う。その結果環境影響調査が必要と判断された場合は、その調査の範囲と内容等を明らかにするためのスコーピングを行う。

b) 全体計画調査 (Master Plan Study) および 実施可能性調査 (Feasibility Study)

この両者を一つの実施可能性調査にまとめて行うことも可能。全体計画調査では環境影響予備評価、実施可能性調査では環境インパクト調査 (EIAに相当する)を行う必要がある。

c) 施工・運営

環境保全対策の実施および環境モニタリングを行う。

(2) 環境チェックリスト

Table 10.7に JICA が提示したダム建設プロジェクトの事前調査のための環境チェックリストを示す。

10.3.4 海外経済協力基金（OECF）の環境配慮要件および環境チェックリスト

(1) 環境配慮要件

OECFでは、プロジェクトを以下の3種に分類し、環境面での審査を行っている。詳細については「環境配慮のためのOECFガイドライン、第二版、1995年5月」を参照されたい。

- A種： 大規模な新規および改修等のプロジェクト、保全や保護を要する自然環境や生物資源の棲息地等でのプロジェクト、社会環境や環境質の悪化が懸念されるプロジェクト、広範囲で多様かつ不可逆的な環境影響が生じる恐れのあるプロジェクト等。この種のプロジェクトでは、環境アセスメント報告書の提出とOECFによる審査が必要。
- B種： 上記A種に属さないもので、例えば道路・鉄道、空港、港湾、上下水道等のプロジェクト、またA種ほど著しい環境影響が予見されないプロジェクト等。この種のプロジェクトでは、環境アセスメント報告書のOECFへの提出は必要でないが、上記OECF環境ガイドラインに基づく審査が行われる。
- C種： 環境影響が通常予見されないプロジェクト、教育、人材開発や通信等に関するプロジェクト。この種のプロジェクトでは、環境アセスメント報告書のOECFへの提出は必要でなく、またOECF環境ガイドラインに基づく審査も省略されうる。

(2) 環境チェックリスト

Table 10.8 および Table 10.9 に、OECF 環境ガイドラインで提示された水力発電と火力発電計画に関するそれぞれの環境チェックリストを示す。

Table 10.3 Sizes and proclamation dates of Namibia's state owned Parks and Recreation Areas

| Name of Parks | Area (km ²) | Date Proclaimed |
|--|--------------------------|-----------------|
| Etosha National Park | 22,270 | 1975 |
| Namib - Naukluft Park | 49,768 | 1990 |
| Gross Barmen Hot Springs | 0.1 | 1966 |
| Caprivi Game Park | 5,715 | 1968 |
| Hardap Recreation Resort | 251.8 | 1968 |
| Daan Viljoen Game Park | 39.5 | 1968 |
| Cape Cross Seal Reserve | 60 | 1968 |
| Hot Springs Ai - Ais | 461.2 | 1988 |
| The South West Nature Park | 0.04 | 1970 |
| Skeleton Coast Park | 16,390 | 1973 |
| Waterberg Plateau Park | 405.5 | 1990 |
| Von Bach Recreation Resort | 42.9 | 1972 |
| National West Coast Recreation Area | 7,800 | 1974 |
| National Diamond Coast Recreation Area | unknown | 1978 |
| Huns Mountains | 3,000 | 1988 |
| Naute Recreation Resort | 224.6 | 1988 |
| Popa Game Park | 0.25 | 1989 |
| Mahango Game Reserve | 244.6 | 1989 |
| Khaudum National Park | 3,841.6 | 1989 |
| Mudumu National Park | 1,009.6 | 1990 |
| Mamili National Park | 319.9 | 1990 |

(Total area = 111,844.6 km² or 13.6% of Namibia)

Source: Namibia Environment, Volume 1, January 1996

Table 10.4 Environmental Checklist for Hydroelectric Projects (World Bank)

1/5

| Potential Negative Impacts | Mitigating Measures |
|--|---|
| <p>Direct</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Negative environmental effects of construction <ul style="list-style-type: none"> • Air and water pollution from construction and waste disposal • Soil erosion • Destruction of vegetation • Sanitary and health problems from construction camps 2. Dislocation of people living in inundation zone 3. Loss of land (agriculture, forest, range, wetlands) by inundation to form reservoir. 4. Loss of historic, cultural or aesthetic features by inundation. 5. Loss of wildlands and wildlife habitat. | <ol style="list-style-type: none"> 1. • Measures to minimize impacts: <ul style="list-style-type: none"> • Air and water pollution control • Careful location of camps, buildings, borrow pits, quarries, spoil and disposal sites • Precautions to minimize erosion • Land reclamation 2. • Relocation of people to suitable area <ul style="list-style-type: none"> • Provision of compensation in kind for resources lost • Provision of adequate health services, infrastructure, and employment opportunities. 3. • Siting of dam to decrease losses. <ul style="list-style-type: none"> • Decrease of dam and reservoir size. • Protection of equal areas in region to offset losses. • Creation of useable land in previously unsuitable areas to offset losses. 4. • Siting of dam or decrease of reservoir size to avoid loss. <ul style="list-style-type: none"> • Salvage or protection of cultural properties. 5. • Siting of dam or decrease of reservoir size to avoid/minimize loss. <ul style="list-style-type: none"> • Establishment of compensatory parks or reserved areas. • Animal rescue and relocation. |

Table 10.4 Environmental Checklist for Hydroelectric Projects (World Bank)
(continued)

| Potential Negative Impacts | Mitigating Measures |
|---|--|
| <p>Direct (continued)</p> <p>6. Proliferation of aquatic weeds in reservoir and downstream impairing dam discharge, irrigation system, navigation and fisheries and increasing water loss through transpiration.</p> <p>7. Deterioration of water quality in reservoir.</p> <p>8. Sedimentation of reservoir and loss of storage capacity.</p> | <ul style="list-style-type: none"> 6. • Clearance of woody vegetation from inundation zone prior to flooding (nutrient removal). <ul style="list-style-type: none"> • Weed control measure. • Harvest of weeds for compost, fodder or biogas. • Regulation of water discharge and manipulation of water levels to discourage weed growth. 7. • Clearance of woody vegetation from inundation zone prior to flooding. <ul style="list-style-type: none"> • Control of land uses, wastewater discharges, and agricultural chemical use in watershed. • Limit retention time of water in reservoir. <ul style="list-style-type: none"> • Provision for multi-level releases to avoid discharge of anoxic water. 8. • Control of land use in watershed (especially prevention of conversion of forest to agriculture). <ul style="list-style-type: none"> • Reforestation and/or soil conservation activities in watersheds (limited affect). • Hydraulic removal of sediments (flushing, sluicing, release of density currents). • Operation of reservoir to minimize sedimentation (entails loss of power benefits). |

Table 10.4 Environmental Checklist for Hydroelectric Projects (World Bank)
(continued)

3/5

| Potential Negative Impacts | Mitigating Measures |
|--|--|
| <p>Direct (continued)</p> <p>9. Formation of sediment deposits at reservoir entrance creating backwater effect and flooding and waterlogging upstream.</p> <p>10. Scouring of riverbed below dam.</p> <p>11. Decrease in floodplain (recession) agriculture.</p> <p>12. Salinization of floodplain lands.</p> <p>13. Salt water intrusion in estuary and upstream.</p> <p>14. Disruption of riverine fisheries due to changes in flow, blocking of fish migration, and changes in water quality and limnology.</p> <p>15. Snagging of fishing nets in submerged vegetation in reservoir.</p> <p>16. Increase of water-related diseases.</p> | <p>9. Sediment flushing, sluicing.</p> <p>10. Design of trap efficiency and sediment release (e.g., sediment flushing, sluicing) to increase salt content of released water.</p> <p>11. Regulation of dam release to partially replicate natural flooding regime.</p> <p>12. Regulation of flow to minimize effect.</p> <p>13. Maintenance of at least minimum flow to prevent intrusion.</p> <p>14. • Maintenance of at least minimum flow for fisheries. • Provision of fish ladders and other means of passage. • Protection of spawning grounds. • Aquaculture and development of reservoir fisheries in compensation.</p> <p>15. Selective clearance of vegetation before flooding.</p> <p>16. • Design and operation of dam to decrease habitat for vector. • Vector control. • Disease prophylaxis and treatment.</p> |

Table 10.4 Environmental Checklist for Hydroelectric Projects (World Bank)
(continued)

| Potential Negative Impacts | Mitigating Measures |
|--|---|
| <p>Direct (continued)</p> <p>17. Conflicting demands for water use.</p> <p>18. Social disruption and decrease in standard of living of resettled people.</p> <p>19. Environmental degradation from increased pressure on land.</p> <p>20. Disruption/destruction of tribal/indigenous groups.</p> <p>21. Increase in humidity and fog locally, creating favorable habitat for insect disease vectors (mosquitos, tsetse).</p> | <p>17. • Planning and management of dam in context of regional development Plans. • Equitable allocation of water between large and small holders and between geographic regions of valley.</p> <p>18. • Maintenance of standard of living by ensuring access to resources at least equaling those lost. • Provision of health and social services.</p> <p>19. • Choice of resettlement site to avoid surpassing carrying capacity of the land. • Increase of productivity or improve management of land (agriculture, range, forestry improvements) to accommodate higher population.</p> <p>20. Avoid dislocation of unacculturated people and where not possible, relocate in area allowing them to retain lifestyle and customs.</p> <p>21. Vector control.</p> |

Table 10.4 Environmental Checklist for Hydroelectric Projects (World Bank)
(continued)

| Potential Negative Impacts | Mitigating Measures |
|---|---|
| <p>Indirect</p> <p>22. Uncontrolled migration of people into the area made possible by access roads and transmission lines.</p> <p>23. Environmental problems arising from development made possible by dam (irrigated agriculture, industries, municipal growth).</p> <p>External</p> <p>24. Poor land use practices in catchment areas above reservoir resulting in increased siltation and changes in water quality.</p> | <p>22. Limitation of access, provision of rural development, and health services to try to minimize impact.</p> <p>23. Basin-wide integrated planning to avoid overuse, misuse, and conflicting uses of water and land resources.</p> <p>24. Land use planning efforts which include watershed areas above dam.</p> |

Table 10.5 Environmental Checklist for Thermoelectric Projects (World Bank)

| Potential Negative Impacts | Mitigating Measures |
|--|---|
| <p>Direct</p> <p>1. Air emission effects to human health, agriculture, and native wildlife and vegetation.</p> <p>2. Increased noise and vibration.</p> <p>3. Change in surface water and groundwater quality.</p> <p>4. Toxic effects of chemical discharges and spills.</p> <p>5. Thermal shock to aquatic organisms.</p> | <p>1. • Locate facility away from sensitive air quality receptors. • Design higher stacks to reduce ground level concentrations. • Use cleaner fuel (e.g., low sulfur coal). • Install air pollution control equipment.</p> <p>2. • Use lower rated equipment. • Control the timing of noise and vibration to least disruptive periods. • Install noise barriers.</p> <p>3. • Treat discharges chemically or mechanically on-site. • Prevent groundwater contamination through use of liners. • Use deep well injection below potable zones. • Construct liners for ponds and solid waste disposal areas. • Dilute effluent at point of discharge.</p> <p>4. • Develop spill prevention plans. • Develop traps and containment systems and chemically treat discharges on-site.</p> <p>5. • Use alternative heat dissipation design (e.g., closed cycle cooling). • Dilute thermal condition by discharging water into larger receiving water body. • Install mechanical diffusers.</p> |

Table 10.5 Environmental Checklist for Thermoelectric Projects (World Bank)
(continued)

2/4

| Potential Negative Impacts | Mitigating Measures |
|--|---|
| <p>Direct (continued)</p> <p>6. Entrainment and impingement of aquatic organisms.</p> <p>7. Change in surface water and groundwater quality.</p> <p>8. Change in surface water flow and discharge.</p> <p>9. Vegetation removal and habitat loss.</p> <p>10. Dredging and filling of wetlands.</p> <p>11. Avian hazards from stacks, towers, and transmission lines.</p> <p>12. Human population displacement.</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Cool water on-site in holding pond prior to discharge. • Explore opportunities to use waste heat. <p>6. • Select water intake in area that avoids significant impact.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Install screens to eliminate entrainment and impingement. <p>7. • Develop water recycling plan.</p> <p>8. • Construct drainage ways and holding ponds on-site.</p> <p>9. • Select alternative site or site layout to avoid loss of ecological resources.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Restore or create similar vegetation or habitats. <p>10. • Select alternative site or site layout to avoid loss of wetlands.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Restore or create similar wetlands. <p>11. • Site stacks and towers away from flyways.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Install deflectors, lights, and other visible features. <p>12. • Select alternative site or site layout to avoid displacement.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Involve affected parties in the resettlement planning and program. • Construct socially and culturally acceptable settlements/infrastructure development. |

Table 10.5 Environmental Checklist for Thermoelectric Projects (World Bank)
(continued)

3/4

| Potential Negative Impacts | Mitigating Measures |
|---|---|
| <p>Direct (continued)</p> <p>13. Disruption of traffic.</p> <p>14. Modification of historically or archaeologically significant structures or lands (e.g., churches, temples, mosques, cemeteries).</p> <p>15. Visual impact on historical, archaeological, and cultural resources and on landscapes.</p> <p>16. Worker exposure to dust from ash and coal.</p> <p>17. Worker exposure to toxic gases leaking from boilers.</p> <p>18. Worker exposure to excessive noise.</p> | <p>13. • Develop traffic plan that includes phasing road use by workers. • Upgrade roads and intersections.</p> <p>14. • Select alternative site or site layout. • Develop and implement "chance find" procedures to recover, relocate or restore structures. • Fence or construct other barriers to protect structures or lands.</p> <p>15. • Select alternative site or site layout. • Construct visual buffers (e.g., plant trees).</p> <p>16. • Provide dust collector equipment. • Maintain dust levels $\leq 10 \text{ mg/m}^3$. • Monitor for free silica content. • Provide dust masks when levels are exceeded.</p> <p>17. • Maintain boilers properly. • Monitor concentrations with levels not to exceed: SO₂ 5 ppm CO 50 ppm NO₂ 5 ppm</p> <p>18. • Maintain noise levels below 90 dBA, or provide ear protection.</p> |

Table 10.5 Environmental Checklist for Thermolectric Projects (World Bank)
(continued)

4/4

| Potential Negative Impacts | Mitigating Measures |
|---|---|
| <p>Indirect</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Induced secondary development including increased demands on infrastructure. 2. Changes in demographic patterns and disruption of social and cultural values and patterns. | <ol style="list-style-type: none"> 1. Provide infrastructure plan and financial support for increased demands. <ul style="list-style-type: none"> • Construct facilities to reduce demands. 2. Develop plan to educate workers on sensitive values and patterns. <ul style="list-style-type: none"> • Provide behavioral and/or psychological readjustment programs and services. |

Table 10.6 Checklist of Environmental Parameters for Dams and Reservoirs/Hydropower Projects (ADB)

1/4

| Actions Affecting Environmental Resources and Values | Potential Damages to Environment | Recommended Feasible Protection Measures |
|--|--|---|
| <p>A. Environmental Problems Due to Project Location</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Resettlement 2. Encroachment into precious ecology 3. Encroachment on historical/cultural values 4. Watershed erosion and silt runoff 5. Impairment of navigation 6. Effects on groundwater hydrology 7. Migrating valuable fish species 8. Inundation of mineral resources 9. Other inundation losses or adverse effects | <ol style="list-style-type: none"> 1. Serious social inequities 2. Loss of ecological values 3. Loss of the values 4. Shortened reservoir life 5. Economic loss 6. Economic loss 7. Decrease in fish species catch 8. Loss of these values 9. Depends on type of effect | <ol style="list-style-type: none"> 1. Carefully planned resettlement program including "hard" budget 2. Careful planning plus use of offsetting measures 3. Careful planning plus mitigation measures 4. Watershed management program 5. Careful planning plus mitigation measures 6. Careful planning plus mitigation measures 7. Furnish fish traps 8. Mines before inundation if feasible 9. Careful planning/design/O&M monitoring |
| <p>B. Environmental Problems Related to Design</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Road erosion 2. Reservoir site preparation 3. Water rights conflicts 4. Fish screens | <ol style="list-style-type: none"> 1. Impairment of water quality 2. Affects reservoir water quality including nutrients for fishery 3. Serious social conflicts 4. Loss of fish stock | <ol style="list-style-type: none"> 1. Careful planning/design/O&M monitoring 2. Prepare site to suit optimal reservoir uses 3. Careful management of water rights allocation 4. Proper screening |

Table 10.6 Checklist of Environmental Parameters for Dams and Reservoirs/Hydropower Projects (ADB) (Continued)

| Actions Affecting Environmental Resources and Values | Potential Damages to Environment | Recommended Feasible Protection Measures |
|---|---|--|
| <p>C. Environmental Problems Associated with Construction Stage</p> <p>1. Soil erosion/silt runoff</p> <p>2. Other construction hazards</p> <p>(a) Safety of workers</p> <p>(b) Sanitation at workers' camp</p> <p>(c) Water-oriented diseases</p> <p>(d) Dust/odors/fires/noise/vibration</p> <p>(e) Quarrying hazards (blasting)</p> <p>(f) Environmental aesthetics</p> <p>3. Construction monitoring</p> | <p>1. Impairment of water quality and land values</p> <p>2. Various hazards</p> <p>(a) Hazards to workers' health and safety</p> <p>(b) Hazards to health of workers and nearby communities</p> <p>(c) Hazards to health of workers and nearby communities</p> <p>(d) Hazards to workers and neighbors</p> <p>(e) Hazards to workers and neighbors</p> <p>(f) Loss of scenic values</p> <p>3. Without it, contractors not likely to observe constraints</p> | <p>1. Proper construction planning plus monitoring</p> <p>2. Proper construction planning plus monitoring</p> <p>(a) Proper construction planning plus monitoring</p> <p>(b) Same as above</p> <p>(c) Same as above</p> <p>(d) Same as above</p> <p>(e) Same as above</p> <p>(f) Same as above</p> <p>3. Appropriate construction audits</p> |
| <p>D. Environmental Problems Related to Project Operations</p> <p>1. Downstream flow variations</p> <p>2. Depreciation of downstream</p> <p>3. Downstream erosion</p> <p>4. Lack of reservoir management</p> | <p>1. Disturbances to downstream fisheries, navigation and other uses</p> <p>2. Loss of fisheries formerly growing in inundated fields</p> <p>3. Erosion of banks and river bottom damaging downstream riverside facilities</p> <p>4. Social conflicts in reservoir community</p> | <p>1. Minimize adverse effects</p> <p>2. Offset by promotion of aquaculture</p> <p>3. Careful design to control problem plus monitoring</p> <p>4. Appropriate reservoir management</p> |

Table 10.6 Checklist of Environmental Parameters for Dams and Reservoirs/Hydropower Projects (ADB) (Continued)

| Actions Affecting Environmental Resources and Values | Potential Damages to Environment | Recommended Feasible Protection Measures |
|--|--|--|
| 5. Eutophication (aquatic weeds) | 5. Heavy evaporation plus impairment of fishing and power generation | 5. Phenomena may usually be temporary |
| 6. Downstream water quality | 6. Impairment of downstream water quality from flow restrictions | 6. Careful operations planning to minimize problem |
| 7. Insect vector disease hazards | 7. Community health hazards | 7. Careful monitoring plus use of appropriate control measures |
| 8. Estuary and marine fisheries impacts | 8. Loss of fisheries/aquatic ecology | 8. Careful operations to minimize/offset problem |
| 9. Reservoir bank stability | 9. Impairment of reservoir uses and water quality | 9. Careful planning/design |
| 10. Operation monitoring | 10. Without it, operators not likely to comply with requirements | 10. Appropriate monitoring |
| E. Potential Environmental | | |
| 1. Reservoir fishery enhancement | 1. Considerable extra reservoir fishery potential realized | 1. Appropriate reservoir fishery management |
| 2. Promotion of agriculture | 2. Considerable extra agricultural production realized | 2. Appropriate measures to promote agriculture |
| 3. Downstream community water supply | 3. Improvement in community living standards | 3. Planning for optimal use of stored water |
| 4. Downstream agriculture | 4. Improvement in community living standards | 4. Planning for optimal use of stored water |
| 5. Forests/wildlife reserves | 5. Conservation of forests and wildlife | 5. Establishment of reserved areas to offset losses |
| 6. Recreation | 6. Improvement of community quality of life including the poor | 6. Planning for optimal multipurpose reservoir use |

Table 10.6 Checklist of Environmental Parameters for Dams and Reservoirs/Hydropower Projects (ADB) (Continued)

| Actions Affecting Environmental Resources and Values | Potential Damages to Environment | Recommended Feasible Protection Measures |
|--|--|---|
| <p>F. Additional Consideration for Hydropower Projects</p> <p>1. Multipurpose management need</p> <p>2. Rural electrification</p> <p>3. Transmission lines</p> <p>(a) Encroachment on precious ecology</p> <p>(b) Impairment of wildlife</p> <p>(c) Impairment of environmental aesthetics</p> <p>(d) Soil erosion from construction and areas left exposed</p> | <p>1. Opportunity to optimize overall project benefits</p> <p>2. Improving quality of life for rural poor</p> <p>3. Potential losses</p> <p>(a) Loss of forest resources</p> <p>(b) Impairment of wildlife values</p> <p>(c) Loss of scenic beauty</p> <p>(d) Depreciation of water quality and land value</p> | <p>1. Integrated multipurpose reservoir management</p> <p>2. Planning to accommodate this need</p> <p>3. Protection measures</p> <p>(a) Careful planning/design/monitoring to minimize and offset problems</p> <p>(b) Same as above</p> <p>(c) Same as above</p> <p>(d) Same as above</p> |
| <p>G. Critical Review Criteria</p> <p>1. Loss of irreplaceable natural resources</p> <p>2. Accelerated use of resources for short-term gains</p> <p>3. Endangering of species</p> <p>4. Undesirable rural-to-urban migration</p> <p>5. Increase in affluent/poor people gap</p> | | <p>1. Planning should be consistent with national environmental protection policies</p> <p>2. Same as above</p> <p>3. Same as above</p> <p>4. Same as above</p> <p>5. Same as above</p> |

Table 10.7 Environmental Checklist for Dam Construction Project (JICA)
(for use in preliminary study stage)

1/2

| Environmental Factors | No. | Check Items | Evaluation | Reasons |
|--|--------------|--|-------------|---------|
| I. Social Environment | | | | |
| Population | 1 | Change in the local population distribution (minority ethnic group problem included) | | |
| | 2 | Relocation (minority ethnic group problem included) | | |
| Industry | 3 | Agriculture and forestry | | |
| | 4 | Fishery | | |
| | 5 | Secondary industry (mining and mineral resources included) | | |
| | 6 | Tertiary industry (tourism and recreation included) | | |
| Communication | 7 | Local cut-off (minority ethnic group problem included) | | |
| Transportation | 8 | Influence on land transportation | | |
| | 9 | Influence on water transportation | | |
| River basin and its utilization | 10 | Influence on water rights and fishing rights, etc. | | |
| Sanitation conditions | 11 | Occurrence and transmission of river basin related diseases | | |
| | 12 | Deterioration of sanitary environment during construction | | |
| Scenery | 13 | Deterioration of landscape | | |
| Cultural assets, etc. | 14 | Influence on cultural assets | | |
| II. Natural Environment | | | | |
| Toposphere • Subject | 15 | Influence on inducible earthquakes | | |
| | • Topography | 16 | Slope slide | |
| 17 | | Sedimentation in back water area | | |
| 18 | | Influence on downstream channels | | |
| 19 | | Influence on beaches | | |
| • Geology | 20 | Soil erosion | | |
| | 21 | Soil contamination | | |

Table 10.7 Environmental Checklist for Dam Construction Project (JICA)
(for use in preliminary study stage)

(continued)

2/2

| Environmental Factors | No. | Check Items | Evaluation | Reasons |
|--------------------------------|------------------------|-------------|-----------------------------------|---------|
| II. Natural Environment | | | | |
| (continued) | | | | |
| Hydrosphere | • Hydrologic phenomena | 22 | River basin change | |
| | | 23 | Influence on groundwater | |
| | | 24 | Flow condition change | |
| | • Water quality | 25 | Water temperature change | |
| | | 26 | Eutrophication | |
| | | 27 | Turbid water | |
| | | 28 | Sediment component change | |
| Biosphere | • Plants | 29 | Influence on plants | |
| | • Animals | 30 | Influence on animals | |
| | • Aquatic organisms | 31 | Influence on aquatic organisms | |
| | • Ecological system | 32 | Destruction of ecological system | |
| Atmosphere | • Air | 33 | Air pollution | |
| | | 34 | Microclimate change | |
| | • Odor | 35 | Generation odor substances | |
| | • Noise/vibration | 36 | Occurrence of noise and vibration | |

Note 1. Evaluation Classification

A: Serious impact

B: Medium level impact

C: Slight impact

D: Unknown (Study is necessary. It is also necessary to consider that the impact may be clarified as the study progresses.)

X: Environmental impact does not exist under the study.

Note 2. Regarding an inducible earthquake, its occurrence is considered extremely rare except an extremely large scale dam construction. This evaluation is conducted within a possible range since it is difficult to evaluate its impact in the Preliminary Study Stage.

Table 10.8 Environmental Checklist for Hydropower Project (OECF, Japan)

| Environmental Factors | Check Items | Potential Impacts | | | Problems | Action and Countermeasures Planned | Remarks |
|-----------------------|--|-------------------|-------|-------------------|----------|---------------------------------------|---------|
| | | Major | Small | None Not Clear | | | |
| Pollution | 1. Deterioration of water quality (including detrimental changes in water temperature) in the dam reservoir and downstream | | | | | | |
| Natural Environment | 1. Effect of construction of the facility on the ecology 2. Effect on landscape | | | | | | |
| Human Environment | 1. Effect of construction of the facility on the historical and cultural heritage 2. Effect on existing infrastructure 3. Relocation of people 4. Effect on traffic 5. Effect on other downstream utilization 6. Occurrence of diseases, such as malaria, carried by insects or water | | | | | | |
| Others | 1. Effect on the environment during construction period 2. Environmental monitoring | | | | | | |

Table 10.9 Environmental Checklist for Thermal Power Project (OECD, Japan)

1/2

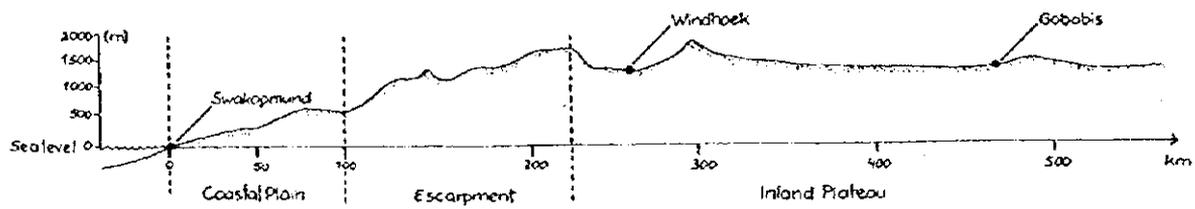
| Environmental Factors | Check Items | Potential Impacts | | | Problems | Action and Countermeasures Planned | Remarks |
|-----------------------|---|-------------------|-------|-------------------|----------|---------------------------------------|---------|
| | | Major | Small | None Not Clear | | | |
| Pollution | <ol style="list-style-type: none"> 1. Air pollution through the emission of soot and dust, sulfur oxides, and nitrogen oxides released in the combustion of fuel. 2. Offensive odors 3. Effect of thermal effluent and land reclamation on aquatic organisms, fisheries, and other water utilization. 4. Water pollution resulting from ordinary effluent. 5. Noise and vibration 6. Ground subsidence 7. Effect on the water level of a lake, marsh or river 8. Effect of industrial waste | | | | | | |
| Natural Environment | <ol style="list-style-type: none"> 1. Effect of construction of the facility on the ecology 2. Effect on landscape | | | | | | |

Table 10.9 Environmental Checklist for Thermal Power Project (OECD, Japan)

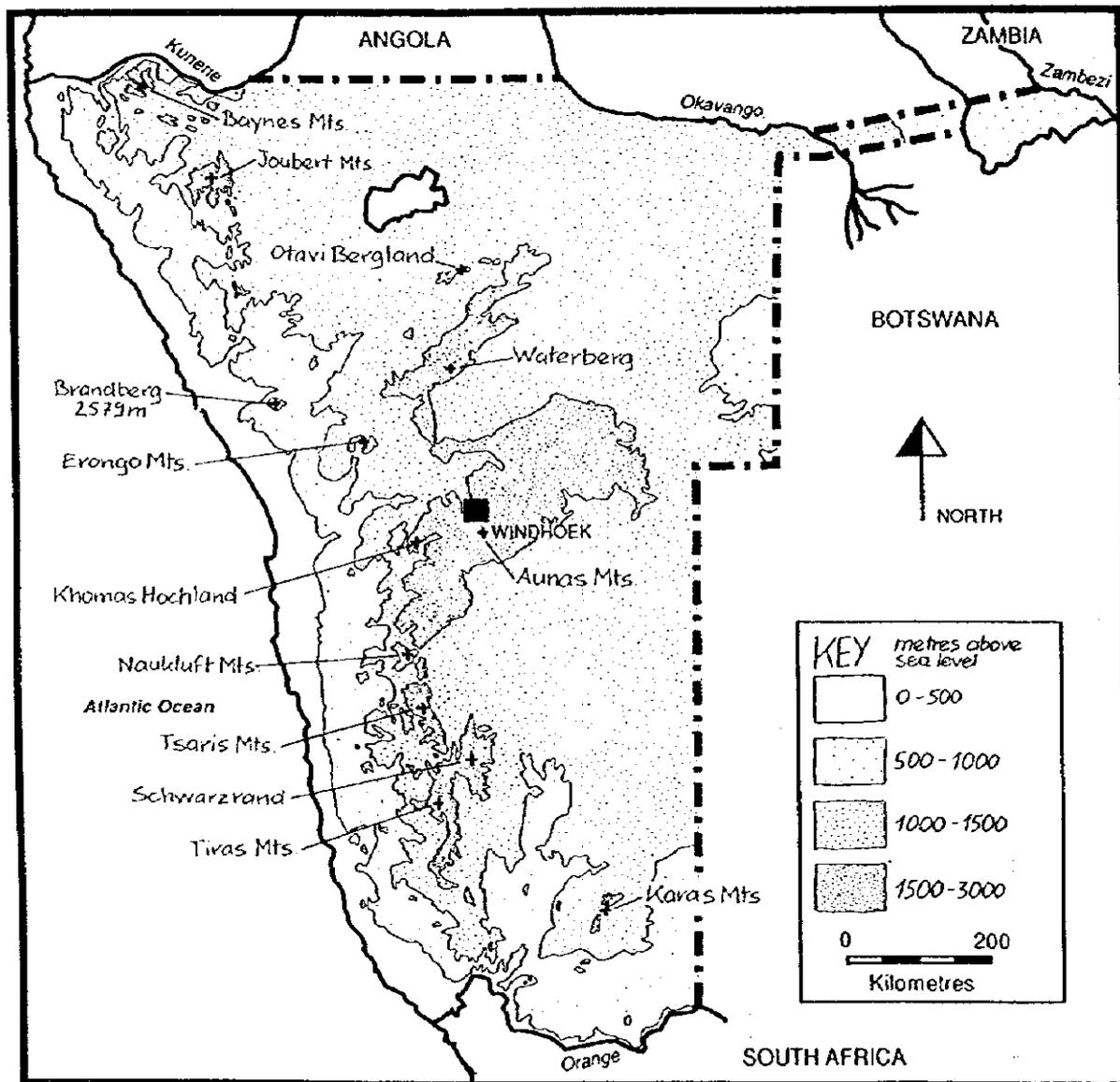
2/2

(continued)

| Environmental Factors | Check Items | Potential Impacts | | | Problems | Action and Countermeasures Planned | Remarks |
|-----------------------|---|-------------------|-------|-----------------|----------|---------------------------------------|---------|
| | | Major | Small | None. Not Clear | | | |
| Human Environment | 1. Effect of construction of the facility on the historical and cultural heritage | | | | | | |
| | 2. Effect on existing infrastructure | | | | | | |
| | 3. Effect on land-use | | | | | | |
| Others | 1. Effect on the environment during construction period | | | | | | |
| | 2. Environmental monitoring | | | | | | |



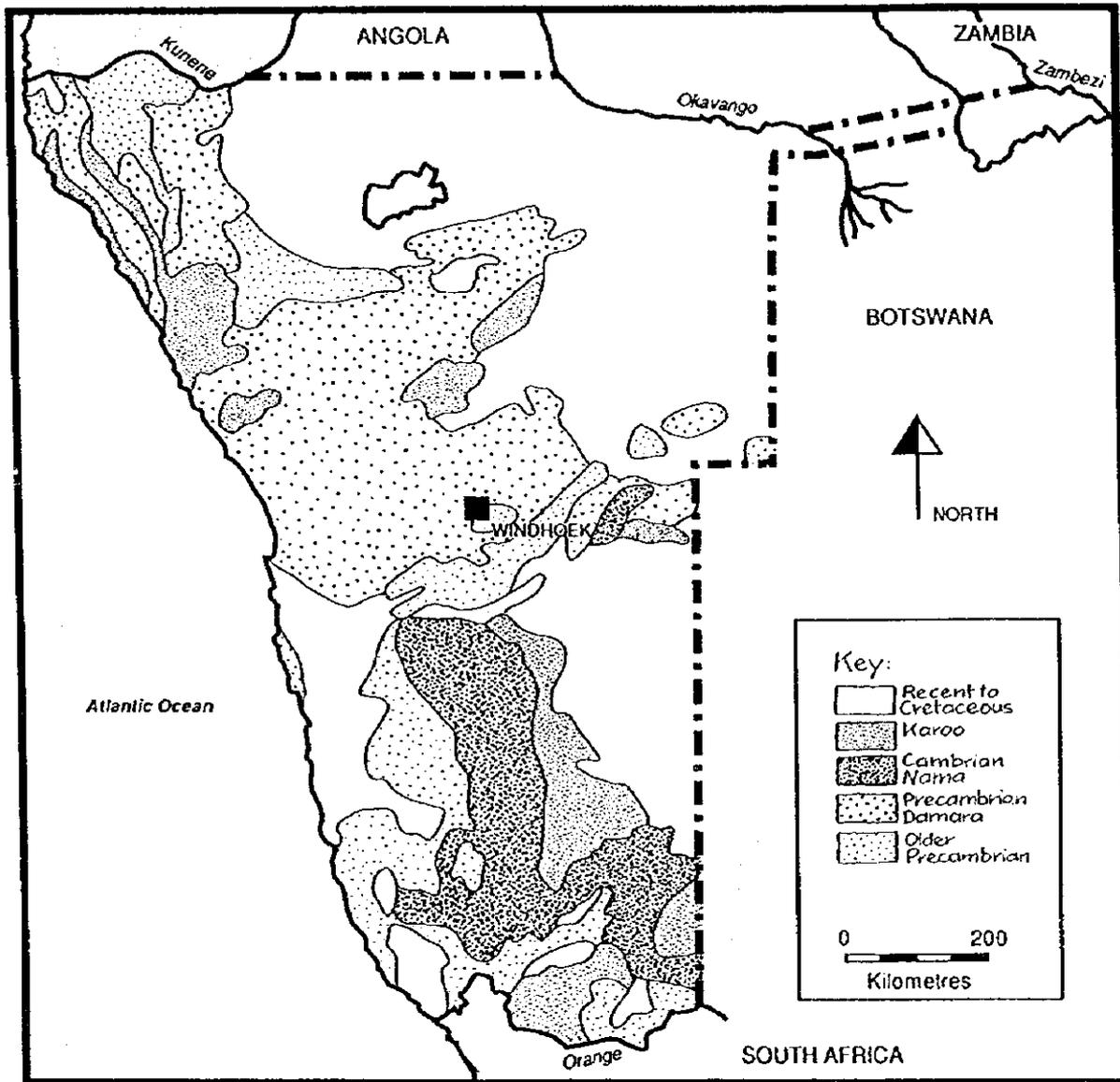
Cross-section from the Namibian coast to the border of Botswana



Relief structure of Namibia

Figure 10.3 Geographical Relief Structure of Namibia

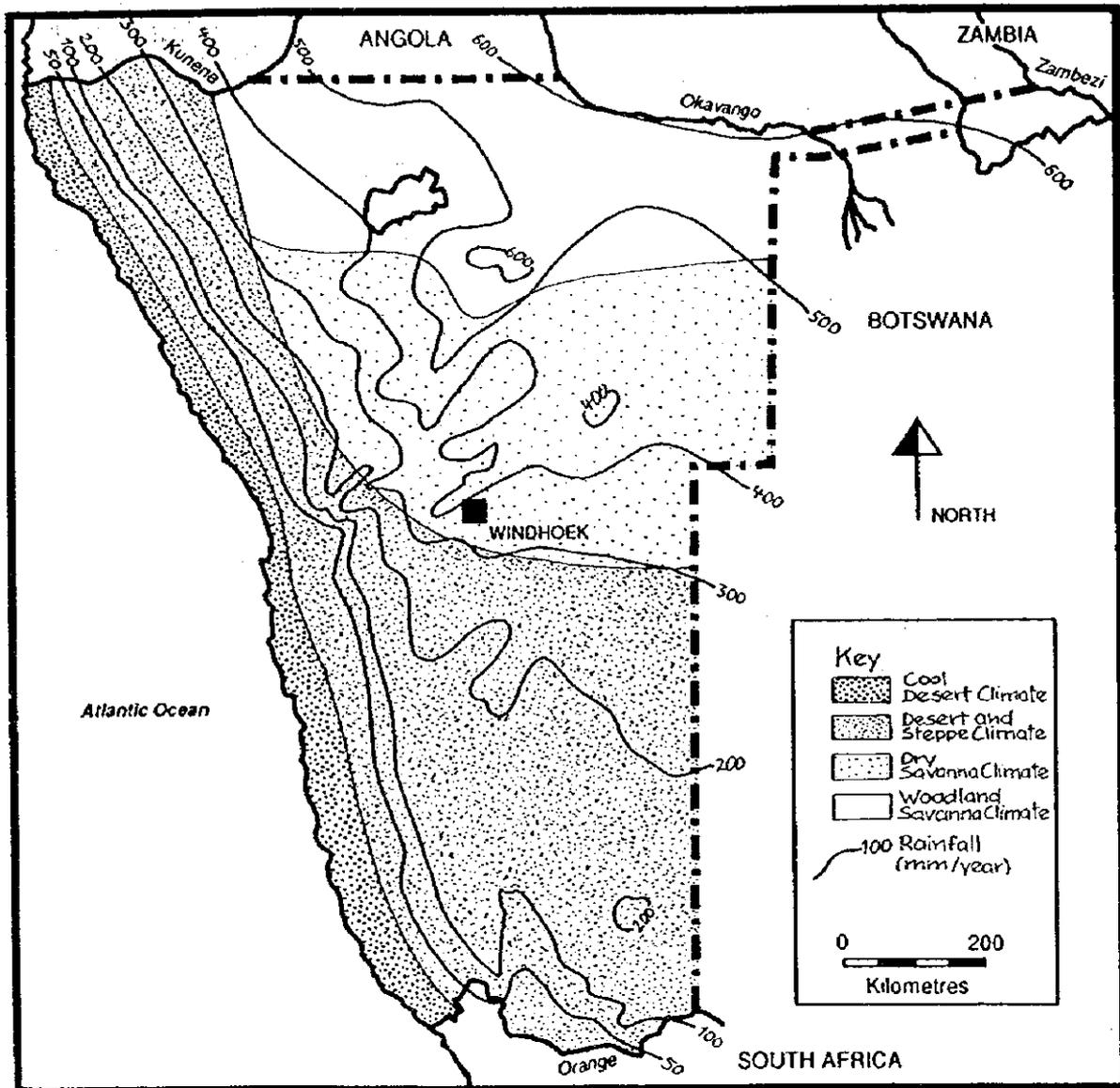
(Source: "Geography of Namibia", 1990)



Geological map of Namibia

Figure 10.4 Geological Map of Namibia

(Source: "Geography of Namibia", 1990)



Climatic regions and rainfall

Figure 10.5 Climate Regions and Rainfall Distribution of Namibia

(Source: " Geography of Namibia", 1990)

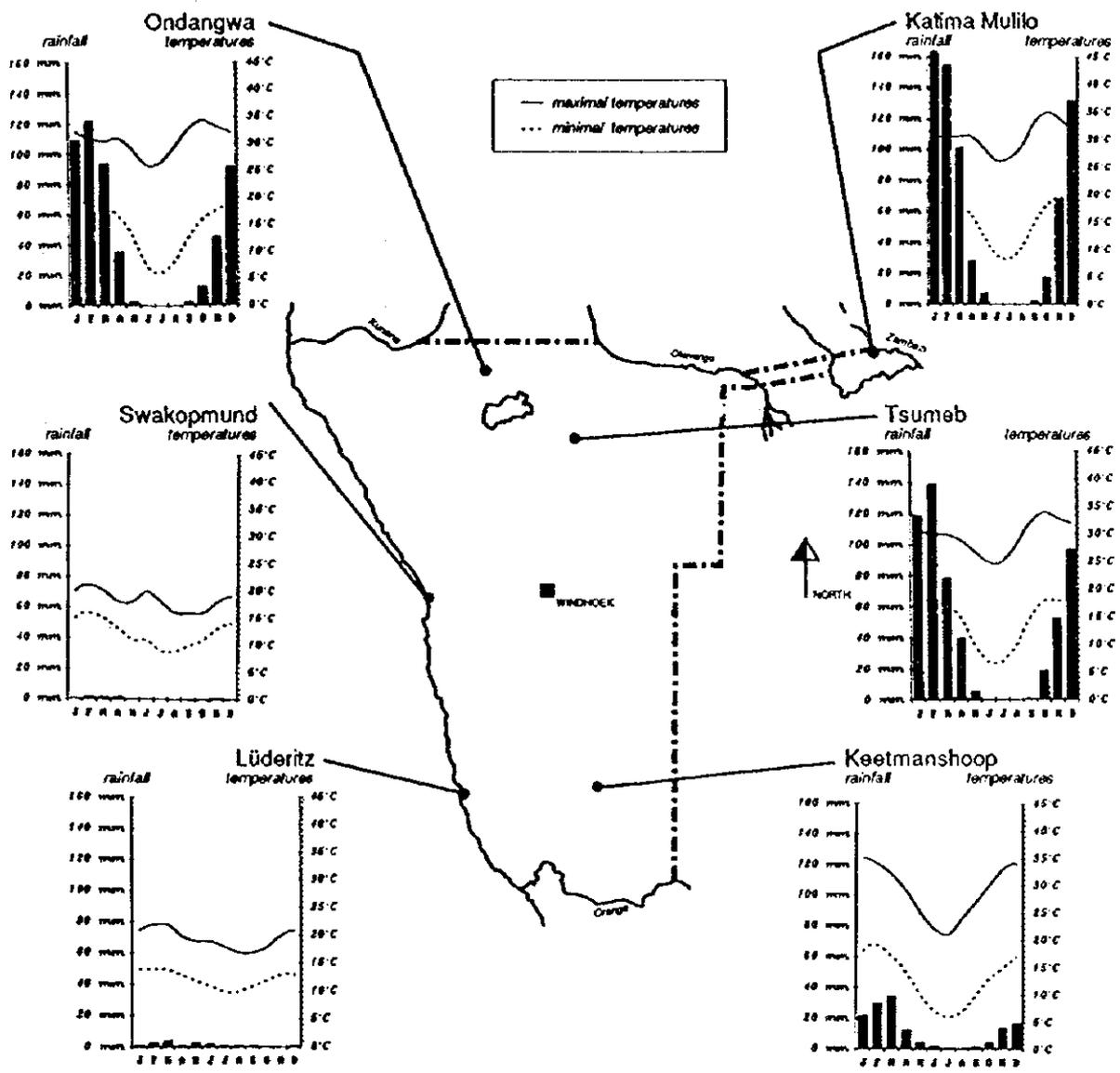
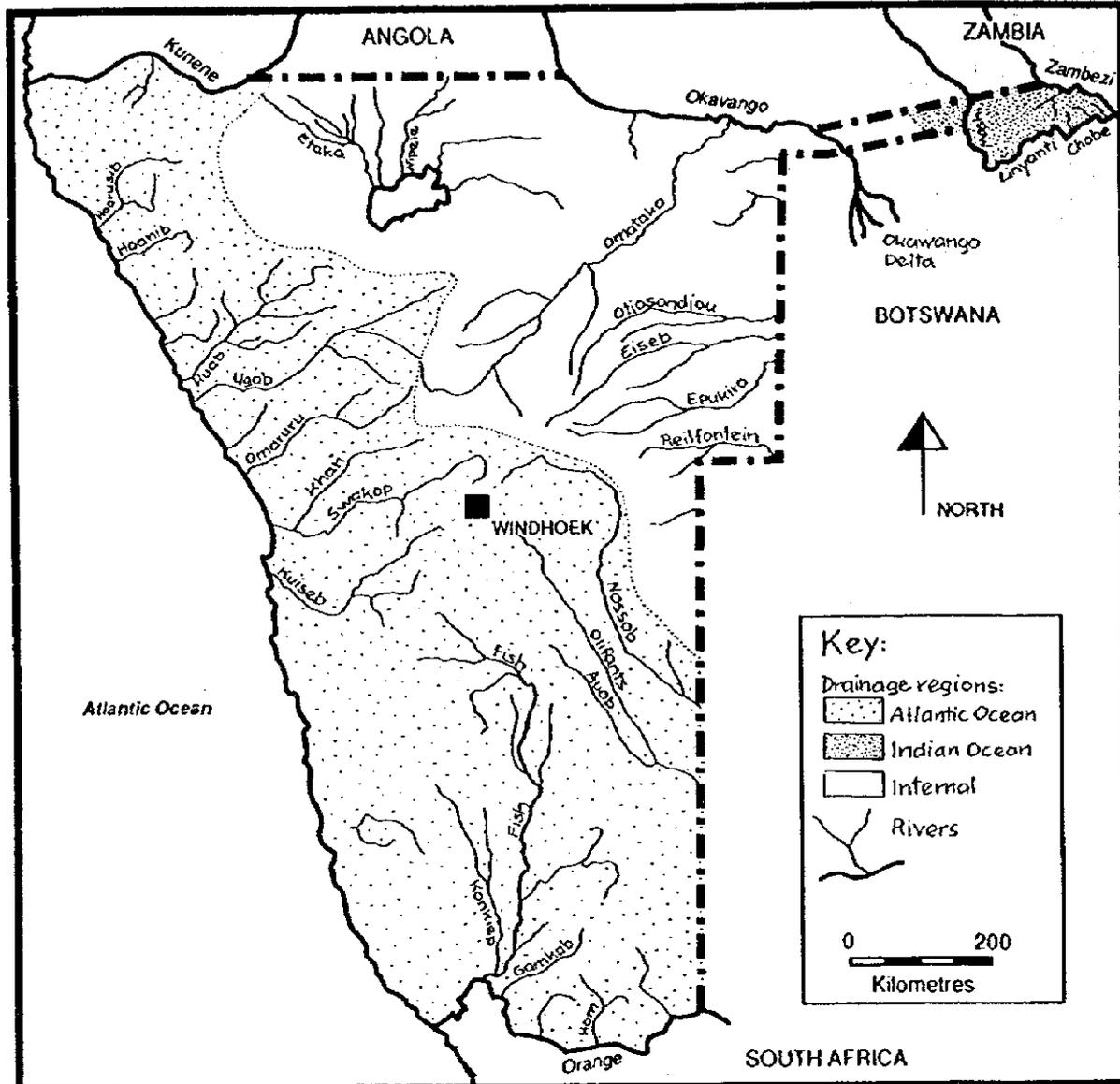


Figure 10.6 Climate Diagrams of Some Weather Stations and Their Location

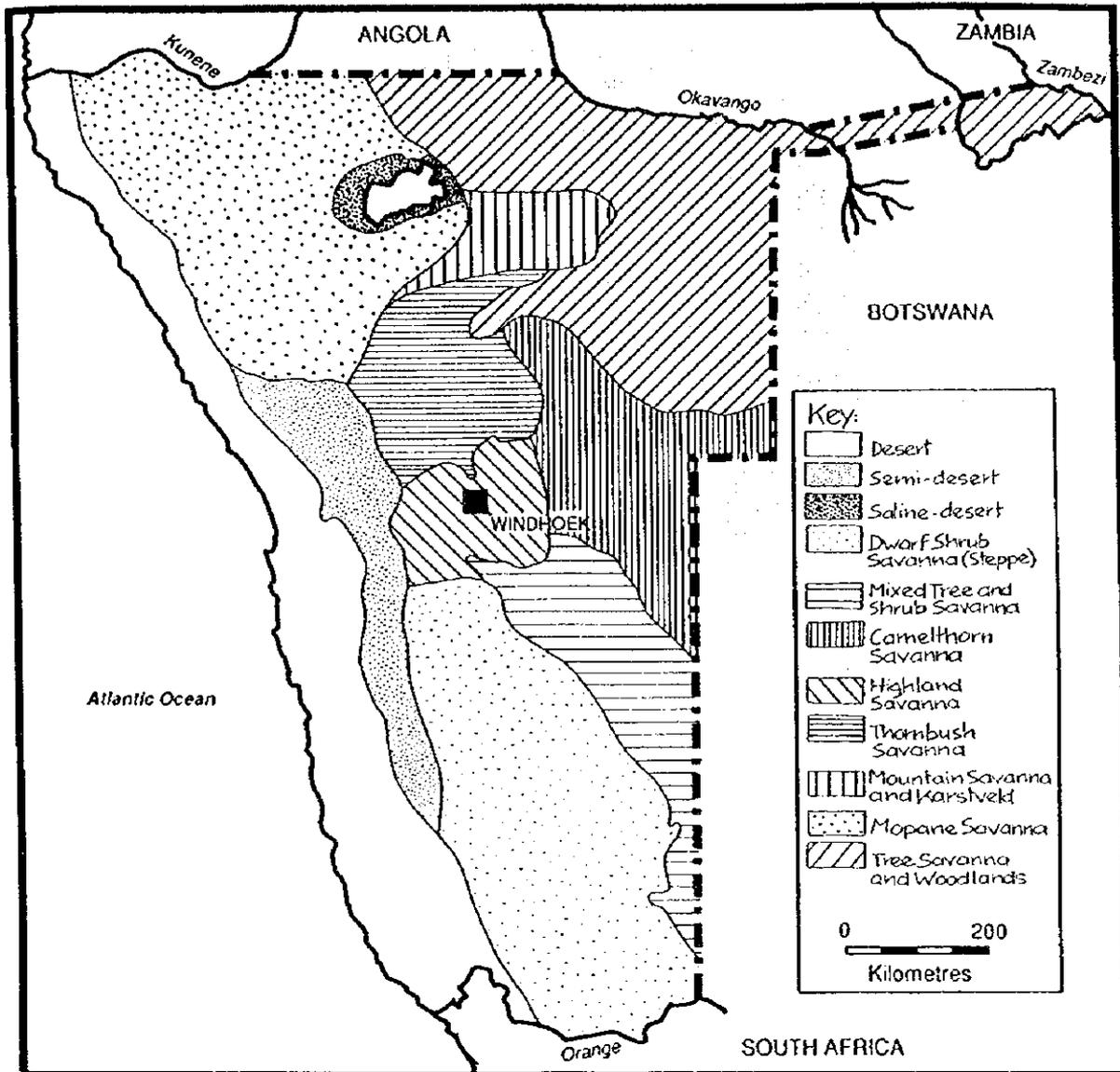
(Source: "Geography of Namibia", 1990)



Rivers and drainage regions

Figure 10.7 Rivers and Drainage Regions of Namibia

(Source: "Geography of Namibia", 1990)



Natural vegetation map

Figure 10.8 Natural Vegetation Map of Namibia

(Source: "Geography of Namibia", 1990)



Colophospermum mopane (mopane) is the dominant tree species in western Owambo.



Owambo market under marula (*Sclerocarya birrea* subsp. *caffra*) tree.

Figure 10.9 Photographs of Typical Trees in Owambo, Namibia

(Source: "Forestry in Namibia 1850 - 1990", University of Joensuu, 1992)