

(MW)

プラント型式	1988	1989	1990	1991
Type-A, C	160	360	600	720
Type-B	160	400	560	720
Type-D	160	360	600	760
Type-E	160	320	560	720
Type-F	160	320	600	740

上記の出力増強テンポは、概ね、1988年20%、1989年50%、1990年80%、1991年100%である。これに基づいて運転維持費の年度展開を行うと次の通りとなる。

(百万RO)

年 度	Type-A	Type-B	Type-C	Type-D	Type-E	Type-E
1988	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
1989	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
1990	5.4	5.3	5.4	5.5	5.8	6.3
1991 以降	6.7	6.6	6.7	6.9	7.2	7.9

### 18.3.3 一般管理費

発電プラントに配賦される一般管理費は、通常、汽力、ガスタービン発電とも、建設費の0.5%前後である。従って、各Type別の一般管理費は次のように見積られる。

$$\begin{aligned} \text{Type-A} &: 167.4 \times 0.005 = 0.8 \text{ 百万RO} \\ \text{Type-B} &: 164.4 \times 0.005 = 0.8 \text{ 百万RO} \\ \text{Type-C} &: 168.2 \times 0.005 = 0.8 \text{ 百万RO} \\ \text{Type-D} &: 171.8 \times 0.005 = 0.9 \text{ 百万RO} \\ \text{Type-E} &: 1178.9 \times 0.005 = 0.9 \text{ 百万RO} \\ \text{Type-F} &: 197.7 \times 0.005 = 1.0 \text{ 百万RO} \end{aligned}$$

これを、運転維持費の場合と同じ方法で年度展開すると次の通りとなる。

年 度	Type-A	Type-B	Type-C	Type-D	Type-E	Type-E
1988	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
1989	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
1990	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8
1991 以降	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0

#### 3.4 燃料費

##### (1) 燃料価格

“オマーン石油開発公社” (PDO) よりMEW に供給されている天然ガスの価格および発熱量は次の通りである。

価 格 : US\$ 2.83/10<sup>3</sup>ft<sup>3</sup> 従って、RO 0.0342/Nm<sup>3</sup>

発 熱 量 : 9.000KCal/Nm<sup>3</sup> 従って、3.8Baizas/10<sup>3</sup>KCal  
(US\$ 0.0111/10<sup>3</sup>KCal)

上記の供給価格は同国の原油輸出価格の1/2 であり、政府補助金等は含まれていない。

天然ガスの価格は、長期的には国内需要の増大に伴って石油価格と等しい水準に近づくと考えられるが、中期的には LNGベースの価格をもってそのShadow priceとするのが適当と考えられている。LNG の生産価格は国によって若干の開きはあるが、一般には石油価格の約1/2 とされている。例えば、カナダのLNG 供給価格は10<sup>6</sup>BTU(252,000KCal) 当りC\$ 3.655(US\$ 2.836) 、すなわちUS\$ 0.0113/10<sup>3</sup>KCalであり、PDO の供給価格US\$ 0.0111/10<sup>3</sup>KCal(3.8Baizas/10<sup>3</sup>KCal) とほぼ等しい。従って、経済評価に当たって上記のPDO 供給価格を使用することは些も差支えない。

##### (2) 発電量および発電・海水淡水化合計燃料消費量

基底負荷および中間負荷に対応するBarka 発電所の基本的運転方式は第7章に示した通りである。この運転方式に基づいて個々の発電ユニットの負荷分担と熱効率を定め、電力量および発電・海水淡水化合計燃料消費量を算出すると Table 18-1 (a) およびTable 18.1(b) に示す通りとなり、以下のように要約される。

発電型式	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
発電端電力量 (GWh)								
Type-A, C	491	1,799	2,698	4,844	4,956	5,067	5,176	5,284
Type-B	491	1,962	2,780	4,701	4,786	4,872	4,957	5,042
Type-D	491	1,799	2,821	4,894	5,058	5,217	5,385	5,549
Type-E	491	1,635	2,576	4,803	4,934	5,064	5,195	5,325
Type-F	491	1,635	2,780	4,859	5,014	5,168	5,322	5,477
燃料消費量 ( $10^6 \text{Nm}^3$ )								
Type-A, C	180	490	739	1,618	1,630	1,642	1,635	1,664
Type-B	180	607	751	1,526	1,529	1,532	1,535	1,539
Type-D	180	490	780	1,650	1,668	1,688	1,706	1,728
Type-E	180	601	872	1,646	1,669	1,693	1,717	1,741
Type-F	180	601	956	1,639	1,666	1,693	1,720	1,747

(3) 発電プラントの燃料費

上記の燃料消費量および単価を用いて年度別の発電および海水淡水化の合計燃料費を算出すると以下の通りとなる。

年 度	Type-A, C	Type-B	Type-D	Type-E	Type-F
1988	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2
1989	16.8	20.8	16.8	20.6	20.6
1990	25.3	25.7	26.7	29.8	32.7
1991	55.3	52.2	56.4	56.3	56.1
1992	55.7	52.3	57.0	57.1	57.0
1993	56.2	52.4	57.7	57.9	57.9
1994	56.5	52.5	58.3	58.7	58.8
1995 以降	56.9	52.6	59.1	59.5	59.7

海水淡水化プラントは、後述のように、抽気タービンの場合でも、背圧タービンの場合でも造水比8のプラントが最も経済的であることが示されている。また、

海水淡水化プラントの負担する燃料費は18.4.2(3)項に示す通りである。従って、  
発電プラントが負担する燃料費は次の通りとなる。

(百万円)

Type	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995以降
Type-A, C 計水電 合造発	6.2 —	16.8 —	25.3 -2.2	55.3 -4.4	55.7 -4.9	56.2 -5.5	56.5 -6.1	56.9 -6.4
	6.2	16.8	23.1	50.9	50.8	50.7	50.4	50.5
Type-B 計水電 合造発	6.2 —	20.8 —	25.7 -2.2	52.2 -4.4	52.3 -4.9	52.4 -5.5	52.5 -6.1	52.7 -6.4
	6.2	20.8	23.5	47.8	47.4	46.9	46.4	46.3
Type-D 計水電 合造発	6.2 —	16.8 —	26.7 -2.2	56.4 -4.4	57.0 -4.9	57.7 -5.5	58.3 -6.1	59.1 -6.4
	6.2	16.8	24.5	52.0	52.1	52.2	52.2	52.7
Type-E 計水電 合造発	6.2 —	20.6 —	29.8 -3.3	56.3 -6.7	57.1 -7.5	57.9 -8.3	58.7 -9.2	59.5 -9.7
	6.2	20.6	26.5	49.6	49.6	49.6	49.5	49.8
Type-F 計水電 合造発	6.2 —	20.6 —	32.7 -3.3	56.1 -6.7	57.0 -7.5	57.9 -8.3	58.8 -9.2	59.7 -9.7
	6.2	20.6	29.4	49.4	49.5	49.6	49.6	50.0

### 18.3.5 総費用の年度展開および現価換算額

各Type別の発電プラントの建設費、運転維持費、一般管理費および燃料費を年度展開し、その現価換算額を求めるとTable 18.2、18.3および18.4に示す通りとなり、Table 18.5のように要約される。

### 18.3.6 kWおよびkWh 補正率

発電プラントの経済性比較を行う場合には、各案のプラントが同一のサービス、すなわち送電端可能電力と送電端電力量を供給するものでなければならないが、本プロジェクトの Type-A, B, C, D, E および F の各プラントは、それぞれ設備の構成（ガスタービンの出力と汽力発電の出力）が異なるため、送電端供給可能電力も、送電端電力量もそれぞれ異っている。従って、kWに対応する固定費の現価換算額と kWh に対応する可変費の現価換算額を、それぞれの補正率をもって調整する必要がある。これらの補正率は次のようにして求められる。

(1) kW補正率

Type-Fの送電端供給可能電力を基準(=1)とすると、その他 Type のkW補正率は次の通りとなる。

プラント型式	総設備出力 (MW)	所内ロス (MW)		送電端出力 (MW)	補正率
		発電	海水淡水化		
Type-A	720	15	21	684	1.038
Type-B	720	6	21	693	1.025
Type-C	720	15	21	684	1.038
Type-D	760	6	21	733	0.969
Type-E	720	8	21	691	1.027
Type-F	740	9	21	710	1 (基準)

(2) kWh 補正率

送電端電力量は、各 Type の発電プラントが一定の運転状態を維持するようになる1995年を基準として算定する。この場合も、Type-Fの送電端電力量を基準として、その他 Type のkWh 補正率を以下のように算定する。

プラント型式	発電端電力量 (GWh)	所内消費電力量 (GWh)		送電端電力量 (GWh)	補正率
		発電プラント	海水淡水化プラント		
Type-A	5,284	112	181	4,991	1.048
Type-B	5,042	40	181	4,821	1.085
Type-C	5,284	112	181	4,991	1.048
Type-D	5,549	45	181	5,323	0.983
Type-E	5,325	61	181	5,083	1.029
Type-F	5,477	64	181	5,232	1 (基準)

18.3.7 便益/費用比率

さきに示した各 Type 別発電プラントの固定費（建設費、運転維持費、一般管理費）と可変費（燃料費）に上記のkW補正率およびkWh 補正率を適用して、同一のサービスを基準とした場合のそれぞれの総費用現価換算額を求めるとTable 18.5に示

す通りとなる。

この表に示すように、割引率8%のときはType-A発電プラントが最も経済的であり、次がType-D発電プラントである。後述するように、Type-A（およびC）、Type-B、Type-Dの各発電 Type の経済性の開きは大きなものではなく、Type-A発電プラントの経済的内部収益率(EIRR)はType-Dに対して8.9%、Type-Bに対して11.5%である。

各種発電 Type のうち、経済的に最も劣るのはType-F発電プラントである。

発電プロジェクトの経済評価においては、当該プロジェクトの”便益”は代替プロジェクトの費用を以て表わされる。これは、その費用が当該プロジェクトが実施されることによって支出を免れる費用であるからである。

いま、Type-A, B, C, D, E, Fの各Typeの発電プラントの総費用の原価換算額をそれぞれPA, PB, PC, PD, PE, PF とすると、Type-Fの発電プラントの便益/費用比率(B/C比率)は次の通りとなる。(Table 18.5 参照)。

Type-F の B/C比率	割引率			
	8%	10%	12%	14%
Type-A に対して PA/PF	0.969	0.966	0.964	0.962
Type-B に対して PB/PF	0.974	0.969	0.963	0.958
Type-C に対して PC/PF	0.970	0.968	0.966	0.963
Type-D に対して PD/PF	0.973	0.963	0.953	0.943
Type-E に対して PE/PF	0.988	0.986	0.983	0.980



Table 18.1.(a) Energy generation and fuel consumption (1988-1990)

Plant type	Year	Energy generation	Fuel consumption
A, C	1988	160 MW (GT) x 8,760 hr x 6/12 x 0.7 (plant factor) = 490.6 GWh	490.6 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 180.4 million Nm <sup>3</sup>
	1989	160 MW (GT) x 8,760 hr x 4/12 x 0.7 = 327.0 GWh	327.0 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 120.3 million Nm <sup>3</sup>
		360 MW (CC) x 8,760 hr x 8/12 x 0.7 = 1,471.7 GWh	1,471.7 GWh x 2,260 Kcal/kWh (38%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 369.6 million Nm <sup>3</sup>
		Total 1,798.7 GWh	Total 489.9 million Nm <sup>3</sup>
	1990	360 MW (CC) x 8,760 hr x 1 x 0.7 = 2,207.5 GWh	2,207.5 GWh x 2,260 Kcal/kWh (38%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 554.3 million Nm <sup>3</sup>
		120 MW (ST) x 8,760 hr x 7/12 x 0.7 = 429.2 GWh	429.2 GWh x 3,390 Kcal/kWh (25.4%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 161.7 million Nm <sup>3</sup>
120 MW (ST) x 8,760 hr x 1/12 x 0.7 = 61.3 GWh		61.3 GWh x 3,390 Kcal/kWh (25.4%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 23.1 million Nm <sup>3</sup>	
Total 2,698.0 GWh		Total 739.1 million Nm <sup>3</sup>	
B	1988	160 MW (GT) x 8,760 hr x 6/12 x 0.7 (plant factor) = 490.6 GWh	490.6 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 180.4 million Nm <sup>3</sup>
	1989	160 MW (GT) x 8,760 hr x 4/12 x 0.7 = 327.0 GWh	327.0 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 120.3 million Nm <sup>3</sup>
		240 MW (CC) x 8,760 hr x 8/12 x 0.7 = 981.1 GWh	981.1 GWh x 2,260 Kcal/kWh (38%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 246.4 million Nm <sup>3</sup>
		160 MW (GT) x 8,760 hr x 8/12 x 0.7 = 654.1 GWh	654.1 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 240.6 million Nm <sup>3</sup>
		Total 1,962.2 GWh	Total 607.3 million Nm <sup>3</sup>
	1990	240 MW (CC) x 8,760 hr x 1 x 0.7 = 1,471.7 GWh	1,471.7 GWh x 2,260 Kcal/kWh (38%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 369.6 million Nm <sup>3</sup>
160 MW (GT) x 8,760 hr x 5/12 x 0.7 = 408.8 GWh		408.8 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 150.3 million Nm <sup>3</sup>	
240 MW (CC) x 8,760 hr x 7/12 x 0.7 = 858.5 GWh		858.5 GWh x 2,260 Kcal/kWh (38%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 215.6 million Nm <sup>3</sup>	
80 MW (GT) x 8,760 hr x 1/12 x 0.7 = 40.9 GWh		40.9 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 15.0 million Nm <sup>3</sup>	
	Total 2,779.9 GWh	Total 750.5 million Nm <sup>3</sup>	
D	1988	160 MW (GT) x 8,760 hr x 6/12 x 0.7 (plant factor) = 490.6 GWh	490.6 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 180.4 million Nm <sup>3</sup>
	1989	160 MW (GT) x 8,760 hr x 4/12 x 0.7 = 327.0 GWh	327.0 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 120.3 million Nm <sup>3</sup>
		360 MW (CC) x 8,760 hr x 8/12 x 0.7 = 1,471.7 GWh	1,471.7 GWh x 2,260 Kcal/kWh (38%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 369.6 million Nm <sup>3</sup>
		Total 1,798.7 GWh	Total 489.9 million Nm <sup>3</sup>
	1990	360 MW (CC) x 8,760 hr x 1 x 0.7 = 2,207.5 GWh	2,207.5 GWh x 2,260 Kcal/kWh (38%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 554.3 million Nm <sup>3</sup>
		160 MW (GT) x 8,760 hr x 7/12 x 0.7 = 572.3 GWh	572.3 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 210.5 million Nm <sup>3</sup>
80 MW (GT) x 8,760 hr x 1/12 x 0.7 = 40.9 GWh		40.9 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 15.0 million Nm <sup>3</sup>	
	Total 2,820.7 GWh	Total 779.8 million Nm <sup>3</sup>	
E	1988	160 MW (GT) x 8,760 hr x 6/12 x 0.7 (plant factor) = 490.6 GWh	490.6 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 180.4 million Nm <sup>3</sup>
	1989	160 MW (GT) x 8,760 hr x 4/12 x 0.7 = 327.0 GWh	327.0 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 120.3 million Nm <sup>3</sup>
		320 MW (GT) x 8,760 hr x 8/12 x 0.7 = 1,308.2 GWh	1,308.2 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 481.1 million Nm <sup>3</sup>
		Total 1,635.2 GWh	Total 601.4 million Nm <sup>3</sup>
	1990	160 MW (GT) x 8,760 hr x 11/12 x 0.7 = 899.4 GWh	899.4 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 330.8 million Nm <sup>3</sup>
		160 MW (GT) x 8,760 hr x 5/12 x 0.7 = 408.8 GWh	408.8 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 150.4 million Nm <sup>3</sup>
240 MW (CC) x 8,760 hr x 7/12 x 0.7 = 858.5 GWh		858.5 GWh x 2,260 Kcal/kWh (38%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 215.6 million Nm <sup>3</sup>	
240 MW (CC) x 8,760 hr x 1/12 x 0.7 = 122.6 GWh		122.6 GWh x 2,260 Kcal/kWh (38%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 30.8 million Nm <sup>3</sup>	
80 MW (ST) x 8,760 hr x 7/12 x 0.7 = 286.2 GWh		286.2 GWh x 4,530 Kcal/kWh (19%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 144.1 million Nm <sup>3</sup>	
	Total 2,575.5 GWh	Total 871.7 million Nm <sup>3</sup>	
F	1988	160 MW (GT) x 8,760 hr x 6/12 x 0.7 (plant factor) = 490.6 GWh	490.6 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 180.4 million Nm <sup>3</sup>
	1989	160 MW (GT) x 8,760 hr x 4/12 x 0.7 = 327.0 GWh	327.0 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 120.3 million Nm <sup>3</sup>
		320 MW (GT) x 8,760 hr x 8/12 x 0.7 = 1,308.2 GWh	1,308.2 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 481.1 million Nm <sup>3</sup>
		Total 1,635.2 GWh	Total 601.4 million Nm <sup>3</sup>
	1990	160 MW (GT) x 8,760 hr x 1 x 0.7 = 981.1	981.1 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 360.8 million Nm <sup>3</sup>
		160 MW (GT) x 8,760 hr x 5/12 x 0.7 = 408.8	408.8 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 150.3 million Nm <sup>3</sup>
240 MW (CC) x 8,760 hr x 7/12 x 0.7 = 858.5		858.5 GWh x 2,260 Kcal/kWh (38%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 215.6 million Nm <sup>3</sup>	
80 MW (GT) x 8,760 hr x 7/12 x 0.7 = 286.2		286.2 GWh x 3,310 Kcal/kWh (26%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 105.3 million Nm <sup>3</sup>	
60 MW (ST) x 8,760 hr x 7/12 x 0.7 = 214.6		214.6 GWh x 4,530 Kcal/kWh (19%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 108.0 million Nm <sup>3</sup>	
60 MW (ST) x 8,760 hr x 1/12 x 0.7 = 30.7		30.7 GWh x 4,530 Kcal/kWh (19%) ÷ 9,000 Kcal/Nm <sup>3</sup> = 15.5 million Nm <sup>3</sup>	
	Total 2,779.9	Total 955.5 million Nm <sup>3</sup>	



Table 18.1.(b) Energy generation and fuel consumption (up to 1995)

Power Plant	Capacity (MW)	Item	Unit	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Type-A and Type-C Steam turbine	360	Es: Energy at sending-end	GWh				2,583	2,587	2,589	2,590	2,590
		Eh: Energy for station service	GWh				91	91	91	91	91
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh				2,674	2,678	2,680	2,681	2,681
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>				1,006	1,007	1,008	1,009	1,009
Combined cycle	360	Es: Energy at sending-end	GWh				2,153	2,260	2,351	2,475	2,582
		Eh: Energy for station service	GWh				17	18	19	20	21
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh				2,170	2,278	2,387	2,495	2,603
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>				612	623	634	644	655
Total	720	Es: Energy at sending-end	GWh	488	1,759	2,638	4,736	4,847	4,940	5,061	5,172
		Eh: Energy for station service	GWh	3	40	60	108	109	110	111	112
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh	491	1,799	2,698	4,844	4,956	5,067	5,176	5,284
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>	180	490	739	1,618	1,630	1,641	1,653	1,664
Type-B Combined cycle	720	Es: Energy at sending-end	GWh				4,633	4,747	4,833	4,917	5,002
		Eh: Energy for station service	GWh				38	39	39	40	40
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh				4,701	4,786	4,872	4,957	5,042
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>				1,523	1,527	1,531	1,535	1,539
Auxiliary boiler		F: Fuel consumption				3	2	1	0	0	
Total	720	Es: Energy at sending-end	GWh	488	1,944	2,757	4,663	4,747	4,833	4,917	5,002
		Eh: Energy for station service	GWh	3	18	23	38	39	39	40	40
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh	491	1,962	2,780	4,701	4,786	4,872	4,957	5,042
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>	180	607	751	1,526	1,529	1,532	1,535	1,539
Type-D Combined cycle	360	Es: Energy at sending-end	GWh				1,960	2,093	2,236	2,388	2,550
		Eh: Energy for station service	GWh				16	17	18	19	21
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh				1,976	2,110	2,254	2,407	2,571
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>				566	586	607	628	650
Gas turbine	400	Es: Energy at sending-end	GWh				2,895	2,924	2,939	2,954	2,954
		Eh: Energy for station service	GWh				23	24	24	24	24
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh				2,918	2,948	2,963	2,978	2,978
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>				1,063	1,071	1,075	1,078	1,078
Auxiliary boiler		F: Fuel consumption				21	11	6	0	0	
Total	760	Es: Energy at sending-end	GWh	488	1,785	2,798	4,855	5,017	5,175	5,342	5,504
		Eh: Energy for station service	GWh	3	14	23	39	41	42	43	45
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh	491	1,799	2,821	4,894	5,058	5,217	5,385	5,549
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>	180	490	780	1,650	1,668	1,688	1,706	1,728
Type-E Steam turbine (Back pressure)	160	Es: Energy at sending-end	GWh					1,161	1,161	1,161	1,161
		Eh: Energy for station service	GWh					30	30	30	30
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh					1,191	1,191	1,191	1,191
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>					677	677	677	677
Combined cycle	480	Es: Energy at sending-end	GWh					3,314	3,390	3,466	3,541
		Eh: Energy for station service	GWh					27	27	28	29
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh					3,341	3,417	3,494	3,570
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>					840	846	852	858
Gas turbine	80	Es: Energy at sending-end	GWh					400	454	508	562
		Eh: Energy for station service	GWh					2	2	2	2
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh					402	456	510	564
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>					152	170	188	206
Total	720	Es: Energy at sending-end	GWh	488	1,624	2,545		4,875	5,005	5,135	5,264
		Eh: Energy for station service	GWh	3	11	31		59	59	60	61
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh	491	1,635	2,576		4,934	5,064	5,195	5,325
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>	180	601	872		1,669	1,693	1,717	1,741

Table 18.1.(b) Energy generation and fuel consumption (up to 1995) - Continued -

Power Plant	Capacity (MW)	Item	Unit	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Type-F											
Steam turbine (Back pressure)	180	Es: Energy at sending-end	GWh				1,306	1,306	1,306	1,306	1,306
		Eh: Energy for station service	GWh				34	34	34	34	34
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh				1,340	1,340	1,340	1,340	1,340
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>				674	674	674	674	674
Combined cycle	480	Es: Energy at sending-end	GWh				3,182	3,269	3,354	3,439	3,526
		Eh: Energy for station service	GWh				26	26	27	28	28
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh				3,208	3,295	3,381	3,467	3,554
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>				831	838	845	852	859
Gas turbine	80	Es: Energy at sending-end	GWh				310	377	445	513	581
		Eh: Energy for station service	GWh				1	2	2	2	2
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh				311	379	447	515	583
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>				134	154	174	194	214
Total	740	Es: Energy at sending-end	GWh	488	1,624	2,745	4,798	4,952	5,105	5,258	5,413
		Eh: Energy for station service	GWh	3	11	35	61	62	63	64	64
		Eg: Energy at generator-terminal	GWh	491	1,635	2,780	4,859	5,014	5,168	5,322	5,477
		F: Fuel consumption	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>	180	601	956	1,639	1,666	1,693	1,720	1,747

Table 18.2 Construction cost converted to present worth (Power plant)

Power plant		Total	(Million R.O.)													
			1 1986	2 1987	3 1988	4 1989	5 1990	6 1991	11 1996	12 1997	13 1998	14 1999	15 2000	16 2001		
<u>Type-A</u>		(167.4)														
1985 prices		216.3	9.8	56.0	43.2	43.1	10.4	4.9								
Discount rate	8%	152.1	9.1	48.0	34.3	31.7	7.1	3.1			2.7	25.3	18.5	2.4		
"	10%	141.0	8.9	46.3	32.4	29.4	6.4	2.8			1.2	10.0	6.8	0.8		
"	12%	131.8	8.7	44.6	30.7	27.4	5.9	2.5			0.9	8.0	5.3	0.6		
"	14%	123.5	8.6	43.1	29.1	25.5	5.4	2.2			0.8	6.5	4.2	0.5		
<u>Type-B</u>		(164.4)														
1985 prices		278.5	7.6	40.4	39.0	61.0	12.9	3.5								
Discount rate	8%	169.7	7.0	34.6	30.9	44.8	8.8	2.2			2.7	26.6	35.1	41.6	8.1	
"	10%	153.6	6.9	33.4	29.3	41.7	8.0	2.0			1.2	10.6	12.9	14.1	2.6	
"	12%	140.1	6.8	32.2	27.7	38.7	7.3	1.8			0.9	8.5	10.1	10.9	1.9	
"	14%	128.7	6.7	31.1	26.3	36.1	6.7	1.6			0.8	6.8	8.0	8.5	1.5	
<u>Type-C</u>		(168.2)														
1985 prices		217.1	9.9	56.6	43.3	43.1	10.4	4.9								
Discount rate	8%	152.7	9.2	48.5	34.3	31.7	7.1	3.1			2.7	25.3	18.5	2.4		
"	10%	141.7	9.0	46.8	32.5	29.4	6.4	2.8			1.2	10.0	6.8	0.8		
"	12%	132.5	8.8	45.1	30.8	27.4	5.9	2.5			0.9	8.0	5.3	0.6		
"	14%	124.1	8.7	43.5	29.2	25.5	5.4	2.2			0.8	6.5	4.2	0.5		
<u>Type-D</u>		(171.8)														
1985 prices		302.2	7.3	39.0	37.7	45.8	32.4	9.6								
Discount rate	8%	177.9	6.8	33.4	29.9	33.7	22.0	6.0			2.7	26.6	33.7	32.1	29.9	5.4
"	10%	159.7	6.6	32.2	28.3	31.3	20.1	5.4			1.2	10.6	12.4	10.9	9.4	1.6
"	12%	144.8	6.5	31.1	26.8	29.0	18.4	4.9			0.9	8.5	9.7	8.4	7.1	1.2
"	14%	132.3	6.4	30.0	25.4	27.1	16.8	4.4			0.8	6.8	7.7	6.5	5.4	0.9
<u>Type-E</u>		(178.9)														
1985 prices		260.4	8.0	44.5	50.1	47.0	22.3	7.0								
Discount rate	8%	169.2	7.4	38.1	39.7	34.5	15.2	4.4			2.7	26.6	31.0	6.3	12.2	2.7
"	10%	155.1	7.3	36.8	37.6	32.1	13.8	3.9			1.2	10.6	11.4	2.1	3.8	0.8
"	12%	142.7	7.1	35.5	35.6	29.8	12.6	3.5			0.9	8.5	9.0	1.7	2.9	0.6
"	14%	132.3	7.0	34.2	33.8	27.8	11.6	3.2			0.8	6.8	7.1	1.3	2.2	0.4
<u>Type-F</u>		(197.7)														
1985 prices		279.2	8.1	44.3	63.5	60.0	15.2	6.6								
Discount rate	8%	184.9	7.5	38.0	50.4	44.1	10.3	4.2			2.7	26.6	32.3	17.2	2.7	
"	10%	169.6	7.4	36.6	47.7	41.0	9.4	3.7			1.2	10.6	11.9	5.8	0.9	
"	12%	156.6	7.2	35.3	45.1	38.1	8.6	3.3			0.9	8.5	9.3	4.5	0.6	
"	14%	145.5	7.1	34.1	42.8	35.5	7.9	3.0			0.8	6.8	7.4	3.5	0.5	

Note: Figures in parentheses show initial investment.

Table 18.3 Operation and maintenance costs, and administration expenses converted to present worths (Power plant)

(Million R.O.)

Power plant	Total	3	4	5	6	1991 - 2010 (20 years)		Remarks
		1988	1989	1990	1991	(CPWCF)	Total	
<u>Type-A, C</u>								Cumulative present worth coersion factor (CPWCF) for the period of 20 years from 1991 to 2010 is obtained by the following equation: $\frac{(1+i)^{20} - 1}{i(1+i)^{20}} - \frac{1}{(1+i)^6}$ i: Discount rate
1985 prices	161.4	1.6	3.8	6.0	7.5		150.0	
Discount rate 8%	58.3	1.3	2.8	4.1		6,68206	50.1	
" 10%	47.1	1.2	2.6	3.7		5.28625	39.6	
" 12%	38.7	1.1	2.4	3.4		4.23836	31.8	
" 14%	32.2	1.1	2.2	3.1		3.43984	25.8	
<u>Type-B</u>								
1985 prices	159.3	1.6	3.8	5.9	7.4		148.0	
Discount rate 8%	57.6	1.3	2.8	4.0		6,68206	49.5	
" 10%	46.6	1.2	2.6	3.7		5.28625	39.1	
" 12%	38.2	1.1	2.4	3.3		4.23836	31.4	
" 14%	31.9	1.1	2.2	3.1		3.43984	25.5	
<u>Type-D</u>								
1985 prices	167.6	1.6	3.8	6.2	7.8		156.0	
Discount rate 8%	60.4	1.3	2.8	4.2		6.68206	52.1	
" 10%	48.8	1.2	2.6	3.8		5.28625	41.2	
" 12%	40.1	1.1	2.4	3.5		4.23836	33.1	
" 14%	33.3	1.1	2.2	3.2		3.43984	26.8	
<u>Type-E</u>								
1985 prices	173.9	1.6	3.8	6.5	8.1		162.0	
Discount rate 8%	62.6	1.3	2.8	4.4		6.68206	54.1	
" 10%	50.6	1.2	2.6	4.0		5.28625	42.8	
" 12%	41.5	1.1	2.4	3.7		4.23836	34.3	
" 14%	34.6	1.1	2.2	3.4		3.43984	27.9	
<u>Type-F</u>								
1985 prices	190.5	1.6	3.8	7.1	8.9		178.0	
Discount rate 8%	68.4	1.3	2.8	4.8		6.68206	59.5	
" 10%	55.2	1.2	2.6	4.4		5.28625	47.0	
" 12%	45.2	1.1	2.4	4.0		4.23836	37.7	
" 14%	37.6	1.1	2.2	3.7		3.43984	30.6	

Table 18.4 Fuel cost converted to present worth (Power plant)

(Million R.O.)

Power plant	Total	3	4	5	6	7	8	9	10	1995 - 2010 (16 years)		Remarks	
		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	CPWCF	Total		
<u>Type-A, C</u>													
1985 prices	1,056.9	6.2	16.8	23.1	50.9	50.8	50.7	50.4	50.5		808.0	Cumulative present worth conversion factor (CPWCF) for the period of 16 years from 1995 to 2010 is obtained by the following equation: $\frac{(1+i)^{16} - 1}{i(1+i)^{16}} \cdot \frac{1}{(1+i)^9}$ i: Discount rate	
Discount rate 8%	370.8	4.9	12.3	15.7	32.1	29.6	27.4	25.2		4.42789	223.6		
" 10%	297.8	4.7	11.5	14.3	28.7	26.0	23.6	21.4		3.31801	167.6		
" 12%	242.5	4.4	10.7	13.1	25.8	23.0	20.4	18.1		2.51489	127.0		
" 14%	200.1	4.2	9.9	12.0	23.2	20.3	17.7	15.5		1.92656	97.3		
<u>Type-B</u>													
1985 prices	979.8	6.2	20.8	23.5	47.8	47.4	46.9	46.4	46.3		740.8		
Discount rate 8%	347.4	4.9	15.3	16.0	30.1	27.6	25.3	23.2		4.42789	205.0		
" 10%	280.0	4.7	14.2	14.6	27.0	24.3	21.9	19.7		3.31801	153.6		
" 12%	228.5	4.4	13.2	13.3	24.2	21.4	18.9	16.7		2.51489	116.4		
" 14%	189.1	4.2	12.3	12.2	21.7	18.9	16.4	14.2		1.92656	89.2		
<u>Type-D</u>													
1985 prices	1,099.2	6.2	16.8	24.5	52.0	52.1	52.2	52.2	52.7		843.2		
Discount rate 8%	384.7	4.9	12.3	16.7	32.8	30.4	28.2	26.1		4.42789	233.3		
" 10%	308.7	4.7	11.5	15.2	29.3	26.7	24.3	22.1		3.31801	174.9		
" 12%	251.1	4.4	10.7	13.9	26.3	23.5	21.0	18.8		2.51489	132.5		
" 14%	207.1	4.2	9.9	12.7	23.7	20.8	18.3	16.0		1.92656	101.5		
<u>Type-E</u>													
1985 prices	1,048.4	6.2	20.6	26.5	49.6	49.6	49.6	49.5	49.8		796.8		
Discount rate 8%	370.2	4.9	15.1	18.0	31.2	28.9	26.8	24.8		4.42789	220.5		
" 10%	297.9	4.7	14.1	16.4	28.0	25.4	23.1	21.0		3.31801	165.2		
" 12%	243.0	4.4	13.1	15.0	25.1	22.4	20.0	17.8		2.51489	125.2		
" 14%	201.1	4.2	12.2	13.8	22.6	19.8	17.4	15.2		1.92656	95.9		
<u>Type-F</u>													
1985 prices	1,054.3	6.2	20.6	29.4	49.4	49.5	49.6	49.6	50.0		800.0		
Discount rate 8%	373.0	4.9	15.1	20.0	31.1	28.9	26.8	24.8		4.42789	221.4		
" 10%	300.3	4.7	14.1	18.2	27.9	25.4	23.1	21.0		3.31801	165.9		
" 12%	245.2	4.4	13.1	16.7	25.0	22.4	20.0	17.9		2.51489	125.7		
" 14%	202.9	4.2	12.2	15.3	22.5	19.8	17.4	15.2		1.92656	96.3		



Table 18-5 Total costs converted to present worth and benefit/cost ratio of various power plants

Plant type	Discount rate	Fixed cost	Fuel cost	Total	B/C
Type-A	8%	(152.1 + 58.3) x 1.038 = 218.4	370.8 x 1.048 = 388.6	607.0	0.969
	10%	(141.0 + 47.1) x 1.038 = 195.2	297.8 x 1.048 = 312.1	507.3	0.966
	12%	(131.8 + 38.7) x 1.038 = 177.0	242.5 x 1.048 = 254.1	431.1	0.964
	14%	(123.5 + 32.2) x 1.038 = 161.6	200.1 x 1.048 = 209.7	371.3	0.962
Type-B	8%	(169.7 + 57.6) x 1.025 = 233.0	347.4 x 1.085 = 376.9	609.9	0.974
	10%	(153.6 + 46.6) x 1.025 = 205.2	280.0 x 1.085 = 303.8	509.0	0.969
	12%	(140.1 + 38.2) x 1.025 = 182.8	228.5 x 1.085 = 247.9	430.7	0.963
	14%	(128.7 + 31.9) x 1.025 = 164.6	189.1 x 1.085 = 205.2	369.8	0.958
Type-C	8%	(152.7 + 58.3) x 1.038 = 219.0	370.8 x 1.048 = 388.6	607.6	0.970
	10%	(141.7 + 47.1) x 1.038 = 196.0	297.8 x 1.048 = 312.1	508.1	0.968
	12%	(132.5 + 38.7) x 1.038 = 177.7	242.5 x 1.048 = 254.1	431.8	0.966
	14%	(124.1 + 32.2) x 1.038 = 162.2	200.1 x 1.048 = 209.7	371.9	0.963
Type-D	8%	(177.9 + 60.4) x 0.969 = 230.9	384.7 x 0.983 = 378.2	609.1	0.973
	10%	(159.7 + 48.8) x 0.969 = 202.0	308.7 x 0.983 = 303.5	505.5	0.963
	12%	(144.8 + 40.1) x 0.969 = 179.2	251.1 x 0.983 = 246.8	426.0	0.953
	14%	(132.3 + 33.3) x 0.969 = 160.5	207.1 x 0.983 = 203.6	364.1	0.943
Type-E	8%	(169.2 + 62.6) x 1.027 = 238.1	370.2 x 1.029 = 380.9	619.0	0.988
	10%	(155.1 + 50.6) x 1.027 = 211.3	297.9 x 1.029 = 306.5	517.8	0.986
	12%	(142.7 + 41.5) x 1.027 = 189.2	243.0 x 1.029 = 250.0	439.2	0.983
	14%	(132.3 + 34.6) x 1.027 = 171.4	201.1 x 1.029 = 206.9	378.3	0.980
Type-F	8%	184.9 + 68.4 = 253.3	373.0	626.3	
	10%	169.6 + 55.2 = 224.8	300.3	525.1	
	12%	156.6 + 45.2 = 201.8	245.2	447.0	
	14%	145.5 + 37.6 = 183.1	202.9	386.0	

## 18.4 海水淡水化プラントの経済評価

### 18.4.1 建設費

1985年価格による Barka海水淡水化プラントの造水比別の建設費（送水設備を含まず）は次の通りである。

(百万R0)

プラント型式	合計	1986	1987	1988	1989	1990	1991
造水比 6	58.0	5.5	18.8	17.4	10.5	5.0	0.8
“ 8	69.9	6.3	22.4	21.3	13.0	6.1	0.8
“ 10	83.2	7.3	26.3	25.6	15.7	7.4	0.9

(注) 上記建設費には、予備費、管理費、engineering fee 計 15.5%を含む。

上記建設費の現在価値換算はTable 18.7に示す通りであり、以下のように要約される。

(百万R0)

プラント型式	割引率			
	8%	10%	12%	14%
造水比 6	46.6	44.4	42.2	40.2
“ 8	56.1	53.4	50.9	48.4
“ 10	66.7	63.3	60.4	57.4

### 18.4.2 年間費用

年間費用は蒸気費、電力費、薬品費、人件費、保守用資材費および一般管理費から成る。

#### (1) 蒸気単価

Type-AおよびCの発電プラントは、抽気タービンを使用し、Type-EおよびFの発電プラントは背圧タービンを使用する計画となっている。これら抽気タービンおよび背圧タービン用ボイラーの諸元および蒸気の ton当り生産単価は次の通りである。（なお、所要蒸気量はType-EとType-Fで若干異なるが殆ど無視できる程度なので、同一数字を使用した）。



項 目	発電Type-A, C (抽気タービン)	発電Type-E, F (背圧タービン)
所要蒸気量 (発電、造水合計)	1,800ton/hr	1,200ton/hr
蒸 気 圧 力	131kg/cm <sup>2</sup>	81kg/cm <sup>2</sup>
蒸 気 温 度	541℃	505℃
エ ン タ ル ピ ー	822.6KCal/kg	812.2KCal/kg
給水ボイラー入口温度	240℃	200℃
ボイラーで蒸気の得るエンタルピー	582.6KCal/kg	612.2KCal/kg
ボ イ ラ ー 効 率	85%	85%
天 然 ガ ス 価 格	3.8Baizas/10 <sup>3</sup> KCal	3.8Baizas/10 <sup>3</sup> KCal
燃 料 費	2.6046R0/ton	2.7369R0/ton
ボ イ ラ ー 固 定 費	0.1573R0/ton	0.1368R0/ton
蒸 気 生 産 単 価	2.7619R0/ton	2.8737R0/ton

発電プラントと海水淡水化プラントが同じ稼働率で運転するものとして、上記燃料費を両プラントで使用する蒸気の熱量比で按分すると次の通りとなる。

	発電Type-A, C	発電Type-E, F
海水淡水化プラント	0.8408R0/ton	1.2773R0/ton
発電プラント	2.8854R0/ton	1.7879R0/ton

なお、詳細はTable 18.6に示す通りである。

## (2) Barka 海水淡水化プラントの年間給水量

Table 5.8 に示すように、既存給水設備の給水能力は、井戸およびGhubrah 海水淡水化プラントを含めて119,500 m<sup>3</sup>/日であるが、稼働率は約85%、平均給水量は約119,500 × 0.85=101,790 m<sup>3</sup>/日と想定される。従って、Barka 海水淡水化プラントの年度別給水量は次のように想定される。

年 度	需要水量 (m <sup>3</sup> /日)	既存設備 給水量 (m <sup>3</sup> /日)	不足水量 (m <sup>3</sup> /日)	Barka プラント給水量		Barka プラント 設備能力
				(m <sup>3</sup> /日)	年平均給水量 (m <sup>3</sup> )	
1989	174,071	101,790	- 72,281	72,281	26,383,000	注(1)
1990	193,596	"	- 91,806	91,806	30,754,000	注(2)
1991	206,877	"	-105,087	105,087	38,357,000	注(3)
1992	220,158	"	-118,368	118,368	43,204,000	
1993	233,438	"	-131,649	131,649	48,052,000	
1994	246,719	"	-144,929	144,929	52,899,000	
1995以降	260,000	"	-158,210	153,000	55,845,000	

注(1)  $90,000 \text{ m}^3/\text{日} \times 0.85 = 76,500 \text{ m}^3/\text{日}$

注(2)  $150,000 \text{ m}^3/\text{日} \times 0.85 = 127,500 \text{ m}^3/\text{日}$

注(3)  $180,000 \text{ m}^3/\text{日} \times 0.85 = 153,000 \text{ m}^3/\text{日}$

なお、Barka プラントは1988年11月末に1号機30,000 m<sup>3</sup>/日、12月末に2号機30,000 m<sup>3</sup>/日が運開するが、需給計画には殆ど影響をおよぼさないので、1988年の同プラントの生産水供給量は考慮に入れなかった。

### (3) 蒸気費 (燃料費)

生産水1 m<sup>3</sup>当りの蒸気使用量は、造水比6の場合は0.181 ton、造水比8の場合は0.136 ton、造水比10の場合は0.109 tonである。

需給バランスの関係上、発電プラントと接続する前の1989年は造水量72,281 m<sup>3</sup>/日で、補助ボイラーで運転される。また、1990年は、前期5ヶ月は造水量76,500 m<sup>3</sup>/日で、補助ボイラーで運転され、後期7ヶ月は造水量91,806 m<sup>3</sup>/日で、発電プラントからの蒸気で運転される。

従って、年間給水量に対応するBarka プラントの蒸気費 (燃料費) は次の通りとなる。

		(百万RD)						
項 目		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995以降
蒸気タービン使用								
造水比	6	2.4	4.0(2.9)	5.8	6.6	7.3	8.1	8.5
造水比	8	2.4	3.3(2.2)	4.4	4.9	5.5	6.1	6.4
造水比	10	2.4	2.9(1.8)	3.5	4.0	4.4	4.9	5.1
背圧タービン使用								
造水比	6	2.4	5.6(4.5)	8.9	10.0	11.1	12.2	12.9
造水比	8	2.4	4.4(3.3)	6.7	7.5	8.3	9.2	9.7
造水比	10	2.4	3.8(2.7)	5.3	6.0	6.7	7.4	7.8

(注) 1990年の括弧内の数字は発電プラントより供給される蒸気の費用を示す。

#### (4) 電力費

生産水 1 m<sup>3</sup> 当りの電力の使用量は、造水比 6 の場合は 3.10kWh、造水比 8 の場合は 3.24kWh、造水比 10 の場合は 3.56kWh と想定される。従って、現行料金 (20 Baizas/kWh) をもって電力費を算定すると次の通りである。

(百万RD)			
年 度	造 水 比 6	造 水 比 8	造 水 比 10
1989	1.6	1.7	1.9
1990	1.9	2.0	2.2
1991	2.4	2.5	2.7
1992	2.7	2.8	3.1
1993	3.0	3.1	3.4
1994	3.3	3.4	3.8
1995 以降	3.5	3.6	4.0

(5) 薬品費

使用薬品の種類と、これらの生産水1 m<sup>3</sup> 当りの消費量、単価、合計金額は次の通りである。

種 類	消費量(kg/m <sup>3</sup> )	単 価(RO/m <sup>3</sup> )	金 額(RO/m <sup>3</sup> )
スケール防止剤	0.0133	1.8	0.0239
消 泡 剤	0.0001	1.19	0.0001
石 灰 石	0.06	0.104	0.0063
ソ ー ダ 灰	0.0015	0.324	0.0005
塩素 (後処理用)	0.0011	1.1	0.0012
塩素 (取水用)	0.008	1.1	0.0088
合 計			0.0408(0.041)

これを年間造水量の比で年度展開すると次の通りとなる。

(百万RO)

年 度	造水比 6	造水比 8	造水比 10
1989	1.1	1.1	1.1
1990	1.3	1.3	1.3
1991	1.6	1.6	1.6
1992	1.8	1.8	1.8
1993	2.0	2.0	2.0
1994	2.2	2.2	2.2
1995 以降	2.3	2.3	2.3

(6) 人件費、保守用資材費、一般管理費

統計的に、建設費に対して、人件費は0.42%、保守用資材費は0.5%、一般管理費は0.5%である。従って、全設備完成時のこれらの年間費用は次の通りとなる。

造水比6 :  $58.0 \times 0.0142 = 0.8$ 百万R0

造水比8 :  $69.9 \times 0.0142 = 1.0$ 百万R0

造水比10 :  $83.2 \times 0.0142 = 1.2$ 百万R0

これを、プラントの設備能力の増強テンポに従って年度展開し、以下のように想定する。

(百万R0)			
年 度	造 水 比 6	造 水 比 8	造 水 比 10
1989	0.4	0.5	0.6
1990	0.7	0.8	1.0
1991 以降	0.8	1.0	1.2

(7) 合計年間費用および現価換算額

以上により、造水比別の合計年間費用は次の通りとなる。

(百万R0)							
項 目	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995以降
蒸気タービン使用							
造水比 6	5.5	7.9	10.6	11.9	13.1	14.4	15.1
“ 8	5.7	7.4	9.5	10.5	11.6	12.7	13.3
“ 10	6.0	7.4	9.0	10.1	11.0	12.1	12.6
圧縮タービン使用							
造水比 6	5.5	9.5	13.7	15.3	16.9	18.5	19.5
“ 8	5.7	8.5	11.8	13.1	14.4	15.8	16.6
“ 10	6.0	8.3	10.8	12.1	13.3	14.6	15.3

Table 18.8は上記年間費用の現在価値換算を示すものであって、運転期間20年間の合計現価換算額は次のように要約される。

(百万円)

項 目	割 引 率			
	8%	10%	12%	14%
<u>抽気タービン使用</u>				
造水比 6	104.2	83.1	67.3	55.0
“ 8	92.9	74.2	60.0	49.3
“ 10	88.8	71.0	57.7	47.4
<u>背圧タービン使用</u>				
造水比 6	132.7	105.6	85.2	69.7
“ 8	114.2	91.1	73.5	60.3
“ 10	106.1	84.7	68.7	56.3

#### 18.4.3 造水比による発電プラントの出力変化とこれに対応するコスト調整

18.4.2. (1)項に示した背圧タービン用ボイラーの蒸気条件は、造水比8として180,000 m<sup>3</sup>/日の生産水をつくるために必要なものであって、このとき海水淡化プラントと接続している発電プラントの出力はType-Eでは160MW (80MW × 2基) Type-Fでは180MW (60MW × 3基) である。しかしながら、造水比が変化すると、発電プラントの出力も次のように変化する。

	<u>Type-E発電プラント</u>	<u>Type-F発電プラント</u>
造水比6の場合	213MW	240MW
造水比10の場合	128MW	144MW

従って、Type-E (汽力 160MW、コンバインドサイクル 480kW、ガスタービン80% 合計 720MW) およびType-F (汽力 180MW、コンバインドサイクル 480kW、ガスタービン80%、合計 740MW) のユニット構成は次のように変化する事となる。

	<u>Type-E発電プラント</u>	<u>Type-F発電プラント</u>
造水比6 :		
・背圧タービン発電機の出力増 :	+53MW (213-160)	+60MW (240-180)
・ガスタービン発電機の出力減 :	-53MW	-60MW

	<u>Type-E発電プラント</u>	<u>Type-F発電プラント</u>
造水比10:		
・背圧タービン発電機の出力減:	-32MW(128-160)	-36MW(144-180)
・ガスタービン発電機の出力増:	+32MW	+36MW

従って、上記の変化に対応するType-EおよびType-Fの発電プラントの建設費の変動を造水比選定に当って考慮する必要がある。背圧タービン発電機のkW当り建設単価はガスタービン発電機のkW当り建設単価よりも約55R0/kW 高く見積られるので、上記ユニット構成の変化に対応する建設費の変動は次の通りとなる。

	<u>Type-E発電プラント</u>	<u>Type-F発電プラント</u>
造水比6:建設費の増	53MW×55R0/kW=2.92百万R0	3.30百万R0
造水比10:建設費の減	32MW×55R0/kW=1.76百万R0	1.98百万R0

これを年度展開し、現在価値に換算した建設費調整額はTable 18.9に示す通りである。

#### 18.4.4 便益/費用比率および最適造水比

抽気タービンを使用する場合と背圧タービンを使用する場合とで海水淡水化プラントにアロケートされる蒸気費用が異なることは18.4.2(3)項に述べた通りである。造水比別の総費用（建設費、蒸気費用、電力費、薬品費、人件費、保守用資材費および一般管理費）の現在価値換算額を求めるとTable 18.9に示す通りである。この表に示されるように、使用されるタービンが抽気タービンの場合も、背圧タービンの場合も、造水比8のプラントの総費用（現価換算額）が最も少く、従って最も経済的に有利である。

従って、Barka発電プラントと組合せられる海水淡水化プラントは、造水比8のプラントを採用する。因みに、造水比8の海水淡水化プラントを基準とする便益/費用比率（B/C比率）は次の通りである。

造水比 8 の B/C 比率	割 引 率			
	8%	10%	12%	14%
<u>抽気タービンの場合</u>				
造水比 6 に対して	1.012	0.999	0.987	0.974
造水比 10 に対して	1.044	1.053	1.065	1.073
<u>背圧タービンの場合</u>				
(Type-E)				
造水比 6 に対して	1.066	1.053	1.033	1.029
造水比 10 に対して	1.006	1.015	1.027	1.035
(Type-F)				
造水比 6 に対して	1.068	1.055	1.043	1.032
造水比 10 に対して	1.005	1.014	1.027	1.033



Table 18.6 General characteristics of steam generators and unit costs of steam production  
(Power generation and desalination)

Item	Steam generator for extraction turbine (Types-A, B, and C power plants)	Steam generator for back pressure turbine (Types-E and F power plants)																		
Required steam production	1,800 ton/hr	1,200 ton/hr																		
Steam conditions:																				
Pressure	131 kg/cm <sup>2</sup>	81 kg/cm <sup>2</sup>																		
Temperature	541°C	505°C																		
Entropy	822.6 kcal/kg	812.2 kcal/kg																		
Steam temperature at boiler inlet	240°C	200°C																		
Entropy obtained by steam in boiler	582.6 kcal/kg	612.2 kcal/kg																		
Boiler efficiency	85%	85%																		
Price of natural gas	3.8 Baizas/1,000 kcal	3.8 Baizas/1,000 kcal																		
Fuel cost:	3.8 Baizas × $\frac{582.6 \times 1,000}{1,000 \text{ kcal} \times 0.85 \times 1,000}$ = 2.6046 R.O./ton	3.8 Baizas × $\frac{612.2 \times 1,000}{1,000 \text{ kcal} \times 0.85 \times 1,000}$ = 2.7369 R.O./ton																		
Fixed cost of boiler	0.1573 R.O./ton	0.1368 R.O./ton																		
Unit cost of steam production	<u>Total 2.7619 R.O./ton</u>	<u>Total 2.8737 R.O./ton</u>																		
Allocation of steam used:																				
On the condition that power plant and desalination plant be operated at the same plant factor.	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center; width: 33%;">131kg/cm<sup>2</sup></td> <td style="text-align: center; width: 33%;">3kg/cm<sup>2</sup></td> <td style="text-align: center; width: 33%;">720m/m HgV</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">541°C</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">822.6KCal/kg</td> <td style="text-align: center;">650KCal/kg</td> <td style="text-align: center;">494KCal/kg</td> </tr> </table> <div style="text-align: center; margin-top: 10px;"> </div>	131kg/cm <sup>2</sup>	3kg/cm <sup>2</sup>	720m/m HgV	541°C			822.6KCal/kg	650KCal/kg	494KCal/kg	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center; width: 33%;">81kg/cm<sup>2</sup></td> <td style="text-align: center; width: 33%;">3kg/cm<sup>2</sup></td> <td style="text-align: center; width: 33%;">720m/m Hg</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">505°C</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">812.2KCal/kg</td> <td style="text-align: center;">650KCal/kg</td> <td style="text-align: center;">494KCal/kg</td> </tr> </table> <div style="text-align: center; margin-top: 10px;"> </div>	81kg/cm <sup>2</sup>	3kg/cm <sup>2</sup>	720m/m Hg	505°C			812.2KCal/kg	650KCal/kg	494KCal/kg
131kg/cm <sup>2</sup>	3kg/cm <sup>2</sup>	720m/m HgV																		
541°C																				
822.6KCal/kg	650KCal/kg	494KCal/kg																		
81kg/cm <sup>2</sup>	3kg/cm <sup>2</sup>	720m/m Hg																		
505°C																				
812.2KCal/kg	650KCal/kg	494KCal/kg																		
Total calorie used by power plant and desalination plant	$(822.6 - 494) \times 1,000 \times 1,800 \text{ kcal/hr}$ = 591.5 million kcal/hr	$(812.2 - 494) \times 1,000 \times 1,200 \text{ kcal/hr}$ = 381.8 million kcal/hr																		
Calorie used by desalination	$(650 - 494) \times 1,000 \times 1,020 \text{ kcal/hr}$ = 159.1 million kcal/hr	$(650 - 494) \times 1,000 \times 1,020 \text{ kcal/hr}$ = 159.1 million kcal/hr																		
Calorie used by power plant	591.5 - 159.1 = 432.4 million kcal/hr	381.8 - 159.1 = 222.7 million kcal/hr																		
Steam production cost per ton:																				
Desalination plant	0.8408 R.O./ton	1.2773 R.O./ton																		
Power plant	2.8854 R.O./ton	1.7879 R.O./ton																		



Table 18.7 Construction cost converted to present worth (Desalination)

(Million R.O.)

Desalination plant	Total	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Performance ratio: 6							
1985 prices	58.0	5.5	18.8	17.4	10.5	5.0	0.8
Discount rate 8%	46.6	5.1	16.1	13.8	7.7	3.4	0.5
" 10%	44.4	5.0	15.5	13.1	7.2	3.1	0.5
" 12%	42.2	4.9	15.0	12.4	6.7	2.8	0.4
" 14%	40.2	4.8	14.5	11.7	6.2	2.6	0.4
Performance ratio: 8							
1985 prices	69.9	6.3	22.4	21.3	13.0	6.1	0.8
Discount rate 8%	56.1	5.8	19.2	16.9	9.6	4.1	0.5
" 10%	53.4	5.7	18.5	16.0	8.9	3.8	0.5
" 12%	50.9	5.6	17.9	15.1	8.3	3.5	0.5
" 14%	48.4	5.5	17.2	14.4	7.7	3.2	0.4
Performance ratio: 10							
1985 prices	83.2	7.3	26.3	25.6	15.7	7.4	0.9
Discount rate 8%	66.7	6.8	22.5	20.3	11.5	5.0	0.6
" 10%	63.3	6.6	21.7	19.2	10.7	4.6	0.5
" 12%	60.4	6.5	21.0	18.2	10.0	4.2	0.5
" 14%	57.4	6.4	20.2	17.3	9.3	3.8	0.4



Table 18.8 Present worth of annual costs including steam cost, power cost, chemical costs, personnel expenses, material costs and administration expenses (Desalination)

(Million R.O.)

Performance ratio	Grand total	4	5	6	7	8	9	10	1995-2010 (16 years)		Remarks	
		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	LPWCF	Total		
<b>Extraction turbine alternative</b>												
<b>6</b>												
1985 prices	305.0	5.5	7.7	10.6	11.9	13.1	14.4	15.1		241.6	Cumulative present worth conversion factor (CPWCF) for the period of 16 years from 1995 to 2010 is obtained by the following equation:  $\frac{(1+i)^{16} - 1}{i(1+i)^{16}} - \frac{1}{(1+i)^9}$ i: Discount rate	
Discount rate 8%	104.2	4.0	5.4	6.7	6.9	7.1	7.2		4.42789	66.9		
" 10%	83.1	3.8	4.9	6.0	6.1	6.1	6.1		3.31801	50.1		
" 12%	67.3	3.5	4.5	5.4	5.4	5.3	5.2		2.51489	38.0		
" 14%	55.0	3.3	4.1	4.8	4.7	4.6	4.4		1.92656	29.1		
<b>8</b>												
1985 prices	270.2	5.7	7.4	9.5	10.5	11.6	12.7	13.3		212.8		
Discount rate 8%	92.9	4.2	5.0	6.0	6.1	6.3	6.4		4.42789	58.9		
" 10%	74.2	3.9	4.6	5.4	5.4	5.4	5.4		3.31801	44.1		
" 12%	60.0	3.6	4.2	4.8	4.7	4.7	4.6		2.51489	33.4		
" 14%	49.3	3.4	3.8	4.3	4.2	4.1	3.9		1.92656	25.6		
<b>10</b>												
1985 prices	257.2	6.0	7.4	9.0	10.1	11.0	12.1	12.6		201.6		
Discount rate 8%	88.8	4.4	5.0	5.7	5.9	5.9	6.1		4.42789	55.8		
" 10%	71.0	4.1	4.6	5.1	5.2	5.1	5.1		3.31801	41.8		
" 12%	57.7	3.8	4.2	4.6	4.6	4.4	4.4		2.51489	31.7		
" 14%	47.4	3.6	3.8	4.1	4.0	3.9	3.7		1.92656	24.3		
<b>Back pressure turbine alternative</b>												
<b>6</b>												
1985 prices	391.4	5.5	9.5	13.7	15.3	16.9	18.5	19.5		312.0		
Discount rate 8%	132.7	4.0	6.5	8.6	8.9	9.1	9.3		4.42789	86.3		
" 10%	105.6	3.8	5.9	7.7	7.8	7.9	7.8		3.31801	64.7		
" 12%	85.2	3.5	5.4	6.9	6.9	6.8	6.7		2.51489	49.0		
" 14%	69.7	3.3	4.9	6.2	6.1	5.9	5.7		1.92656	37.6		
<b>8</b>												
1985 prices	334.9	5.7	8.5	11.8	13.1	14.4	15.8	16.6		265.6		
Discount rate 8%	114.2	4.2	5.8	7.4	7.6	7.8	7.9		4.42789	73.5		
" 10%	91.1	3.9	5.3	6.7	6.7	6.7	6.7		3.31801	55.1		
" 12%	73.5	3.6	4.8	6.0	5.9	5.8	5.7		2.51489	41.7		
" 14%	60.3	3.4	4.4	5.4	5.2	5.0	4.9		1.92656	32.0		
<b>10</b>												
1985 prices	309.9	6.0	8.3	10.8	12.1	13.3	14.6	15.3		244.8		
Discount rate 8%	106.1	4.4	5.6	6.8	7.1	7.2	7.3		4.42789	67.7		
" 10%	84.7	4.1	5.1	6.1	6.2	6.2	6.2		3.31801	50.8		
" 12%	68.7	3.8	4.7	5.5	5.5	5.4	5.3		2.51489	38.5		
" 14%	56.3	3.6	4.3	4.9	4.8	4.7	4.5		1.92656	29.5		



Table 18.9 Present worth of the total costs and Benefit/Cost ratio (Desalination)

(Million R.O.)

Performance ratio	Discount rate	Construction cost	Annual cost	Construction cost adjustment	Total	B/C ratio (Base: Performance ratio 8)
<u>Extraction turbine alternative</u>						
6	8%	46.6	104.2	-	150.8	1.012
	10%	44.4	83.1	-	127.5	0.999
	12%	42.2	67.3	-	109.5	0.987
	14%	40.2	55.0	-	95.2	0.974
8	8%	56.1	92.9	-	149.0	-
	10%	53.4	74.2	-	127.6	-
	12%	50.9	60.0	-	110.9	-
	14%	48.4	49.3	-	97.7	-
10	8%	66.7	88.8	-	155.5	1.044
	10%	63.3	71.0	-	134.3	1.053
	12%	60.4	57.7	-	118.1	1.065
	14%	57.4	47.4	-	104.8	1.073
<u>Back pressure turbine alternative</u> (Combined with Type-E power plant)						
6	8%	46.6	132.7	+2.3	181.6	1.066
	10%	44.4	105.6	+2.2	152.2	1.053
	12%	42.2	85.2	+2.1	129.5	1.033
	14%	40.2	69.7	+2.0	111.9	1.029
8	8%	56.1	114.2	-	170.3	-
	10%	53.4	91.1	-	144.5	-
	12%	50.9	73.5	-	124.4	-
	14%	48.4	60.3	-	108.7	-
10	8%	66.7	106.1	-1.4	171.4	1.006
	10%	63.3	84.7	-1.3	146.7	1.015
	12%	60.4	68.7	-1.3	127.8	1.027
	14%	57.4	56.3	-1.2	112.5	1.035
<u>(Combined with Type-F power plant)</u>						
6	8%	46.6	132.7	+2.6	181.9	1.068
	10%	44.4	105.6	+2.5	152.5	1.055
	12%	42.2	85.2	+2.4	129.8	1.043
	14%	40.2	69.7	+2.3	112.2	1.032
8	8%	56.1	114.2	-	170.3	-
	10%	53.4	91.1	-	144.5	-
	12%	50.9	73.5	-	124.4	-
	14%	48.4	60.3	-	108.7	-
10	8%	66.7	106.1	-1.6	171.2	1.005
	10%	63.3	84.7	-1.5	146.5	1.014
	12%	60.4	68.7	-1.4	127.7	1.027
	14%	57.4	56.3	-1.4	112.3	1.033

## 18.5 総合評価

### 18.5.1 基本的考察

フィジビリティStudyの目的は、原則的に言えば、最経済的なプロジェクトを策定することにある。従って、通常の場合、“費用最小目的”(least cost solution)を満足するプロジェクトが最適プロジェクトとして推奨される。

しかしながら、機器の運転実績が乏しかったり、需要形態に特殊事情がある場合には、これらの条件についても考察する必要がある。

海水淡水化プラントについては、MSF法よりもRO法の方が経済性の面では可成り有利であるが、RO方には二重目的プラントの実績がないこと、およびこれまでの大型プラントではMSF法の採用が圧倒的に多いことを考慮して、本プロジェクトではMSF法の採用を推奨した。また、18.4.4項に示すように、発電プラントのタービンが抽気タービンであっても背圧タービンであっても、造水比8の場合が最も有利なので、海水淡水化プラントについては、造水比8の採用を計画した。

需要形態についての特殊事情は電力の場合におけるものであり、この問題は供給の安定性乃至は信頼度につながる。経済性と供給信頼度への考慮を含めた本プロジェクトの総合評価は以下の通りである。

### 18.5.2 便益／費用比率および経済的内部収益率

抽気タービンを使用した場合と背圧タービンを使用した場合とで、発電プラントと海水淡水化プラントのそれぞれで消費する蒸気の生産単価が異なる。従って、異なる蒸気単価に基づいて行われた18.3項(発電部門)および18.4項(海水淡水化部門)の単独評価だけでは不十分であり、両プラントを組合せた総合評価が必要である。

発電プラント、海水淡水化プラントを合せた総費用の現価換算額およびType-F発電プラントと海水淡水化プラントの組合せを基準とした場合の便益／費用比率(B/C比率)は次の通りである(Table 18.10 参照)。



総費用現価換算額およびType-Fに対する費用節約額

(百万R0)

	割引率 8%		割引率 10%	
	総費用 (現価換算額)	Type-Fに対する 費用節約額	総費用 (現価換算額)	Type-Fに対する 費用節約額
Type-A	756.0	40.6	634.9	34.7
Type-B	758.9	37.7	636.6	33.0
Type-C	756.6	40.0	635.7	33.9
Type-D	758.1	38.5	633.1	36.5
Type-E	789.3	7.3	662.3	7.3
Type-F	796.6		669.6	

Type-Fの B/C 比率

	割引率 8%	割引率 10%
Type-Aに対して	0.949	0.948
Type-Bに対して	0.953	0.951
Type-Cに対して	0.950	0.949
Type-Dに対して	0.952	0.945
Type-Eに対して	0.991	0.989

(注) C : Type-Fの組合せの総費用現価額

B : その他の組合せの総費用現価額。この費用は、Type-Fの組合せを実施することによって支出されなくて済む費用なので、Type-Fの便益と見なされる。

上の表に示すように、割引率8%のときはType-A発電プラントと海水淡水化プラントの組合せが最も経済的であり、割引率10%のときはType-Dの組合せを採用する方が有利となる。因みに、Type-Aの組合せの経済的内部収益率は次の通りである (Fig.18.1参照)。

Type-Bの組合せに対して : 11.5%

Type-Dの組合せに対して : 8.9%

Type-Eの組合せに対して : ]

Type-Fの組合せに対して : ] 30%以上であり、算出の意味がない。

また、表に示されるように、経済性に最も劣るのは、単機容量の小さい背圧タービン発電機を使用するType-F発電プラントと海水淡水化プラントの組合せであり、この組合せは、割引率8%で計算すると、その他の組合せType-A,B,C,D等を採用した場合よりも5%以上の割高（1985年価格で約89百万RO、現価換算額で41百万RO）となる。

### 18.5.3 感度分析

感度分析は燃料価格が変動した場合について行うのが適当である。一般に、天然ガス価格は、長期的観点からは需要の増大に伴って石油の価格水準に近づくと考えられている。現在、オマーンの天然ガス価格は原油価格の1/2に設定されているので、感度分析は現行の天然ガス価格が2倍になったと仮定し、割引率を8%とした場合のType-F発電プラントと海水淡水化プラントの組合せを基準とする便益/費用比率が現行ガス価格を基準とした場合のそれに較べてどの程度変化するかを観察する。結果は次の通りである。

Combined Alternative-Fの B/C比率	現行ガス価格の場合	ガス価格が2倍となった場合
Type-Aの組合せに対して	0.949	0.962
Type-Bの組合せに対して	0.953	0.955
Type-Dの組合せに対して	0.952	0.956
Type-Eの組合せに対して	0.991	1.0005

すなわち、燃料費の上昇はType-Fの相対的な経済性をやや改善する結果となる。

### 18.5.4 供給安定性への配慮

経済性の面では、Type-A発電プラントと海水淡水化プラントの組合せが最も有利である。しかしながら、基底負荷供給用の単機容量120MWのタービン発電機を使用するType-Aにおいては、1～2月の最低負荷時に万一当該機器が脱落した場合、系統の全停を避けるため、周波数リレーによって部分的なload sheddingを行う必要がある。このような措置を必要とする期間は運開後数年間のことにすぎず、また脱落事故が年間最低負荷時に生ずる確率も極めて低いので、長期的な観点から経済性を第一義とする立場から見ればType-Aの採用が適当であろう。

しかしながら、電力供給事業にとっては供給の安定性確保も極めて重要なことである。Barka発電所は首都圏-Batinah 地方を含む連系電力系統の中で1990年代の主力発電所として機能すべき発電所であるから、運転の安全性と信頼性は特に強く要請される。従って、この観点から見れば、たとえ短時間であってもload sheddingの懸念を伴う発電所型式は望ましくなく、経済性は劣っても安全性と信頼度の高い発電所型式を採用するのが適当である。この点から見ると単機容量60MWの背圧タービン発電機を使用するType-Fの発電プラントは、運転保守が容易であり、供給の安全性、信頼度は最も高い。

最適プラントの選定は、経済性の面と供給安定性の面とを総合勘案して行わなければならない。このうち、各Type別の経済性の開きは本章に示した通りである。従って、Type-Aの採用に伴う load sheddingの確率とType-Fの採用に伴う経済性の犠牲の度合を総合考慮した上で、MEWによって最終的に Barka発電所の型式は決定されるべきである。

- 8.6 本報告書の発電所概念設計、工事費見積り、財務分析に用いた発電プラントの形式
- Barka 発電所の型式は MEWによって最終的に決定されることとなるが、本報告書における発電所の予備設計（第8章）、工事費見積り（第17章）、財務分析（第19章）は、第3次5ヶ年計画に計上される予算措置との関連を考慮し、最も投資額の大きいType-Fを採用した場合について行う。

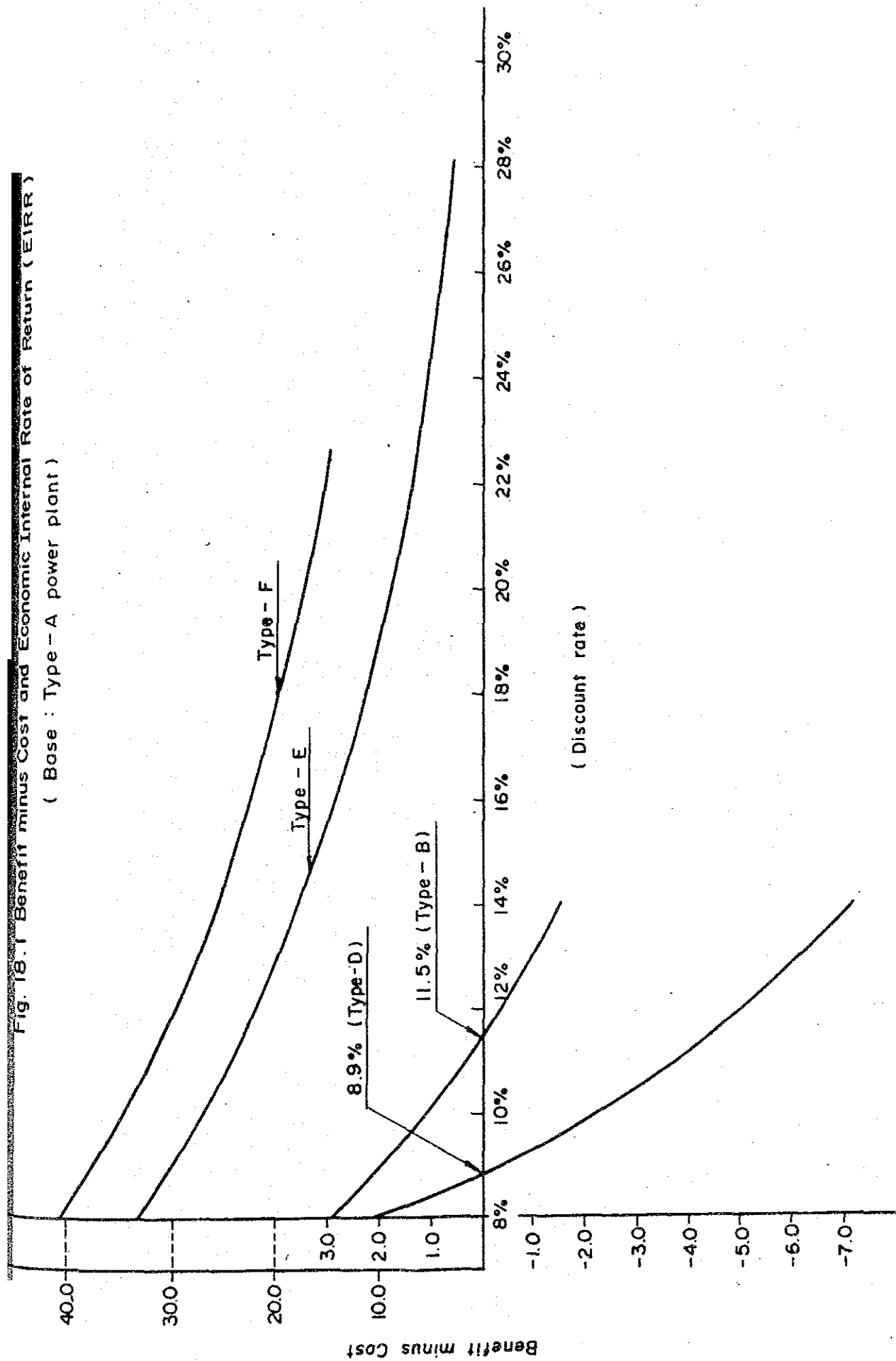
Table 18.10 Overall cost comparison and Benefit/Cost ratio (Power and desalination)

Turbine used	Combination of power plant and desalination plant	Discount rate	Total costs converted to present worth			B/C ratio (Base:Type-F power plant)
			Power plant	Desalination	Total	
Extraction turbine	Type-A	8%	607.0	149.0	756.0	0.949
		10%	507.3	127.6	634.9	0.948
		12%	431.1	110.9	542.0	
		14%	371.3	97.7	469.0	
Extraction turbine	Type-B	8%	609.9	149.0	758.9	0.953
		10%	509.0	127.6	636.6	0.951
		12%	430.7	110.9	541.6	
		14%	369.8	97.7	467.5	
Extraction turbine	Type-C	8%	607.6	149.0	756.6	0.950
		10%	508.1	127.6	635.7	0.949
		12%	431.8	110.9	542.7	
		14%	371.9	97.7	469.6	
	Type-D	8%	609.1	149.0	758.1	0.952
		10%	505.5	127.6	633.1	0.945
		12%	426.0	110.9	536.9	
		14%	364.1	97.7	461.8	
Back pressure turbine	Type-E	8%	619.0	170.3	789.3	0.991
		10%	517.8	144.5	662.3	0.989
		12%	439.2	124.4	563.6	
		14%	378.3	108.7	487.0	
Back pressure turbine	Type-F	8%	626.3	170.3	796.6	
		10%	525.1	144.5	669.6	
		12%	447.0	124.4	571.4	
		14%	386.0	108.7	494.7	

(Million R.O.)

Fig. 18.1 Benefit minus Cost and Economic Internal Rate of Return (EIRR)

( Base : Type - A power plant )





## 第 19 章 財 務 分 析





## 第19章 財務分析

### 19.1 前提条件および分析方法

第17章の冒頭に述べた理由により、財務分析はType-Fの発電所と海水淡水化プラントの組合せを採用した場合について行う。

財務分析の方法および順序は次の通りである。

- a) 最も普通と思われる資金の調達条件を仮定する。
- b) 電力部門、海水淡水化部門それぞれの営業費用を算定する。
- c) 電力および生産水の供給原価に基づいて、適当と思われる新しい電力料金、水道料金を算定する。
- d) 上記の新料金に基づいて営業収益を算定する。
- e) 以上に基づいて、調達資金の返済計画表、損益計算書、キャッシュ・フローを作成する。
- f) 上記の表に基づいて、収益率、純益率を算定し、プロジェクトの財務的効果を評価する。

なお、以上の財務分析は、本プロジェクト完成までの物価上昇は考慮するが、それ以降は全ての価格をコンスタントなものとして行う。また財務分析は、第18章の経済評価の場合と同様に、プラントの運転を2010年までとして行う。

### 19.2 資金調達、建中利子および総工事費

第17章で、内、外貨工事費の将来の価格上昇率を3%と想定したが、この想定のもとに年度展開される電力部門、海水淡水化部門それぞれの工事費は以下の通りである。

(百万円)

年度	電力部門			海水淡水化部門			合計		
	外貨	内貨	合計	外貨	内貨	合計	外貨	内貨	合計
1986	13.24	3.73	16.97	12.51	1.46	13.97	25.75	5.19	30.94
1987	56.63	10.42	67.05	32.16	12.76	44.92	88.79	23.18	111.97
1988	78.76	8.16	86.92	21.14	6.55	27.69	99.90	14.71	114.61
1989	63.28	3.65	66.93	12.78	1.90	14.68	76.06	5.55	81.61
1990	16.65	1.40	18.05	5.57	1.80	7.37	22.22	3.20	25.42
1991	6.85	1.35	8.20	0.67	0.55	1.22	7.52	1.90	9.42
合計	(688.33) 235.41	28.71	264.12	(248.04) 84.83	25.02	109.85	(936.37) 320.24	53.73	373.97

(注) 括弧内の数字は1,000US\$換算額である。

工事費の額が極めて大きいため、資金調達は複数の金融機関に依存することになると思われる。

オマーン国に対する外国政府による資金協力の事例としては金利5%という例があるが、各国輸出入銀行の適用金利は、高金利国の場合には9.3%、低金利国の場合には8.5%がガイド・ラインとされている。本プロジェクトの所要資金がどのような金融機関によって賄われるか不明であるが、一例として以下の調達条件を仮定する。

a) 外貨建て工事費の調達条件：

返済期間：工事完成後15年

総合金利：7.3% (輸銀ベース 8.5% × 2/3、二国間援助ベース 5% × 1/3

と仮定する)

b) 内貨建て工事費の調達条件：

返済期間：工事完成後10年

金利：8%（オマーン開発銀行の適用金利）

なお、本プロジェクトは政府の直営事業であるため、内貨工事費は政府予算で賄われ、実際には無金利と考えられるが、適正な原価主義料金を設定するため、国内資本の機会費用を反映するものとして、財務分析ではオマーン開発銀行の金利を適用する。

以上の調達条件を仮定すると、建中利子を含めた本プロジェクトの総工事費は次の通りとなる。

(百万RO)

区 分	項 目	工 事 費	建 中 利 子	総 工 事 費
電 力 部 門	外 貨	235.41	57.61	293.02
	内 貨	28.71	8.61	37.32
	合 計	264.12	66.22	330.34
海 水 淡 水 化 部 門	外 貨	84.83	23.93	108.76
	内 貨	25.02	7.68	32.70
	合 計	109.85	31.61	141.46
合 計	外 貨	320.24	81.54	401.78
	内 貨	53.73	16.29	70.02
	合 計	373.97	97.83	471.80

### 19.3 電力部門のDebt finance

#### 19.3.1 営業費用

##### (1) 運転維持費

統計的に、運転維持費は、工事費に対して汽力発電所の場合は4.0%、送電線は2.1%、変電所は2.9%である。従って、1985年価格の直接工事費の構成比に基づいて電力部門全体としての総合経費率を算出すると、次に示すように3.74%となる。

区 分	工事費 (百万R0)	構成比	加重平均経費率
発 電	171.12	81.8%	4.0%×0.818=3.27%
送 電	15.21	7.3%	2.1%×0.073=0.15%
変 電	22.86	10.9%	2.9%×0.109=0.32%
合 計	209.19	100%	3.74%

(注) 1985年価格の工事費は第17章に示されている。

本プロジェクト完成時の電力部門全体の工事費は264.12百万R0と見積もられるので、運転維持費は次の通りとなる。

$$264.12 \times 0.0374 = 9.88 \text{ 百万R0}$$

これを、本プロジェクトの年度出力に応じて、1988年20%、1989年50%、1990年80%、1991年以降 100%の割合で年度展開する。

(2) 一般管理費配賦額

一般管理費配賦額は、発電所、送電線、変電所の何れの場合も工事費に対して 0.5%である。従って、電力部門全体の当該費用は次の通りとなる。

$$264.12 \times 0.005 = 1.32 \text{ 百万R0}$$

この費用の年度展開も運転維持費のそれと同様とする。

(3) 燃料費

第18章の18.3.4(3)項に示したように、電力部門が負担する燃料費は次のように見積られる。

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
燃料費 (百万R0)	6.20	20.60	29.40	49.40	49.50	49.60	49.60	50.00

(3) 減価償却費

固定資産の償却年数は発電所、送電線、変電所とそれぞれ異なるが、計算の簡単化のため、全て20年とし、残存価格なしの定額法で償却するものとする。これら電力設備の建中利子を含めた総固定資産価額は330.34百万R0であるから、毎年の減価償却費は次の通りとなる。

$$330.34 \div 20 \text{ 年} = 16.52 \text{ 百万R0}$$

19.3.2 営業収益

(1) 送、配電ロスおよび販売電力量

第4章 4.3.1(3)項に述べたように、送配電ロス率は約15%と推定される。従って、第18章のTable 18.1(b) に示した送電端電力量から送配電ロスを差し引いた販売電力量は次の通りとなる。

(Gwh)

年 度	送電端電力量	送配電ロス	販売電力量
1988	488	73	415
1989	1,624	244	1,380
1990	2,745	412	2,333
1991	4,798	720	4,078
1992	4,952	743	4,209
1993	5,105	766	4,339
1994	5,258	789	4,469
1995	5,413	812	4,601
(20年平均)			4,536

## (2) 新電力料金の設定

電力料金は、適正利潤を含んだ供給原価に基づいて設定されるべきものであるということは一般に認められている原則である。

第4章に述べたように、本プロジェクトが完成する1991年における首都圏および Batinah 海岸地方の総電力需要は約1,300MW と想定されるが、これに対応する発電所群の中で Barka 発電所740MW は基底負荷および中間負荷を受け持つ発電所として、地域内総供給電力量の大部分を占めることとなる。また、Barka 発電所供給力の補完として Rusail (増設を含め498MW)以下のガスタービン発電所が運転される。従って、本プロジェクト完成以降の電力料金は、Barka 発電所およびガスタービン発電所の電力供給原価を考慮して設定するのが適当である。

### a) Barka 発電所の電力供給原価

発電、送電、変電を含む本プロジェクトの総括原価 (年度費用) は次の通りである。

項 目	内 訳	金額 (百万RO)
・ 運転維持費	19.3.1 (1)項	9.88
・ 一般管理費配賦額	19.3.1 (2)項	1.32
・ 燃 料 費	19.3.1 (3)項	50.00
・ 減価償却費	19.3.1 (4)項	16.52
	(資本回収系数)	
・ 外貨工事費の金利	$(235.41 \times 0.11188 \times 15年 - 235.41) \div 20年$	7.98
・ 内貨工事費の金利	$(28.71 \times 0.14903 \times 10年 - 28.71) \div 20年$	0.70
合計 (総括原価)		86.40

従って、1991～2010年までの年平均販売電力量4,536GWhで上記の総括原価を除せば、変電所出口における下記の供給原価が得られる。

$$86.40 \text{百万RO} \div 4.536 \text{GWh} = 19.05 \text{Baizas/KWh}$$

一般に、発電システムの全部または大部分が火力発電によって占められている場合には、電力供給原価の部門別構成比は次の通りである。

発 電	70%	} 計 100%
送、変電	10%	
配 電	20%	

従って、変電所出口における供給原価19.05 Baizas/KWhは、需要端においては次の供給原価となる。

$$19.05 \text{Baizas} \div 0.8 = 23.81 \text{Baizas/KWh}$$

#### b) ガスタービン発電所の電力供給原価

既存Rusailガスタービン発電所の発電原価については不明であるが、国際的な標準価格および適当と思われる条件を用いてガスタービン発電所の発電原価を算定すると次の通りとなる。

項 目	内 訳	金額 (百万RO)
kW当り固定費	120RO (350US\$/kW)	
減価償却費	120RO ÷ 耐用年数10年 (資本回収係数)	12.00
金利(7.3%、10年)	(120 × 0.14435 × 10 - 120) ÷ 10年	5.32
運転維持費	120RO × 4.56%	5.47
一般管理費配賦額		
小 計		22.79

第4章のTable 4.12と第18章のTable 18.1(b) を用い、系統全体の総合負荷率を将来の工業化を考え55%として計算すると、1991年以降ガスタービンのPlant factorは約21%、kW当り発電量は約1,840kWhとなる。従って、kWh 当りの固定費は次の通りとなる。

$$22.79RO \div 1,840kWh = 12.38Baizas/kWh$$

また、ガスタービン発電所の熱効率は26.8% (3,209KCal/kWh)前後であるのでkWh 当りの燃料費は次の通りとなる。

$$3.8Gaizas/10^3KCal \times 3,209KCal/kWh = 12.19Baizas/KWh$$

従って、kWh 当りの発電原価は次の通りとなる。

$$12.38 + 12.19 = 24.57Baizas/KWh$$

前述のように、総供給原価に占める発電部門の比率は70%、また送配電損失率は15%と推定されるので、需要端の供給原価は次の通りとなる。

$$\frac{24.57Baizas/KWh}{0.70 \times (1 - 0.15)} = 41.29Baizas/KWh$$

#### c) 新適用料金

電力の適用料金は全ての発電所、送変電設備、配電設備の費用をカバーするものでなければならない。

Table 4.12およびTable 18.1(b) を用い、55%の系統負荷率で計算すると、1991年においてBarka 発電所の供給電力量が全体の78%、その他発電所(主としてガスタービン)が残りの22%を供給することとなる。Barka 以後も、この供給比率は変わらないものと想定すると、原価主義に基づく総合電力料金は次の通りとなる。

$$23.81 \text{ Baizas/KWh} \times 0.78 = 18.57 \text{ Baizas/KWh}$$

$$41.29 \text{ Baizas/KWh} \times 0.22 = 9.08 \text{ Baizas/KWh}$$

$$\text{加重平均 } 27.65 \text{ Baizas/KWh}$$

$$\text{ラウンドした新適用料金} = 28.0 \text{ Baizas/KWh}$$

新電力料金は現行料金の40%増となるが、現行料金が1973年に施行されて以来、今日まで据置となっていることを考えれば、上記の値上げ率は年平均として見れば大きなものではない。

#### 19.4 海水淡水化部門のDebt finance

##### 19.4.1 営業費用

###### (1) 蒸気費 (燃料費)

蒸気費用は現行燃料価格に基づいて算定され、18.4.2(3)項に示すように、費用の年度展開は次の通りである。

年 度	金 額 (百万R0)
1989	2.40
1990	4.40
1991	6.70
1992	7.50
1993	8.30
1994	9.20
1995以降	9.70

###### (2) 電力費

第18章の経済評価では、予め海水淡水化プラントの型式を決定しないと発電プラントの型式が決められないため、計算の必要上、現行売電単価(20Baizas/KWh)を用いたが、財務分析では既にプラントTypeが決定しているので、Barka 発電所の送電端供給原価を用いて海水淡水化プラントの電力費を算定する。

送電および変電を含めたBarka プロジェクトの総括原価(年度費用)は、19.3.2(2)項に示すように86.40 百万R0であり、このうち発電所の占める割合は、1985年価格の工事費で按分すると次の通りとなる。

$$86.40 \text{ 百万R0} \times 171.12 / 209.19 = 70.68 \text{ 百万R0}$$



また、Barka 発電所がfull稼働となる1995年以降の送電端電力量は19.3.2(1)項に示すように、5,413GWhであるから、これに基づいて同発電所の送電端供給原価を算定すると次の通りとなる。

$$70.68 \text{ 百万RO} \div 5,413\text{GWh} = 13.06\text{Baizas/KWh}$$

海水淡水化プラントの年間水生産量は次の通りである。

$$180,000\text{m}^3/\text{日} \times 365\text{日} \times 0.85 = 55,845,000\text{m}^3$$

また、生産水1m<sup>3</sup> 当りの電力消費量は3.24kWh であるから、年間電力費は次の通りとなる。

$$13.06\text{Baizas/kWh} \times 3.24\text{kWh/m}^3 \times 55,845,000 = 2.36\text{百万RO}$$

これを年間水生産量に従って年度展開すると次のようになる。

年 度	金 額 (百万RO)
1989	1.12
1990	1.30
1991	1.62
1992	1.83
1993	2.03
1994	2.24
1995以降	2.36

### (3) 薬品費

使用薬品の種類および年間費用は18.4.2(5)項に示されている。すなわち、

年 度	金 額 (百万RO)
1989	1.10
1990	1.30
1991	1.60
1992	1.80
1993	2.00
1994	2.20
1995以降	2.30

(4) 人件費、一般管理費、保守用資材費

工事費に対して、人件費は0.42%、保守用資材費と一般管理費は各々 0.5%である。第18章の経済評価では、海水淡水化プラントのみについての人件費、管理費、保守用資材費を用いたが、財務分析では生産水送水設備のそれも含めなければならない。海水淡水化部門全体の工事費は109.85百万R0であるから、人件費、一般管理費および保守用資材費は次のようになる。

$$109.85 \text{ 百万R0} \times 0.0142 = 1.56 \text{ 百万R0}$$

これをプラントの設備増強テンポに従って年度展開すると次のようになる。

年 度	金 額 (百万R0)
1989	0.78
1990	1.25
1991 以降	1.56

(5) 減価償却費

プラント設備と送水設備は耐用年数は異なるが、一律に20年間で減価償却するものとする。償却方法は、残存価格なしの定額法を用いる。従って、年間償却額は次の通りとなる。

$$141.46 \text{ 百万R0} \div 20 \text{ 年間} = 7.07 \text{ 百万R0}$$

## 19.4.2 営業収益

(1) 送水ロスおよび年間水販売量

過去の実績記録を見ると送水ロス率は年によって極めて変動が大きく、1979年までは20%前後、1980～1983年は30%をやや上回っている。今後、送水管の保守が順調に行われることを前提とし、Barka 海水淡水化プラントの運開後の送水ロス率を、計量されない消費量も含めて20%と想定する。

従って、18.4.2(2)項に示した年間水生産量に基づいて Barkaプラント生産水の年間販売量は次のように想定される。

年 度	生 産 量 (m <sup>3</sup> )	販 売 量 (m <sup>3</sup> )
1989	26,383,000	21,106,400
1990	30,754,000	24,603,200
1991	38,357,000	30,685,600
1992	43,204,000	34,563,200
1993	48,052,000	38,441,600
1994	52,899,000	42,319,200
1995以降	55,845,000	44,676,000
(20年平均)		43,041,000

(2) 新水道料金の設定

a) Barka 海水淡水化プラントの生産水供給原価

Barka 海水淡水化プラントおよび送水設備の総括原価（年度費用）は次の通りである。

項 目	内 容	金 額 (百万RO)
蒸 気 費	19.4.1(1)項	9.70
電 力 費	19.4.1(2)項	2.36
薬 品 費	19.4.1(3)項	2.30
人件費、管理費、保守用資材費	19.4.1(4)項	1.56
減価償却費	19.4.1(5)項 (資本回収係数)	7.07
外債工事費の金利	$(84.83 \times 0.11188 \times 15年 - 84.83) \div 20年$	2.88
内債工事費の金利	$(25.02 \times 0.14903 \times 10年 - 25.02) \div 20年$	0.61
合 計 (総括原価)		26.48

従って、販売量1m<sup>3</sup> 当りの送水管出口における供給原価は次の通りとなる。

$$26.48 \text{百万RO} \div 43,041,000 \text{m}^3 = 615 \text{Baizas/m}^3$$

送水管から分岐する市内配水管の費用を生産水総供給原価の10%前後と想定すると、需要端における供給原価は次の通りとなる。

$$615 \text{ Baizas/m}^3 \div 0.9 = 683 \text{ Baizas/m}^3 (3.1 \text{ Baizas/gallon})$$

b) 新適用料金

現行水道料金は、家庭用 2 Baizas/gallon、商工業用 3 Baizas/gallonであるが、家庭用、商工業用の水消費量の割合が不明なので、平均水販売単価は算出で

きない。

Barka 海水淡水化プラント完成後の首都圏の水供給設備能力は、井戸22,000m<sup>3</sup> /日、Ghubrah 海水淡水化プラント98,000m<sup>3</sup> /日、Barka 海水淡水化プラント 180,000m<sup>3</sup> /日、計300,000m<sup>3</sup> /日となり、Barka の占める割合は全体の60% である。

Ghubrah 海水淡水化プラントの生産水の供給原価は不明であるが、Barka プラントの出口における供給原価を基として Ghubrah の生産水供給原価を推定すると次の通りとなる。

$$683\text{Baizas}/\text{m}^3 \times \text{Barkaプラント出口工事費 } 60.68\text{百万RO} / \text{総直接工事費 } 88.04 \text{ 百万RO} = 471\text{Baizas}/\text{m}^3$$

従って、Barka および Ghubrah を総合した生産水供給原価は次の通りとなる。

$$(683 \times 0.6) + (471 \times 0.4) = 598\text{Baizas}/\text{m}^3 (2.7 \text{ Baizas} / \text{gallon})$$

従って、原価主義に基いて将来の水道料金は総合平均 2.7 Baizas /gallon (598 Baizas /m<sup>3</sup>) となるように、現行の家庭用、商工業用料金を調整し、施行することが適当と思われる。

## 19.5 財務分析の結果

営業収益および営業費用に関する以上の諸数値と、資金調達に関する19.2項の条件に基づいて、以下の表が作成された。

Table 19-1 資金調達および返済計画

Table 19-2 営業収益明細表

Table 19-3 営業費用明細表

Table 19-4 損益計算書

Table 19-5 キャッシュ・フロー

これらの表によって得られた分析結果は次の通りである。

### 19.5.1 損益計算

損益計算の結果は、1994年までは若干の赤字を生ずるが、1995年以降は黒字に転じ、2010年までに累積される純利益は合計279.57百万ROに達する。

### 19.5.2 キャッシュ・フローの収支バランス

キャッシュ・フローの年度バランスは、工事期間中の建中利子のため、1999年まで赤字が続き、累積赤字は2000年より黒字に転ずる。

### 19.5.3 収益率

稼働固定資産に対して営業利益が年平均何パーセントに当たるかを収益率(Rate of return)という。収益率の中味は、資本に対する報酬(金利)と企業の経営努力に対する報酬(純利益)から成る。

本プロジェクトの収益率は次の通りである。

プロジェクト完成後最初の10年間：

$$225.10 \text{百万RO} / 3,707.18 = 6.1 \%$$

プロジェクトの耐用年数期間20年間：

$$523.10 \text{百万RO} / 4,481.89 = 11.7 \%$$

### 19.5.4 純益率

純益率は稼働固定資産に対する純利益の比率をいう。本プロジェクトの純益率は次の通りである。

プロジェクト完成後最初の10年間：

$$27.91 \text{百万RO} / 3,707.18 = 0.75 \%$$

プロジェクトの耐用年数期間20年間：

$$279.57 \text{百万RO} / 4,481.89 = 6.2 \%$$

### 19.5.5 結 論

純益率について普遍的な基準はないが、米、英、仏、日本等の工業国や、タイ、ヨルダン等の発展途上国の例を見ると、企業全体としての純益率は概ね 2～ 4.4% の範囲にある。

従って、純益率 6.2% は、原価主義に基づいて設定される電力、水道の新しい料金単価のもとで運営される限り、本プロジェクトは極めてフィージブルであると結論される。



Table 19.1 Procurement of funds and repayment schedule  
(Electric power and desalination)

(Million R.O.)

No.	Year	Funds procurement (Construction cost)			Repayment schedule								Remarks		
		Foreign currency	Local currency	Total	Foreign currency			Local currency							
					Interest	Principal	Total	Out- standing balance	Interest	Principal	Total	Out- standing balance			
	1986	25.75	5.19	30.94	(0.88)					(0.21)					Capital recovery factor:  - Foreign currency (interest rate of 7.3% and repayment period of 15 years):  0.11188  - Local currency (interest rate of 8% and repayment period of 10 years):  0.14903
	1987	88.79	23.18	111.97	(5.12)					(1.35)					
	1988	99.90	14.71	114.61	(12.00)					(2.85)					
	1989	76.06	5.55	81.61	(18.43)					(3.67)					
	1990	22.22	3.20	25.42	(22.01)					(4.01)					
	1991	7.52	1.90	9.42	(23.10)				320.24	(4.20)			53.73		
1	1992				23.38	12.45	35.83	307.79	4.30	3.71	8.01	50.02			
2	1993				22.47	13.36	35.83	294.43	4.00	4.01	8.01	46.01			
3	1994				21.49	14.34	35.83	280.09	3.68	4.33	8.01	41.68			
4	1995				20.45	15.38	35.83	264.71	3.33	4.68	8.01	37.00			
5	1996				19.32	16.51	35.83	248.20	2.96	5.05	8.01	31.95			
6	1997				18.12	17.71	35.83	230.49	2.56	5.45	8.01	26.50			
7	1998				16.83	19.00	35.83	211.49	2.12	5.89	8.01	20.61			
8	1999				15.44	20.39	35.83	191.10	1.65	6.36	8.01	14.25			
9	2000				13.95	21.88	35.83	169.22	1.14	6.87	8.01	7.38			
10	1				12.35	23.48	35.83	145.74	0.60	7.38	7.93	0			
11	2				10.64	25.19	35.83	120.55							
12	3				8.80	27.03	35.83	93.52							
13	4				6.83	29.00	35.83	64.52							
14	5				4.71	31.12	35.83	33.40							
15	6				2.41	33.40	35.81	0							
	Total	320.24	53.73	373.97	217.19	320.24	537.43		26.34	53.73	80.07				

Note: Figures in parentheses are interest during construction.





Table 19.2 Details of operating revenues  
(Electric power and desalination)

(Million R.O.)

No.	Year	Electric power			Desalination		
		Energy sold (GWh) (A)	Unit price (Baizas/kWh) (B)	Revenues (A)x(B) x 0.8	Water sold (1,000 m3) (A)'	Unit price (Baizas/m3) (B)'	Revenues (A)'x(B)' x0.9
	1988	415	28.0	9.30	-	-	-
	1989	1,380	"	30.91	21,106	598	11.36
	1990	2,333	"	52.26	24,603	"	13.24
1	1991	4,078	"	91.35	30,686	"	16.52
2	1992	4,209	"	94.28	34,563	"	18.60
3	1993	4,339	"	97.19	38,442	"	20.69
4	1994	4,469	"	100.11	42,319	"	22.78
5	1995	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
6	1996	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
7	1997	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
8	1998	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
9	1999	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
10	2000	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
11	1	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
12	2	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
13	3	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
14	4	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
15	5	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
16	6	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
17	7	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
18	8	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
19	9	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
20	2010	4,601	"	103.06	44,676	"	24.04
	Total	94,839	28.0	2,124.36	906,535	598	487.83



Table 19.3 Details of operating expenses  
(Electric power and desalination)

(Million R.O.)

No.	Year	Electric power sector					Desalination sector						Fixed assets account			
		Operation and maintenance	Adminis-tration cost	Fuel cost	Depreci-ation	Total	Steam cost	Power cost	Chemicals cost	Personnel Adminis-tration Materials	Depreci-ation	Total	Fixed assets account		Fixed assets	
													Yearly	Accumu-lated	Book Value	Outstanding balance
														(A)	(B)	(B)-(A)
	1988	2.47	0.33	6.20	4.13	13.13	-	-	-	-	-	-	4.13	4.13	82.59	78.46
	1989	4.94	0.66	20.60	8.26	34.46	2.40	1.12	1.10	0.78	3.54	8.94	11.80	15.93	235.91	219.98
	1990	7.90	1.06	29.40	13.22	51.58	4.40	1.30	1.30	1.25	4.95	13.20	18.17	34.10	363.29	329.19
1	1991	9.88	1.32	49.40	16.52	77.12	6.70	1.62	1.60	1.56	7.07	18.55	23.59	57.69	471.80	414.11
2	1992	9.88	1.32	49.50	16.52	77.22	7.50	1.83	1.80	1.56	7.07	19.76	23.59	81.28		390.52
3	1993	9.88	1.32	49.60	16.52	77.32	8.30	2.03	2.00	1.56	7.07	20.96	23.59	104.87		366.93
4	1994	9.88	1.32	49.60	16.52	77.32	9.20	2.24	2.20	1.56	7.07	22.27	23.59	128.46		343.34
5	1995	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	152.05		319.75
6	1996	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	175.64		296.16
7	1997	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	199.23		272.57
8	1998	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	222.82		248.98
9	1999	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	246.41		225.39
10	2000	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	270.00		201.80
11	1	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	293.59		178.21
12	2	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	317.18		154.62
13	3	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	340.77		131.03
14	4	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	364.36		107.44
15	5	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	387.95		83.85
16	6	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	411.54		60.26
17	7	9.88	1.32	50.00	16.52	77.72	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	23.59	435.13		36.67
18	8	9.88	1.32	50.00	12.39	73.59	9.70	2.36	2.30	1.56	7.07	22.99	19.46	454.59		17.21
19	9	9.88	1.32	50.00	8.26	69.46	9.70	2.36	2.30	1.56	3.53	19.45	11.79	466.38		5.42
20	2010	9.88	1.32	50.00	3.24	64.44	9.70	2.36	2.30	1.56	2.18	18.10	5.42	471.80		0
	Total	212.91	28.45	1,054.30	330.34	1,626.00	193.70	47.90	46.80	33.23	141.46	463.09	471.80	-		4,481.89

Note: Annual disbursement of fixed assets is as follows:

(Million R.O.)

	1988	1989	1990	1991
Power	82.59	165.17	264.27	330.34
Desalination	-	70.74	99.02	141.46
Total	82.59	235.91	363.29	471.80

Table 19.4 Profit and loss statement  
(Electric power and desalination)

(Million R.O.)

No.	Year	Operating revenues			Operating expenses			Operating income	Financial expenses			Net income
		Power	Desalination	Total	Power	Desalination	Total		Foreign currency	Local currency	Total	
	1988	9.30	-	9.30	13.13	-	13.13	-3.83				-3.83
	1989	30.91	11.36	42.27	34.46	8.94	43.40	-1.13				-1.13
	1990	52.26	13.24	65.50	51.58	13.20	64.78	0.72				0.72
1	1991	91.35	16.52	107.87	77.12	18.55	95.67	12.20				12.20
2	1992	94.28	18.60	112.88	77.22	19.76	96.98	15.90	23.38	4.30	27.68	-11.78
3	1993	97.19	20.69	117.88	77.32	20.96	98.28	19.60	22.47	4.00	26.47	-6.87
4	1994	100.11	22.78	122.89	77.32	22.27	99.59	23.30	21.49	3.68	25.17	-1.87
5	1995	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	20.45	3.33	23.78	2.61
6	1996	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	19.32	2.96	22.28	4.11
7	1997	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	18.12	2.56	20.68	5.71
8	1998	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	16.83	2.12	18.95	7.44
9	1999	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	15.44	1.65	17.09	9.30
10	2000	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	13.95	1.14	15.09	11.30
11	1	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	12.35	0.60	12.95	13.44
12	2	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	10.64		10.64	15.75
13	3	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	8.80		8.80	17.59
14	4	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	6.83		6.83	19.56
15	5	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	4.71		4.71	21.68
16	6	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39	2.41		2.41	23.98
17	7	103.06	24.04	127.10	77.72	22.99	100.71	26.39				26.39
18	8	103.06	24.04	127.10	73.59	22.99	96.58	30.52				30.52
19	9	103.06	24.04	127.10	69.46	19.45	88.91	38.19				38.19
20	2010	103.06	24.04	127.10	64.44	18.10	82.54	44.56				44.56
	Total	2,124.36	487.83	2,612.19	1,626.00	463.09	2,089.09	523.10	217.19	26.34	243.53	279.57

Table 19.5 Cash flow sheet  
(Electric power and desalination)

(Million R.O.)

No.	Year	Cash inflow				Cash outflow					Balance	
		Funds procure- ment	Net income	Depreci- ation	Total	Construc- tion	Repayment of principal		Interest during construc- tion	Total	Yearly	Accumu- lated
							Foreign currency	Local currency				
	1986	30.94			30.94	30.94			1.09	32.03	-1.09	-1.09
	1987	111.97			111.97	111.97			6.47	118.44	-6.47	-7.56
	1988	114.61	-3.83	4.13	114.91	114.61			14.85	129.46	-14.55	-22.11
	1989	81.61	-1.13	11.80	92.28	81.61			22.10	103.71	-11.43	-33.54
	1990	25.42	0.72	18.17	44.31	25.42			26.02	51.44	-7.13	-40.67
1	1991	9.42	12.20	23.59	45.21	9.42			27.30	36.72	8.49	-32.18
2	1992		-11.78	23.59	11.81		12.45	3.71		16.16	-4.35	-36.53
3	1993		-6.87	23.59	16.72		13.36	4.01		17.37	-0.65	-37.18
4	1994		1.87	23.59	21.72		14.34	4.33		18.67	3.05	-34.13
5	1995		2.61	23.59	26.20		15.38	4.68		20.06	6.14	-27.99
6	1996		4.11	23.59	27.70		16.51	5.05		21.56	6.14	-21.85
7	1997		5.71	23.59	29.30		17.71	5.45		23.16	6.14	-15.71
8	1998		7.44	23.59	31.03		19.00	5.89		24.89	6.14	-9.57
9	1999		9.30	23.59	32.89		20.39	6.36		26.75	6.14	-3.43
10	2000		11.30	23.59	34.89		21.88	6.87		28.75	6.14	2.71
11	1		13.44	23.59	37.03		23.48	7.38		30.86	6.17	8.88
12	2		15.75	23.59	39.34		25.19			25.19	14.15	23.03
13	3		17.59	23.59	41.18		27.03			27.03	14.15	37.18
14	4		19.56	23.59	43.15		29.00			29.00	14.15	51.33
15	5		21.68	23.59	45.27		31.12			31.12	14.15	65.48
16	6		23.98	23.59	47.57		33.40			33.40	14.17	79.65
17	7		26.39	23.59	49.98						49.98	129.63
18	8		30.52	19.46	49.98						49.98	179.61
19	9		38.19	11.79	49.98						49.98	229.59
20	10		44.56	5.42	49.98						49.98	279.57
	Total	373.97	279.57	471.80	1,125.34	373.97	320.24	53.73	97.83	845.77	279.57	



## ANNEX 1. 海水水質および底質分析結果





Table I Result of Sea-Water Quality Analysis (1)

Item	Sampling Station Sampling Date Unit	⑧				⑦
		Feb. 6				Feb. 3
Sampling Depth	m	1.0	3.0	5.0	8.0	3.5
Temperature	°C	24.3	24.2	24.1	24.1	—
Turbidity		2.2	1.4	1.4	2.1	0.5
pH	—	8.1 <sub>3</sub>	8.1 <sub>7</sub>	8.1 <sub>6</sub>	8.1 <sub>7</sub>	8.1 <sub>6</sub>
Electric Conductivity	mS	56.0	56.1	56.0	56.2	55.5
Acid Consumption (Alkalinity)	mgCaCO <sub>3</sub> /l	116	116	116	116	116
Total Hardness	mgCaCO <sub>3</sub> /l	6,740	6,760	6,760	6,770	6,710
Suspended Matter(SS)	mg/l	1.8	1.2	0.8	2.0	< 0.5
TDS(110°C)	mg/l	39,600	39,600	39,700	39,700	39,400
TDS(480°C)	mg/l	35,600	35,500	35,700	35,500	35,200
COD <sub>Mn</sub>	mg/l	1.3	1.1	0.9	0.8	0.8
COD <sub>OH</sub>	mg/l	0.2	0.1	0.2	0.3	0.1
TOC	mgC/l	0.8	0.8	0.7	0.6	0.7
Cl	‰	20.44	20.42	20.50	20.50	20.36
SO <sub>4</sub>	mg/l	2,940	2,920	2,950	2,950	2,930
NH <sub>4</sub> -N	μg-at/l	2.4	2.7	2.9	3.0	4.9
NO <sub>2</sub> -N	μg-at/l	< 0.05	0.06	< 0.05	< 0.05	0.06
NO <sub>3</sub> -N	μg-at/l	0.07	< 0.05	0.06	0.07	0.13
T-N	μg-at/l	16.7	15.6	15.8	14.5	16.1
PO <sub>4</sub> -P	μg-at/l	0.53	0.56	0.63	0.64	0.83
T-P	μg-at/l	1.10	1.08	1.16	1.19	1.14
SiO <sub>4</sub> -Si	μg-at/l	5.0	4.8	4.5	3.7	4.2
Na	mg/l	10,700	11,700	12,300	12,400	12,100
Ca	mg/l	433	431	425	423	425
Mg	mg/l	1,370	1,380	1,380	1,390	1,370

Note: Number of sampling station above shows in Fig. 6.4.

Table 1 Result of Sea-Water Quality Analysis (2)

Item	Sampling Station Sampling Date Unit	⑤			②
		Feb. 3			Feb. 3
Sampling Depth	m	1.0	3.0	5.0	1.5
Temperature	℃	24.4	24.3	24.2	—
Turbidity	度	< 0.5	< 0.5	< 0.5	0.9
pH	—	8.1 <sub>6</sub>	8.1 <sub>6</sub>	8.1 <sub>7</sub>	8.1 <sub>6</sub>
Electric Conductivity	mS	55.8	55.4	55.9	55.8
Acid Consumption (Alkalinity)	mgCaCO <sub>3</sub> /l	116	116	116	116
Total Hardness	mgCaCO <sub>3</sub> /l	6,730	6,720	6,740	6,740
Suspended Matter (SS)	mg/l	< 0.5	< 0.5	0.6	0.6
TDS(110℃)	mg/l	39,200	39,400	39,300	39,200
TDS(480℃)	mg/l	35,200	35,100	35,200	35,200
COD <sub>Mn</sub>	mg/l	0.9	0.6	0.9	0.9
COD <sub>Cr</sub>	mg/l	0.2	0.1	0.1	0.2
TOC	mgC/l	0.7	0.7	0.9	1.0
Cl	%	20.36	20.37	20.35	20.42
SO <sub>4</sub>	mg/l	2,930	2,930	2,930	2,940
NH <sub>4</sub> -N	μg-at/l	2.5	2.9	4.3	2.7
NO <sub>2</sub> -N	μg-at/l	0.06	0.06	0.06	< 0.05
NO <sub>3</sub> -N	μg-at/l	0.13	0.11	0.11	0.06
T-N	μg-at/l	13.4	13.6	16.7	16.1
PO <sub>4</sub> -P	μg-at/l	0.63	0.70	0.82	0.63
T-P	μg-at/l	1.07	1.08	1.21	1.12
SiO <sub>4</sub> -Si	μg-at/l	4.2	4.3	4.6	4.6
Na	mg/l	10,700	10,500	10,500	10,500
Ca	mg/l	421	423	427	421
Mg	mg/l	1,380	1,380	1,380	1,380

Table 2 Result of Sea Bottom Soil Analysis

Item		Sampling Station	①	④	⑧	⑪
		Sampling Date	Feb. 3	Feb. 3	Feb. 3	Feb. 3
Unit						
Appearance		—	Shell in Sand	Sand	Shell in Sand	Shell in Sand
Odor		—	Non	Non	Non	Non
Color Specification		—	Dark Olive Gray	Dark Green Gray	Olive Black	Olive Black
Water Contain Ratio		Wet	21.4	24.6	20.9	17.2
Ignition Loss		Dry	7.4	7.3	5.8	3.7
COD		Dry	1.2	0.3	2.1	1.8
Sulfide	Free Sulfide	Dry	< 0.02	< 0.02	< 0.02	0.02
	Total Sulfide	Dry	< 0.02	< 0.02	< 0.02	0.04
Specific gravity		—	2.82	2.79	2.77	2.79
Size and Soil Structure	Conglomerate 2.0mm 以上	%	0.5	0.5	5.5	19.0
	Co Sand 2.0 ~ 0.42mm	%	0.5	5.5	27.5	64.0
	Fine Sand 0.42 ~ 0.074mm	%	94.0	70.5	55.5	13.0
	Silt 0.074 ~ 0.005mm	%	5.0	20.5	9.5	4.0
	Clay, Colloidal Matter 0.005mm and less	%		3.0	2.0	
Particle Size Distribution	60%	mm	0.120	0.105	0.30	1.15
	30%	mm	0.092	0.080	0.110	0.58
	10%	mm	0.078	0.044	0.067	0.22
	50%	mm	0.110	0.095	0.21	0.90
Uniformity Coefficient		—	1.5	2.4	4.5	5.2
Curnature Coefficient		—	0.9	1.4	0.6	1.3

Note: Number of sampling station above shows in Fig. 6.4.



## ANNEX 2. 自 然 条 件

### 2.1 気 象 記 録

### 2.2 Ghubrah 発電所における海水温度



ANNEX 2.1

2.1 RECORDED CLIMATE SUMMARY

Observer : Directorate General of Meteorology,  
Ministry of Communication

Station : Mina Ouboos Buoy No. 1  
Lat. 23°41'N, Long. 58°33'E

Period : March 1983 - October 1983, 8 months  
January 1984 - April 1984, 4 months

SULTANATE OF OMAN  
 Directorate General of Meteorology  
 Ministry of Communication  
 CLIMATE SUMMARY

STATION: MINA QABOOS BUOY NO. 1  
 MONTH: MARCH 1981

LAT: 23° 41' N  
 LONG: 58° 31' E

\* ALL VALUES BASED ON 8 SYNOPTIC HOURS.

DATE	Air Temperature (°C)			Sea Temp (°C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir/Spd km)		Hl Mean (Meters)		Hl Sig (H)		Hl max		T Sig		T mean		
	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	max	min	mean	Prev.	Max	max	min	mean	max	min	max	min	max	min	max	min
1	20.7	18.4	19.4	23.0	22.8	22.9	67	59	62	31519	30027					22	1.8					
2	21.1	19.2	20.0	22.9	22.7	22.8	73	53	60	31515	29521					2.4	1.8					
3	21.1	20.3	20.8	23.0	22.7	22.9	70	59	65	31507	32512					2.0	0.9					
4	23.3	20.5	21.8	23.5	23.0	23.2	84	76	80	09011	11021					1.8	1.1					
5	22.8	21.7	22.4	23.1	22.6	22.9	90	75	84	13514	11027					2.3	1.5					
6	23.8	22.1	22.8	22.9	22.2	22.5	100	86	92	13515	11027					2.6	1.6					
7	23.9	22.3	22.6	22.7	22.1	22.5	100	69	85	27013	27520					2.7	1.3					
8	22.2	20.6	21.3	22.8	22.5	22.7	76	62	68	31513	31017					1.6	1.3					
9	23.5	21.3	22.3	22.9	22.6	22.8	74	57	66	27008	32014					1.2	0.8					
10	23.8	22.7	23.2	23.0	22.7	22.8	70	51	61	27008	32016					1.8	1.2					
11	23.4	22.0	22.4	23.1	22.6	22.8	80	49	68	13506	32511					1.6	1.0					
12	23.1	22.1	22.5	22.9	22.6	22.7	99	59	71	11511	32516					1.6	1.1					
13	23.3	21.9	22.6	23.6	22.8	23.1	92	62	80	04505	09510					1.2	0.7					
14	22.9	22.4	22.5	23.6	22.9	23.2	92	84	88	27005	32011					0.8	0.7					
15	23.7	22.3	23.1	24.0	23.1	23.5	96	73	88	27008	29515					1.4	0.7					
16	23.5	22.4	22.9	24.0	23.0	23.4	100	76	89	04504	02509					0.9	0.7					
17	23.7	22.8	23.2	24.1	23.1	23.5	100	95	99	36002	24510					0.6	0.5					
18	23.3	21.5	22.7	23.5	22.8	23.3	100	61	72	31518	30023					2.8	1.7					
19	21.4	20.6	21.1	23.1	22.6	22.9	71	66	69	31514	29025					2.7	1.5					
20	22.6	21.3	22.1	23.8	22.8	23.2	71	49	61	27006	25511					0.7	0.6					
21	23.2	21.9	22.6	24.1	23.1	23.5	82	58	70	31505	12017					1.2	0.8					
22	23.7	22.3	23.2	24.3	23.2	23.7	100	78	92	09011	10514					1.3	0.7					
23	24.5	22.8	23.7	23.9	23.2	23.5	100	79	97	09012	11520					2.3	1.2					
24	23.7	22.2	23.1	22.9	22.4	22.8	100	52	71	21517	30025					2.3	1.8					
25	21.4	20.7	21.1	23.1	22.7	22.9	73	60	64	27008	31020					2.6	1.2					
26	23.3	21.2	22.5	23.9	22.8	23.2	72	44	62	09011	07013					1.1	0.7					
27	23.4	22.3	22.8	24.0	22.9	23.1	66	46	60	16005	04509					0.9	0.6					
28	25.1	23.1	23.9	24.6	23.0	23.6	74	47	60	13510	12512					1.1	0.6					
29	25.9	23.7	24.7	23.6	23.1	23.2	91	56	73	09011	09014					1.2	0.7					
30	24.4	21.6	22.6	23.8	22.6	23.1	96	74	87	13512	13023					2.0	1.2					
31	22.9	21.0	22.1	22.8	22.6	22.7	98	72	88	13510	12516					1.2	1.0					
Mean	23.1	21.7	22.4	23.4	22.8	23.1	86	64	75	31513						1.7	1.1					
Max.	25.9	23.7	24.2	24.6	23.3	23.7	100	95	99		11027					2.6	1.8					
Min.	20.7	18.4	19.4	22.7	22.1	22.5	66	43	60													



SULTANATE OF OMAN  
Directorate General of Meteorology  
Ministry of Communication

\* ALL VALUES BASED ON 5 SYNOPTIC HOURS.

LAT: 23°41'N  
LONG: 58°33'E

STATION: MINA QABOOS (BUOY NO. 1)

MONTH: APRIL 1983

CLIMATE SUMMARY

DATE	Air Temperature (°C)			Sea Temp (°C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir/Speed kph)			H Mean (Meters)			H Sig (M)		T Sig		T mean		
	Max.	Min.	Mean	Max.	Min.	Mean	max	min	mean	Prov.	Max.	max	min	mean	max	mean	max	mean	max	min	mean	
1	23.5	21.7	22.8	23.6	22.6	23.1	81	72	80	22506	11013											
2	25.9	22.4	23.9	25.2	22.7	23.7	92	61	77	27007	26512											
3																						
4																						
5	23.6	22.1	23.0	23.7	23.6	23.7	100	84	94	09014	11019											
6	23.3	22.3	23.1	25.6	23.4	24.4	99	81	90	27004	29509											
7	23.8	23.1	23.5	23.9	23.6	23.7	85	71	78	27008	31517											
8	25.3	23.5	24.2	24.3	23.6	26.0	86	53	71	31506	31515											
9	25.6	24.0	24.7	25.2	23.9	24.5	100	58	74	31506	31511											
10	25.6	19.5	24.0	25.7	23.7	24.5	99	70	85	09003	13517											
11	25.5	24.3	24.9	25.0	23.7	24.4	100	74	89	27008	28517											
12																						
13																						
14	26.1	24.2	25.4	24.4	24.3	24.3	62	49	55	31515	30021											
15	24.5	21.0	22.9	25.0	24.1	24.5	79	64	70	27009	28509											
16	26.3	23.8	24.9	25.1	24.4	24.7	86	42	67	27007	32011											
17	26.1	24.7	25.4	25.5	24.5	24.9	85	56	70	09008	12515											
18	27.9	25.2	25.9	25.8	24.6	25.2	96	39	76	09009	11013											
19	26.4	24.7	25.5	26.0	24.8	25.3	92	70	84	09009	12015											
20	25.3	23.9	24.6	25.8	24.1	24.9	100	90	95	18003	22509											
21	26.8	24.5	25.9	26.6	25.1	25.8	100	65	78	13507	12511											
22	26.8	25.7	26.3	27.4	25.6	26.3	96	77	80	09005	11011											
23	28.8	25.2	27.1	27.1	26.0	26.5	100	59	83	13505	35008											
24	29.5	27.9	28.6	27.4	26.1	26.7	86	53	65	22504	30007											
25	30.9	28.6	29.6	27.1	26.1	26.5	71	50	59	27005	26508											
26	29.8	27.4	28.8	27.1	25.9	26.5	77	51	65	31506	20511											
27	30.8	28.4	29.3	27.9	26.5	27.0	79	41	62	27006	25509											
28	31.3	27.9	29.9	27.3	26.8	27.0	71	47	56	27010	26517											
29	33.9	28.8	30.7	27.5	26.5	26.8	76	31	58	27010	27520											
30	30.8	27.7	28.8	27.0	26.2	26.4	86	48	67	27010	27019											
31																						
Mean	27.1	24.8	25.9	25.9	24.7	25.2	88	60	74	27008												
Max.	33.9	28.8	30.7	27.9	26.8	27.0	100	90	95		30021											
Min.	23.3	19.5	22.8	23.6	22.6	23.1	62	31	55													

SULTANATE OF OMAN \* ALL VALUES BASED ON 8 SYNOPTIC HOURS.

Directorate General of Meteorology  
Ministry of Communications

LAT: 23°41'N  
LONG: 58°33'E

CLIMATE SUMMARY

STATION: MINA QABOOS BUOY NO. 1

MONTH: MAY 1983

DATE	Air Temperature (°C)			Sea Temp (C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir./speed kn)			H Mean (Meters)			H Sig (M)			H max			T Sig			T mean						
	Max.	Min.	Mean	Max.	Min.	Mean	max	min	mean	Prev.	Max.	max	min	mean	max	mean	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
1	31.6	28.7	29.9	27.7	26.2	26.7	72	43	59	27009	31513	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	32.1	29.3	30.6	29.9	27.4	28.4	79	55	65	27006	32012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	36.6	28.7	30.7	29.1	27.8	28.4	79	26	63	18011	20023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	28.7	27.8	28.2	28.5	27.6	28.1	73	52	62	31507	31513	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	27.9	26.6	27.2	28.2	28.0	28.4	100	79	89	09008	10512	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	28.9	26.8	27.9	29.0	28.2	28.5	100	84	94	09007	11515	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	32.9	28.0	30.3	29.7	27.9	28.7	100	60	75	27006	26010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	30.4	29.8	30.1	28.3	27.8	28.0	79	61	62	27007	31013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	32.0	30.9	31.4	28.3	27.9	28.1	66	57	61	31505	31509	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
10	34.3	30.1	32.5	28.9	28.3	28.5	80	39	54	27010	27517	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
11	31.6	28.7	30.5	29.4	28.4	28.8	100	49	75	31506	31011	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
12	29.0	27.5	28.6	29.3	28.5	28.9	100	100	100	09009	10016	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
13	28.7	28.0	28.5	29.4	28.5	29.0	100	100	100	09008	10015	0.3	0.3	0.3	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
14	28.7	28.2	28.5	29.7	28.6	29.3	100	100	100	09006	25015	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
15	29.7	28.6	29.2	30.0	29.7	29.9	100	100	100	09009	10015	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
16	31.0	28.6	29.9	30.0	29.6	29.9	100	100	100	09007	10511	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
17	22.2	30.0	31.6	30.0	29.5	29.9	100	66	85	27504	36008	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
18	35.6	33.3	34.2	30.0	30.0	30.0	71	68	61	27006	24510	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
19	34.9	31.9	33.2	30.0	29.8	29.9	77	52	63	27008	26012	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
20	36.2	31.7	33.4	30.0	29.6	29.9	76	39	58	27006	27015	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
21	34.4	32.3	33.4	30.0	29.7	29.9	62	46	57	27006	25510	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
22	34.5	31.8	33.2	30.0	29.8	29.9	87	50	65	09005	03011	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
23	36.0	32.6	33.8	30.0	30.0	30.0	69	38	57	13506	19012	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
24	28.3	32.2	34.6	30.0	29.9	29.9	72	25	54	13506	16512	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
25	35.8	33.1	34.7	30.0	30.0	30.0	65	33	52	22506	21512	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
26	36.5	33.2	34.7	30.0	30.0	30.0	78	39	57	27006	20526	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
27	35.1	32.5	34.3	30.0	30.0	30.0	69	36	53	22504	35511	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
28	35.6	32.2	33.8	30.0	30.0	30.0	71	47	56	27009	27517	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	32.6	31.0	31.7	30.0	30.0	30.0	100	76	89	09006	11009	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
31	31.9	31.2	31.4	30.0	30.0	30.0	100	93	97	09005	12515	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Mean	32.8	30.2	31.4	29.5	28.9	29.2	84	60	72	27007	-	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Max.	38.3	33.3	34.7	30.0	30.0	30.0	100	100	100	-	20526	0.5	0.4	0.4	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Min.	30.4	26.6	27.2	27.7	26.2	26.7	62	25	53	-	-	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2

SULTANATE OF OMAN

Directorate General of Meteorology  
Ministry of Communication  
CLIMATE SUMMARY

STATION: HINA QABOOS (BUOY NO. 1.)

MONTH: JULIE 1983

LAT: 23°41'N  
LONG: 58°33'E

\* ALL VALUES BASED ON 8 SYNOPTIC HOURS.

DATE	Air Temperature (°C)			Sea Temp (C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir./speed kt)			H Mean (Meters)			H Sig (ft)			T Sig			T Mean		
	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	max	min	mean	Prev.	Max.	max	min	mean	max	mean	max	mean	max	mean	max	min	mean	
1	32.1	30.5	31.1	30.0	30.0	30.0	98	64	87	13505	03511	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	7.7	9.5	20.4	8.5	13.4	
2	31.9	30.0	31.2	30.0	30.0	30.0	96	70	84	09008	11513	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	9.0	6.7	20.4	-	11.8	
3	32.7	31.1	31.9	30.0	30.0	30.0	100	78	90	09008	11010	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	8.5	7.4	11.5	7.0	11.5	
4	36.1	31.4	33.3	30.0	30.0	30.0	100	65	85	27006	28511	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	10.5	8.4	21.9	9.0	12.9	
5	35.5	33.2	34.5	30.0	30.0	30.0	78	51	64	27006	26511	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	9.5	8.1	19.9	7.5	11.3	
6	34.4	32.7	33.5	30.0	30.0	30.0	77	56	69	27006	26011	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	8.5	6.1	12.5	5.0	7.6	
7	37.5	32.6	34.3	30.0	30.0	30.0	85	43	67	27005	30509	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	9.0	6.9	10.0	7.5	8.6	
8	36.6	34.0	35.1	30.0	30.0	30.0	76	49	64	27005	34511	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	10.0	8.4	16.0	9.0	11.5	
9	34.4	22.9	23.9	30.0	30.0	30.0	98	74	83	09006	24011	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	10.5	8.0	17.4	7.5	11.0	
10	25.2	22.7	23.7	30.0	30.0	30.0	100	59	77	09006	10011	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	7.0	6.2	9.0	6.5	7.6	
11	34.0	22.0	22.8	30.0	30.0	30.0	100	70	93	09007	09513	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	8.5	7.1	13.5	6.5	9.6	
12	33.3	31.5	32.3	30.0	30.0	30.0	100	98	100	09011	11518	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	10.0	6.6	10.0	5.5	7.5	
13	31.6	20.1	20.7	30.0	30.0	30.0	100	100	100	09014	11523	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	7.5	5.1	9.0	4.5	5.7	
14	29.9	28.0	29.1	29.4	27.6	28.3	100	100	100	09012	10516	0.5	0.3	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	5.5	5.2	7.0	5.0	5.9	
15	31.3	27.6	29.4	30.0	26.9	29.0	100	100	100	31505	22008	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	10.5	7.7	15.0	7.0	10.5	
16	31.4	29.6	30.7	30.0	28.8	29.7	100	99	100	09005	09009	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	8.0	6.5	9.0	6.0	7.7	
17	32.9	30.6	31.5	30.0	29.9	30.0	100	86	98	09006	35011	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	10.5	7.4	10.5	7.5	9.0	
18	32.5	31.3	31.9	30.0	30.0	30.0	100	99	100	31508	12014	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	8.0	6.7	11.5	8.0	9.6	
19	35.8	31.1	32.1	30.0	30.0	30.0	100	49	90	09008	12018	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	6.0	5.7	10.0	5.5	7.2	
20	31.4	30.8	31.1	30.0	30.0	30.0	100	26	92	09009	10511	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	10.5	6.7	13.5	5.5	8.6	
21	32.4	30.9	33.8	30.0	30.0	30.0	100	52	79	27005	05013	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	9.5	8.0	14.0	7.5	10.2	
22	35.5	32.9	34.4	30.0	30.0	30.0	95	41	68	27003	29006	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	9.0	7.0	10.5	6.5	8.5	
23	35.8	33.0	33.7	30.0	30.0	30.0	81	36	68	27005	24510	0.5	0.3	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	6.0	5.7	8.5	6.0	6.7	
24	34.1	32.1	33.3	30.0	30.0	30.0	99	72	86	27006	22009	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	6.5	5.9	7.5	6.0	6.7	
25	36.3	32.7	34.5	30.0	30.0	30.0	98	50	74	27005	34015	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	6.0	5.9	8.5	6.0	6.9	
26	35.6	32.2	34.0	30.0	30.0	30.0	100	59	81	27005	26007	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	8.0	6.8	10.0	7.0	8.3	
27	36.0	33.2	34.8	30.0	30.0	30.0	89	60	67	27008	31512	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	9.0	7.6	12.0	7.0	9.1	
28	35.8	33.4	34.7	30.0	30.0	30.0	90	58	73	27009	25013	0.5	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	7.0	5.7	8.5	5.0	5.9	
29	35.8	33.0	34.4	30.0	30.0	30.0	94	58	77	13508	31016	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	5.5	5.4	6.0	5.5	5.9	
30	32.5	31.5	31.8	30.0	30.0	30.0	100	93	98	27011	27516	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	6.5	5.6	6.5	5.0	5.6	
31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mean	34.2	31.6	32.8	30.0	29.8	29.9	95	69	84	27006	-	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	6.9	6.9	12.0	6.5	8.8	
Max	37.5	-	35.1	30.0	-	30.0	100	-	100	-	11523	0.5	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	10.5	9.5	21.0	-	13.9	
Min	-	27.6	29.1	-	26.9	28.3	-	36	64	-	-	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	5.1	-	4.5	-	5.6	

\* ALL VALUES BASED ON 6 SYNOPTIC HOURS.

SULTANATE OF OMAN  
Directorate General of Meteorology  
Ministry of Communication  
CLIMATE SUMMARY

STATION: MIRA-QABOOS (BUDY NO.1.)

LAT: 23°41'N  
LONG: 58°33'E

MONTH: JULY 1983

DATE	Air Temperature (°C)		Sea Temp (°C)		Rel. Humidity (%)			Wind (Dir./speed in)		II Mean (Meters)			II Sig (M)		T Sig		T-mean					
	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Mean	Prev.	Max.	max	min	mean	max	mean	max	mean	max	min				
1	32.5	31.4	32.0	30.0	100	88	92	27007	22012	0.3	0.3	0.3	0.5	0.4	0.8	0.6	8.5	7.2	10.0	6.0	7.8	
2	32.5	31.3	32.0	30.0	100	94	92	27007	16512	0.4	0.3	0.3	0.5	0.5	0.9	0.7	8.0	7.4	9.0	6.0	7.3	
3	33.6	31.8	32.8	30.0	100	82	95	18005	22011	0.4	0.3	0.3	0.5	0.5	0.9	0.7	8.5	7.3	9.5	7.5	8.3	
4	34.6	32.0	32.9	30.0	100	92	96	18007	22014	0.5	0.4	0.4	0.7	0.6	1.4	1.0	8.5	7.6	7.5	6.5	7.0	
5	34.2	31.7	32.3	30.0	100	85	93	27007	30013	0.4	0.4	0.4	0.7	0.6	1.3	1.0	9.0	7.9	8.0	7.0	7.3	
6	32.9	31.6	32.2	30.0	100	100	100	27013	30019	0.4	0.3	0.3	0.4	0.7	1.1	0.9	7.0	5.7	8.0	4.5	5.7	
7	31.0	30.2	30.6	30.0	100	100	100	27011	26018	0.5	0.4	0.5	0.8	0.6	1.3	1.1	6.5	5.9	7.5	5.0	5.9	
8	31.0	30.0	30.4	30.0	100	100	100	22506	23011	0.4	0.4	0.4	0.6	0.5	1.3	0.9	7.0	6.5	7.0	6.0	6.5	
9																						
10	31.5	30.4	31.0	30.0	100	90	98	27003	18509	0.4	0.3	0.3	0.4	0.5	0.9	0.7	8.0	6.7	9.5	6.5	7.6	
11	32.6	31.1	32.3	30.0	100	92	98	27005	16010	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.7	0.5	8.5	7.5	11.0	7.5	8.9	
12	31.8	30.0	31.3	30.0	100	100	100	27009	28517	0.4	0.3	0.3	0.5	0.4	0.9	0.6	7.5	6.3	10.0	6.5	7.2	
13	30.3	29.6	29.8	29.0	100	100	100	27015	28521	0.4	0.3	0.3	0.6	0.5	1.2	0.9	5.0	4.6	5.5	4.5	4.7	
14	29.3	28.5	28.8	27.0	100	100	100	27013	22018	0.3	0.2	0.2	0.3	0.5	0.8	0.6	6.0	5.3	7.0	4.5	6.0	
15	30.5	27.9	29.5	26.2	100	100	100	27007	30015	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.5	2.5	2.7	14.0	6.5	9.5	
16	33.1	29.8	31.2	30.0	100	70	92	09005	29009	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.4	9.5	8.4	22.4	8.0	12.1	
17	32.5	29.8	31.0	29.5	100	92	97	31505	31011	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.4	3.0	9.5	20.9	6.5	12.9	
18	31.7	30.3	31.1	30.0	100	100	100	27009	31015	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	8.0	1.8	8.0	6.8	10.0	5.5	7.7	
19	30.7	29.8	30.2	30.0	100	100	100	27007	25015	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.7	0.6	7.5	6.4	9.0	5.5	7.3	
20	31.0	30.2	30.6	29.0	100	100	100	27009	28014	0.3	0.2	0.2	0.4	0.4	0.6	0.5	8.0	7.3	10.0	6.5	7.6	
21	30.3	28.9	29.9	27.9	100	100	100	27010	22517	0.3	0.2	0.2	0.4	0.4	0.6	0.5	8.0	6.3	7.0	6.0	6.4	
22	31.6	29.3	30.2	27.3	100	100	100	27009	22017	0.3	0.2	0.2	0.4	0.4	0.8	0.6	6.5	5.9	7.5	5.5	6.5	
23	31.2	29.0	30.2	29.1	100	78	96	27010	22016	0.4	0.3	0.3	0.5	0.4	0.8	0.6	7.0	5.6	7.0	5.0	5.9	
24	28.7	27.5	28.1	27.3	100	100	100	31510	22018	0.4	0.3	0.3	0.5	0.5	0.9	0.8	5.5	5.0	7.0	4.5	5.6	
25	8.0	27.2	27.7	26.0	100	100	100	27010	22014	0.4	0.3	0.3	0.5	0.4	0.8	0.6	6.0	5.0	6.5	5.5	6.3	
26	28.1	27.1	27.6	25.4	100	100	100	27008	28513	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.8	0.6	6.5	5.9	7.5	5.5	6.5	
27	28.5	27.1	27.6	25.6	100	100	100	27008	27015	0.4	0.3	0.3	0.5	0.4	1.2	0.7	7.5	6.1	8.5	6.0	6.7	
28	27.1	26.5	26.9	24.8	100	100	100	27009	27512	0.4	0.3	0.4	0.6	0.5	1.0	0.8	6.0	5.5	7.0	0.7	5.4	
29	27.1	25.3	26.3	25.1	100	100	100	27012	28018	0.4	0.3	0.3	0.6	0.5	1.1	0.8	5.5	5.1	7.0	5.0	5.9	
30																						
31																						
Mean	31.0	29.5	30.3	28.3	100	95	99	27009		0.4	0.3	0.3	0.5	0.4	1.1	0.7	7.6	6.5	9.3	5.7	7.3	
Max	34.6	32.0	33.3	30.0	100	100	100		28521	0.5	0.5	0.8	0.8	0.6	8.0	1.8	3.0	9.5	22.4		12.9	
Min	27.1	25.3	26.3	23.9	100	70	92			0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	4.6			0.7	4.7	

SULTANATE OF OMAN  
Directorate General of Meteorology  
Ministry of Communication  
CLIMATE SUMMARY

\* ALL VALUES BASED ON 8 SYNOPTIC HOURS.

LAT: 23°41'N  
LONG 58°33'E

STATION: MINA QABOOS (BUOY NO. I.)

MONTH: AUGUST 1983

DATE	Air Temperature (°C)			Sea Temp (C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir/speed km)			H Mean (Meters)			H Sig (M)			H max			T Sig			T mean		
	Max.	Min.	Mean	Max.	Min.	Mean	max	min	mean	Prev.	Max.	max	min	mean	max	min	mean	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min
1	27.4	26.4	27.0	26.5	25.4	26.0	100	100	100	28009	20513	0.3	0.2	0.3	0.4	0.7	0.5	7.5	6.7	9.0	5.0	7.3					
2	28.2	26.3	27.2	26.9	25.0	26.1	100	100	100	22008	22007	0.2	0.2	0.2	0.3	0.6	0.5	7.5	6.6	10.0	5.5	7.0					
3	26.5	25.3	26.1	25.8	24.7	25.5	100	100	100	21512	20520	0.3	0.2	0.3	0.4	0.8	0.6	7.5	5.8	7.0	5.0	6.4					
4	25.9	24.4	25.4	24.6	23.4	23.9	100	100	100	22010	22012	0.3	0.3	0.3	0.5	1.0	0.8	6.0	5.4	7.5	4.5	6.2					
5	27.3	25.1	26.2	26.2	24.5	25.2	100	100	100	22011	22023	0.6	0.4	0.4	0.9	1.4	1.1	6.5	5.7	7.0	4.5	5.7					
6	27.3	25.3	26.4	26.3	24.3	25.5	100	100	100	18003	22008	0.5	0.3	0.4	0.7	0.6	0.9	6.5	6.1	7.5	6.0	6.4					
7	27.5	25.6	26.5	26.5	24.8	25.7	100	100	100	04505	22511	0.4	0.3	0.3	0.6	0.5	0.8	7.0	6.0	8.5	5.5	6.7					
8	27.7	25.6	26.8	27.1	25.1	26.4	100	100	100	27008	24511	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.6	0.5	9.0	7.7	11.5	6.0	9.1				
9	29.2	26.7	28.1	27.3	25.9	26.8	100	100	100	09007	09014	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.3	10.5	8.4	21.4	8.0	11.8					
10	28.0	26.0	27.3	27.4	24.6	26.3	100	100	100	27018	27025	2.3	1.0	1.8	3.8	2.8	2.8	11.5	8.7	10.5	6.5	7.6					
11	26.0	25.1	25.5	25.1	23.5	24.3	100	100	100	27014	28520	1.1	0.6	0.8	1.7	1.3	1.3	7.0	6.4	6.0	5.0	5.7					
12	26.8	24.9	26.1	26.4	24.3	25.3	100	100	100	27006	28510	0.5	0.3	0.4	0.8	0.5	1.2	8.5	7.5	9.5	6.0	7.6					
13	28.3	25.3	26.6	26.4	24.5	25.4	100	100	100	02005	02007	0.4	0.2	0.3	0.5	0.4	0.7	9.0	7.7	17.4	7.5	10.4					
14	30.1	26.8	28.6	29.8	25.3	27.8	100	100	100	22006	05012	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.5	0.4	10.5	8.9	16.4	8.0	11.4				
15	31.8	28.1	30.3	29.8	27.7	28.5	96	90	96	18002	21009	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.5	0.4	11.0	8.7	16.9	6.6	10.2				
16	34.5	29.2	31.7	30.0	27.7	29.0	86	69	86	31508	30011	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.4	14.5	9.9	18.4	8.5	12.6				
17	31.9	30.4	32.4	30.0	28.6	29.6	97	52	73	06007	06010	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.4	9.5	8.3	12.0	9.0	10.7				
18	31.0	29.4	30.6	30.0	29.0	29.6	100	86	98	27007	26012	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.4	9.5	7.1	12.0	5.5	8.6				
19	29.9	28.8	29.5	29.3	28.3	29.0	100	100	100	27010	28015	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.7	6.0	5.6	7.5	6.0	6.6					
20	29.3	28.4	29.0	28.2	27.0	27.6	100	100	100	27009	22015	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	0.5	7.5	6.0	10.5	5.0	7.2				
21	29.5	28.3	28.9	28.4	27.0	27.7	100	100	100	27002	22015	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	0.9	0.7	6.5	5.6	7.0	5.0	6.1				
22	29.6	28.1	28.7	28.4	26.9	27.7	100	100	100	27009	29016	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.6	0.5	7.5	6.1	9.5	5.5	7.0				
23	28.6	28.0	28.2	27.3	26.6	26.9	100	100	100	27009	20015	0.3	0.3	0.3	0.5	0.4	0.9	0.7	6.0	5.4	7.5	5.5	6.5				
24	29.1	27.6	28.6	28.9	26.6	27.8	100	100	100	31507	20011	0.4	0.3	0.3	0.5	0.4	0.9	0.6	6.5	6.1	7.5	6.5	6.9				
25	34.8	28.4	30.6	29.8	27.8	29.0	100	54	94	02003	21014	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.7	0.6	7.5	6.8	8.5	7.5	8.1				
26	30.9	29.4	30.1	30.0	29.0	29.5	100	96	99	30010	28517	0.4	0.3	0.4	0.6	0.5	1.0	0.8	6.5	5.7	7.5	5.5	6.4				
27	30.7	28.8	29.4	29.5	28.9	29.3	100	100	100	27010	28017	0.5	0.2	0.3	0.8	0.7	1.7	1.2	6.0	5.4	7.0	4.5	5.6				
28	29.8	28.3	29.2	30.0	29.0	29.8	100	92	99	31511	30515	0.4	0.3	0.3	0.6	0.5	0.9	0.7	6.5	5.8	8.0	5.0	6.4				
29	30.4	29.1	29.7	30.0	30.0	30.0	100	100	100	27009	30511	0.3	0.2	0.3	0.5	0.4	0.7	0.6	6.5	5.8	7.5	6.0	6.7				
30	30.9	29.7	30.5	30.0	30.0	30.0	100	93	97	27007	22512	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.6	0.5	7.5	6.4	8.5	6.0	7.5				
31	31.1	29.7	30.6	30.0	30.0	30.0	100	98	99	27008	27513	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.5	0.5	8.5	6.9	11.0	5.5	8.1				
Mean	29.5	27.4	28.4	28.1	26.6	27.5	100	95	98	27009		0.4	0.3	0.4	0.6	0.5	1.0	0.8	8.0	6.7	10.2	5.8	7.7				
Max.	34.8	30.4	32.4	30.0	30.0	30.0	100	100	100		27025	2.3		1.8	3.8	2.8	5.9	4.5	14.5	9.9	21.4		12.6				
Min.	25.9	24.4	25.4	24.6	23.4	23.9	97	52	73				0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3

\* ALL VALUES BASED ON 8 SYNOPTIC HOURS.

SULTANATE OF OMAN  
Directorate General of Meteorology  
Ministry of Communication  
CLIMATE SUMMARY

STATION: MINA QABOOS (BUOY NO. 1)

LAT: 23°41'N  
LONG: 58°33'E

MONTH: SEPTEMBER 1983

DATE	Air Temperature (°C)			Sea Temp (C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir./speed kn)		II Mean (Meters)			II Sig (M)			T Sig			T mean		
	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	max	min	mean	Prev.	Max.	max	min	mean	max	min	mean	max	min	mean	max	min	mean
1	33.1	30.2	31.7	30.0	30.0	30.0	100	63	87	27003	01509	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	14.0	9.3	27.4	8.0	15.0
2	34.3	30.5	32.3	30.0	30.0	30.0	100	62	80	27005	27508	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.5	0.4	11.5	9.1	21.9	7.0	12.7
3	30.0	28.8	29.4	30.0	30.0	30.0	100	100	100	27010	29016	0.4	0.2	0.3	0.6	0.5	1.1	0.8	8.0	5.4	11.5	5.0	6.2
4	29.8	29.1	29.3	30.0	29.4	29.9	100	100	100	27012	29517	0.3	0.2	0.3	0.5	0.4	0.9	0.7	5.5	4.8	7.0	4.5	5.6
5	30.1	29.1	29.6	30.0	29.3	29.6	100	99	100	27006	28513	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.7	0.6	6.5	5.9	7.5	5.0	6.6
6	30.3	29.4	29.7	30.0	29.8	29.9	100	100	100	27007	29512	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.6	0.5	7.0	6.5	8.5	6.5	7.4
7	29.9	29.2	29.5	30.0	28.7	29.4	100	100	100	27010	31017	0.4	0.2	0.3	0.5	0.4	1.0	0.7	7.0	5.7	9.0	5.0	6.4
8	29.3	28.6	28.9	29.6	28.4	28.9	100	98	100	31311	30017	0.5	0.4	0.4	0.7	0.6	1.3	1.1	5.5	5.3	6.0	5.0	5.6
9	29.5	28.4	29.0	29.7	28.1	29.0	100	97	99	31507	29012	0.5	0.3	0.4	0.7	0.6	1.3	1.0	6.0	5.5	7.0	5.5	6.3
10	28.8	28.4	28.6	30.0	28.9	29.5	100	100	100	-	25510	0.5	0.4	0.4	0.8	0.7	1.2	1.1	5.5	5.5	6.0	5.5	5.9
11	29.3	28.9	29.0	29.8	29.5	29.7	100	100	100	-	30015	0.4	0.4	0.4	0.7	0.6	1.3	1.0	6.5	5.6	7.0	5.0	6.0
12	28.9	28.3	28.6	30.0	29.5	29.8	100	100	100	27010	30020	0.5	0.4	0.4	0.8	0.6	1.5	1.2	6.0	5.1	6.0	5.0	5.4
13	29.1	28.2	28.4	30.0	29.1	29.6	100	98	99	27008	28012	0.4	0.3	0.3	0.6	0.5	1.0	0.7	6.0	5.7	8.0	5.5	6.5
14	29.8	28.7	29.1	30.0	29.6	29.9	100	87	97	27006	24009	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.8	0.5	9.5	6.9	13.0	7.0	8.9
15	30.2	28.7	29.7	30.0	29.8	29.9	100	81	95	09005	09513	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.5	0.5	9.5	7.8	12.0	7.5	9.7
16	31.1	29.6	30.4	30.0	29.9	30.0	100	90	97	09005	29010	0.3	0.2	0.3	0.5	0.4	0.9	0.6	7.0	6.1	8.0	6.5	7.1
17	29.8	29.7	29.8	30.0	30.0	30.0	100	94	99	27009	27013	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.6	0.5	8.5	6.7	11.5	5.0	7.4
18	31.0	29.2	30.4	30.0	30.0	30.0	100	77	94	13504	30012	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.5	0.5	8.0	7.2	9.5	8.0	8.7
19	33.9	30.0	31.8	30.0	30.0	30.0	100	62	77	04506	05009	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.4	10.0	8.4	16.4	8.5	11.4
20	33.0	30.6	31.7	30.0	30.0	30.0	99	62	80	09008	08017	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.4	10.0	7.8	16.9	5.0	10.7
21	34.9	30.0	31.4	30.0	30.0	30.0	100	47	88	09007	09017	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.7	0.5	7.0	6.3	9.5	5.5	7.1
22	32.6	30.7	31.3	30.0	30.0	30.0	100	71	93	13504	28010	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.4	8.0	6.7	11.5	7.0	8.9
23	32.1	30.3	31.1	30.0	30.0	30.0	100	84	91	18006	16510	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.4	8.5	7.1	9.5	7.0	8.8
24	31.7	29.9	30.5	30.0	30.0	30.0	100	87	95	27008	30020	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.8	0.5	8.5	6.5	21.9	5.0	11.0
25	31.9	29.8	30.6	30.0	30.0	30.0	96	64	85	31512	30012	0.3	0.2	0.3	0.5	0.4	0.9	0.6	7.5	4.9	8.5	5.0	5.9
26	31.0	30.1	31.2	30.0	30.0	30.0	96	60	77	31509	30514	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	0.4	12.0	8.1	43.9	4.5	16.1
27	33.4	31.0	31.8	30.0	30.0	30.0	86	62	75	09002	13009	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.5	0.4	9.5	7.2	33.4	7.5	14.2
28	33.5	30.9	31.7	30.0	30.0	30.0	94	59	77	11510	29013	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.7	0.5	7.5	6.1	8.5	6.5	7.6
29	31.4	30.2	30.9	30.0	30.0	30.0	98	63	81	31507	08511	0.4	0.3	0.3	0.6	0.5	1.0	0.7	6.5	6.2	8.5	6.0	7.3
30	31.3	29.8	30.7	30.0	30.0	30.0	92	75	85	-	36010	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.9	0.6	9.0	6.5	9.0	6.0	7.6
31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mean	31.2	29.5	30.3	30.0	29.7	29.8	99	81	92	27008	-	0.3	0.2	0.3	0.5	0.4	0.8	0.6	8.1	6.5	12.8	6.0	8.5
Max	34.9	31.0	32.3	30.0	30.0	30.0	100	100	100	-	30020	0.5	0.4	0.4	0.8	0.7	1.5	1.2	14.0	9.3	43.9	4.5	16.1
Min.	28.8	28.2	28.4	29.7	28.1	28.9	86	47	75	-	-	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	4.8	4.8	-	-	-

\* ALL VALUES BASED ON 8 SYNOPTIC HOURS.

SULTANATE OF OMAN  
Directorate General of Meteorology  
Ministry of Communication  
CLIMATE SUMMARY

STATION: HUNA QABOOS (BUOY NO. 1)

LAT: 23°41'N  
LONG: 58°33'E

MONTH: OCTOBER 1983

DATE	Air Temperature (°C)			Sea Temp (C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir./speed km)			H Mean (Meters)			H Slg (ft)		H max		T Slg		T mean		
	Max.	Min.	Mean	Max.	Min.	Mean	max	min	mean	Prov.	Max.	max	min	mean	max	mean	max	mean	max	mean	max	min	mean	
1	31.2	29.8	30.4	30.0	30.0	30.0	97	73	89	09005	09509	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.5	0.5	9.0	7.1	11.0	8.5	9.6	
2	33.7	31.1	32.4	30.0	30.0	30.0	76	53	60	09004	13511	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.4	11.0	8.6	15.0	7.0	10.3	
3	33.2	31.7	32.3	30.0	30.0	30.0	66	53	60	09007	08013	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	0.4	8.0	6.7	11.5	6.5	8.6	
4	33.2	31.8	32.5	30.0	30.0	30.0	64	37	54	09006	07516	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.7	0.5	8.0	6.4	17.4	6.0	8.6	
5	35.9	31.1	32.1	30.0	30.0	30.0	74	33	55	13504	05512	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.3	9.5	7.7	14.5	8.5	11.0	
6	33.4	31.1	32.0	30.0	30.0	30.0	81	35	58	09005	07010	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.2	10.0	7.9	22.4	9.0	13.9	
7	31.8	30.3	31.1	30.0	30.0	30.0	89	54	71	22505	23508	0.2	0.0	0.2	0.3	0.2	0.4	0.3	8.0	5.9	66.8	0.0	21.0	
8	31.2	29.5	30.5	30.0	30.0	30.0	94	64	81	18005	16511	0.2	0.2	0.1	0.3	0.2	0.4	0.2	8.0	3.9	28.4	0.0	8.4	
9	31.4	29.2	30.3	30.0	30.0	30.0	89	41	69	09009	12518	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.8	0.5	7.0	5.2	12.5	4.0	7.3	
10	31.1	29.6	30.4	30.0	30.0	30.0	82	49	67	09008	07513	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	0.4	8.0	6.6	16.0	5.0	8.9	
11	31.3	29.4	30.6	30.0	30.0	30.0	72	54	63	09005	07511	0.2	0.0	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	12.5	6.7	50.8	0.0	14.5	
12	32.0	30.2	31.1	30.0	30.0	30.0	66	34	52	31506	12510	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	12.0	8.2	52.8	9.0	30.5	
13	31.2	29.9	30.7	30.0	30.0	30.0	66	39	56	09006	08015	0.4	0.2	0.3	0.5	0.4	0.9	0.6	6.0	5.0	7.5	5.0	5.8	
14	31.1	29.1	30.2	30.0	30.0	30.0	82	48	65	09007	08018	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.9	0.6	6.0	4.9	8.0	4.0	6.1	
15	31.5	29.7	30.5	30.0	30.0	30.0	71	36	59	09006	16512	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.4	0.3	7.0	5.9	19.9	7.5	12.2	
16	30.6	29.0	29.8	30.0	29.9	30.0	80	61	70	13510	13013	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	1.1	0.6	5.5	4.8	7.0	5.0	5.9	
17	30.4	28.7	29.4	30.0	29.7	29.9	72	62	68	13508	15012	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.4	6.0	5.3	12.5	5.0	6.7	
18	29.1	28.1	28.7	30.0	29.6	29.8	82	68	76	31510	31017	0.4	0.2	0.2	0.5	0.3	1.0	0.4	13.0	6.3	49.8	4.5	14.7	
19	29.3	28.0	28.6	29.9	29.6	29.7	77	58	67	31516	30019	0.4	0.3	0.3	0.6	0.5	1.3	0.9	5.0	4.6	6.0	4.5	5.1	
20	29.6	27.5	28.7	29.9	29.4	29.6	75	44	59	27010	29015	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	0.5	6.0	5.2	8.5	5.0	6.5	
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	29.5	28.3	28.8	29.4	29.0	29.1	68	56	62	27006	29509	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.3	7.0	6.4	10.5	6.0	8.0	
23	28.7	28.0	28.4	29.2	28.8	29.0	76	60	69	27008	29512	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	11.0	6.5	42.4	5.5	13.0	
24	31.6	27.6	29.2	30.0	28.8	29.3	73	53	66	09002	10510	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.4	0.2	8.0	6.9	57.3	7.5	15.5	
25	30.1	27.7	28.5	29.6	28.9	29.1	79	58	68	09002	16514	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.3	16.0	7.7	29.9	7.0	14.7	
26	28.7	27.8	28.2	29.4	28.9	29.2	81	63	73	09007	12512	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.5	0.4	6.5	5.2	17.4	4.5	8.2	
27	29.2	27.1	27.9	29.8	29.1	29.3	75	61	67	27007	29511	0.2	0.0	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	7.5	2.6	26.9	0.0	7.2	
28	28.6	26.6	27.4	29.4	28.8	29.0	73	62	67	31507	30511	0.2	0.0	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	10.0	4.1	76.8	0.0	21.3	
29	29.6	27.2	28.4	28.9	28.5	28.6	73	41	59	09010	09013	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.4	9.5	5.6	16.0	4.5	7.7	
30	29.1	27.0	28.0	28.6	28.3	28.5	78	36	65	09010	07012	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.5	8.0	5.9	10.0	4.5	7.2	
31	27.8	26.5	27.2	28.5	28.0	28.3	85	64	71	27010	29515	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.7	0.5	8.0	6.3	9.5	4.5	7.4	
Mean	30.8	28.9	29.8	29.7	29.5	29.6	77	52	65	09006	-	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.4	8.6	6.0	24.5	4.9	10.9	
Max.	35.9	31.8	32.5	30.0	30.0	30.0	97	73	89	-	30019	0.4	-	0.3	0.6	0.5	1.3	0.9	16.0	8.6	76.8	9.0	30.5	
Min.	27.8	26.5	27.2	28.5	28.0	28.3	64	33	52	-	-	-	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	2.6	-	-	0.0	5.1	



SULTANATE OF OMAN  
Directorate General of Meteorology  
Ministry of Communication  
CLIMATE SUMMARY

STATION: NIHA QABOOS - BUOY NO. 1

MONTH: JANUARY 1984

LAT: 23°41'N  
LONG: 58°33'E

DATE	Air Temperature (°C)			Sea Temp (C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir./speed-kts)			H Mean (Meters)			H Sig (H)		H max		T Sig		T mean	
	Max.	Min.	Mean	Max.	Min.	Mean	max	min	mean	Prev.	Max.	max	min	mean	max	min	max	mean	max	min	max	min	mez
1	23.6	21.8	22.7	24.5	24.2	24.3	66	53	59	15005	07513	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	1.3	0.8	6.0	5.1	9.5	4.5	6.3
2	23.4	21.5	22.7	24.3	24.2	24.2	67	59	61	06006	28519	0.4	0.2	0.2	0.5	0.2	1.0	0.4	10.0	6.6	61.8	5.0	23.5
3	23.1	22.4	22.8	24.1	23.9	24.1	65	57	62	18009	07015	0.4	0.3	0.3	0.5	0.5	1.0	0.7	6.0	4.9	8.0	4.5	5.7
4	22.8	22.3	22.6	24.2	24.1	24.1	69	61	66	09010	09014	0.4	0.2	0.3	0.6	0.5	1.0	0.9	5.5	5.1	7.0	5.0	5.8
5	22.9	21.3	22.3	24.2	24.1	24.1	74	65	53	12009	11015	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.8	0.5	6.0	5.3	9.0	5.0	6.3
6	23.1	21.6	22.4	24.3	24.0	24.1	60	53	57	09006	09011	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.5	8.0	6.6	9.5	6.5	8.2
7	22.9	21.9	22.5	24.2	24.0	24.1	64	55	60	12006	17512	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	0.9	0.5	7.0	6.0	13.0	6.0	8.3
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	23.8	23.3	23.5	24.3	24.0	24.1	63	51	59	33005	33011	0.6	0.4	0.5	0.9	0.7	1.3	1.1	7.0	6.0	6.5	6.0	6.4
10	23.4	22.8	23.4	24.2	23.9	24.0	74	53	59	09006	16511	0.6	0.5	0.6	1.0	0.9	1.6	1.5	7.0	6.9	7.0	6.5	6.8
11	24.0	22.0	23.0	24.2	23.8	23.9	82	60	69	12005	06511	0.5	0.3	0.4	0.7	0.5	1.2	0.8	6.5	6.0	8.0	6.5	7.2
12	23.1	22.0	22.5	24.1	23.8	23.9	68	59	63	13007	29513	0.6	0.3	0.4	0.9	0.7	1.4	1.1	7.0	5.9	7.5	5.5	6.0
13	22.8	21.6	22.1	24.0	23.7	23.8	68	59	63	25006	25013	0.5	0.3	0.4	0.7	0.6	1.1	0.9	6.5	6.1	7.5	6.5	6.9
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	23.1	21.6	22.5	24.1	23.8	24.0	76	66	69	09006	09011	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	0.5	7.5	5.7	10.5	5.5	7.3
16	23.3	22.4	22.9	24.0	23.7	23.8	79	56	70	30010	29521	0.4	0.2	0.3	0.7	0.4	1.2	1.0	10.5	6.3	20.4	4.5	8.2
17	24.3	22.0	22.8	24.2	23.8	23.9	87	61	74	09005	06010	0.3	0.3	0.3	0.5	0.4	0.9	0.8	5.5	5.0	8.0	6.0	6.9
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	22.7	22.0	22.3	24.0	23.6	23.8	75	66	70	18005	16509	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.5	6.0	5.6	8.0	6.5	7.4
20	22.3	21.3	21.9	23.7	23.6	23.6	77	55	65	12013	12023	0.9	0.2	0.5	1.4	0.7	2.2	1.2	7.5	5.6	11.0	4.5	6.4
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	21.4	21.0	21.2	23.6	23.3	23.5	64	61	63	30010	29515	0.4	0.3	0.3	0.5	0.4	0.9	0.7	6.0	5.3	7.5	4.5	5.9
24	21.5	20.9	21.2	23.8	23.2	23.4	80	61	67	06007	07012	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	1.5	0.5	7.5	6.1	12.0	6.5	8.1
25	22.2	20.7	21.7	23.6	23.2	23.4	52	52	63	21007	31513	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.4	0.2	9.0	6.5	20.8	10.5	24.6
26	22.6	21.3	21.9	23.8	23.2	23.5	65	60	62	09004	09009	0.2	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	12.5	7.5	42.4	0.0	21.0
27	22.5	21.1	21.9	23.5	23.2	23.4	76	63	69	06006	31511	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.4	10.0	5.2	12.5	6.0	8.3
28	22.6	20.9	22.0	23.6	23.2	23.3	78	72	74	30009	29520	0.3	0.0	0.2	0.5	0.3	0.9	0.4	7.0	4.5	43.4	0.0	11.8
29	24.5	21.7	22.7	23.6	23.2	23.4	73	62	67	30010	30521	0.5	0.2	0.3	0.8	0.5	1.3	0.7	6.5	5.4	10.0	4.5	6.4
30	22.6	21.4	22.0	23.3	23.2	23.3	71	54	64	15012	07521	0.7	0.3	0.5	1.2	0.7	2.0	1.2	5.5	5.3	6.0	4.5	5.3
31	21.0	19.2	20.2	23.1	23.0	23.1	64	56	60	12018	11525	1.0	0.6	0.8	1.6	1.3	3.0	2.2	6.0	5.4	5.5	4.5	5.0
Mean	22.9	21.6	22.3	23.9	23.7	23.8	71	59	64	12010	-	0.4	0.2	0.3	0.7	0.5	1.1	0.8	7.3	5.9	15.5	5.2	8.9
Max.	24.5	23.3	23.5	24.5	24.2	24.3	87	72	74	31525	-	1.0	-	0.8	1.6	1.3	3.0	2.3	12.5	7.5	61.8	10.5	24.6
Min.	21.0	19.2	20.2	23.1	23.0	23.1	60	51	53	-	-	0.0	-	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	4.5	-	-	0.0	5.0



\* ALL VALUES BASED ON 8 SYNOPTIC HOURS.

SULTANATE OF OMAN  
Directorate General of Meteorology  
Ministry of Communication  
CLIMATE SUMMARY

STATION: MINA QABOOS BUOY NO. I

LAT: 23°41'N  
LONG: 58°33'E

MONTH: FEBRUARY 1984

DATE	Air Temperature (°C)			Sea Temp (C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir./speed kn)			II Mean (Meters)			II Sig(M)		II max		T Sig		T mean		
	Max.	Min.	Mean	Max.	Min.	Mean	max	min	mean	Prov.	Max.	max	min	mean	max	mean	max	mean	max	mean	max	min	met	
1	21.3	19.1	20.0	23.0	22.9	22.9	62	50	56	12016	09023	0.6	0.4	0.5	1.1	0.9	2.0	1.6	5.0	4.7	5.0	4.0	4.6	
2	20.2	18.8	19.7	22.9	22.7	22.9	64	57	61	12016	12524	0.9	0.3	0.5	1.3	0.8	2.7	1.5	6.0	4.9	6.5	4.5	5.1	
3	20.8	19.8	20.1	22.8	22.8	22.8	69	42	52	21007	07513	0.4	0.2	0.3	0.6	0.5	1.0	0.8	5.5	5.0	6.5	4.5	6.4	
4	21.7	19.4	20.8	23.2	22.7	22.9	59	45	50	27007	22013	0.5	0.3	0.4	0.8	0.5	1.3	0.9	6.5	5.7	7.5	6.0	6.4	
5	21.5	20.0	20.9	23.0	22.7	22.8	65	48	57	20011	22514	0.4	0.2	0.3	0.6	0.5	1.0	0.7	6.5	5.8	7.5	6.0	6.6	
6	23.7	20.6	22.2	23.4	22.6	22.9	70	45	59	30007	07510	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	1.0	0.5	8.2	7.3	12.0	8.5	10.5	
7	23.5	21.5	22.2	23.2	22.6	22.8	78	71	75	30013	11515	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	1.0	0.7	7.5	6.2	9.5	5.0	7.6	
8	22.7	20.8	22.0	23.1	22.6	22.8	88	74	81	30010	21516	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	0.9	0.6	6.5	5.6	8.0	5.0	6.6	
9	24.6	22.2	23.2	23.6	22.6	23.0	99	61	75	09007	02017	0.2	0.0	0.2	0.3	0.2	0.4	0.2	8.5	6.8	11.2	0.0	23.6	
10	22.8	21.3	22.1	23.0	22.7	22.8	83	68	73	12011	12017	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	1.6	0.8	5.0	4.6	6.0	4.5	5.2	
11	22.7	20.8	21.9	23.0	22.6	22.8	88	66	75	09007	21512	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.5	4.5	3.6	9.0	4.5	6.9	
12	22.3	21.2	21.9	23.4	22.7	22.9	91	82	86	30010	28513	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.3	10.5	6.7	14.9	4.0	12.3	
13	22.9	20.4	22.3	23.3	22.6	22.8	84	69	75	30012	28015	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.7	0.4	8.0	5.6	15.9	4.0	11.7	
14	23.5	22.0	22.9	23.5	22.7	23.0	81	56	66	20004	09008	0.4	0.3	0.4	0.7	0.5	1.2	0.9	7.0	6.6	8.0	7.5	7.9	
15	25.4	22.8	23.8	23.4	22.7	23.0	66	31	55	03004	03507	0.3	0.3	0.3	0.5	0.4	0.7	0.5	8.0	7.4	10.0	7.5	9.0	
16	21.9	22.8	23.3	23.2	22.9	23.0	73	59	65	09008	10513	0.4	0.2	0.3	0.6	0.4	0.9	0.6	9.5	6.3	13.0	5.0	7.7	
17	22.4	21.9	22.1	23.1	22.8	22.9	77	63	69	12011	14016	0.6	0.4	0.5	0.9	0.6	2.1	1.2	5.5	5.1	5.5	5.0	5.3	
18	22.3	20.7	21.3	23.0	22.8	22.9	69	41	55	21011	13023	0.7	0.3	0.5	1.1	0.9	1.9	1.5	5.5	5.1	5.5	4.5	4.9	
19	19.0	17.8	18.4	22.8	22.6	22.7	49	35	45	24010	23524	1.6	0.7	1.1	2.5	1.9	5.2	3.0	7.5	6.9	6.5	5.5	6.2	
20	18.6	17.8	18.3	22.6	22.4	22.5	41	27	36	24010	21017	1.2	0.4	0.8	1.9	1.2	3.4	2.1	6.5	5.9	6.0	5.5	5.7	
21	20.3	18.5	19.7	22.7	22.3	22.5	57	37	46	27007	24011	0.6	0.4	0.5	0.9	0.7	1.5	1.1	5.5	5.3	7.0	5.0	5.9	
22	21.1	19.7	20.7	22.6	22.3	22.5	65	50	59	10010	28515	0.5	0.2	0.4	0.8	0.5	1.2	0.9	6.5	5.7	7.5	5.5	6.3	
23	21.7	20.4	21.1	22.5	22.2	22.4	70	53	62	30009	28916	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.8	6.0	5.3	7.5	5.5	6.4	
24	22.1	20.7	21.6	22.2	22.2	22.4	76	62	67	10010	30513	0.4	0.4	0.4	0.6	0.5	1.0	0.9	7.5	6.5	8.0	6.5	7.1	
25	22.8	22.2	22.5	22.9	22.2	22.5	89	63	80	20013	10217	0.3	0.3	0.3	0.5	0.5	0.9	0.7	7.5	6.1	10.0	5.0	7.3	
26	22.6	21.4	22.2	23.0	22.3	22.6	94	78	84	20015	22020	0.4	0.3	0.3	0.7	0.5	1.3	0.9	6.0	5.1	7.5	4.5	5.7	
27	22.6	21.7	22.1	23.2	22.4	22.7	90	80	84	30013	30516	0.4	0.3	0.3	0.5	0.4	1.3	0.8	6.5	5.6	8.0	5.0	6.2	
28	22.5	21.3	21.9	23.1	22.4	22.7	89	71	81	33008	09011	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.2	8.0	6.9	10.0	8.0	8.2	
29	23.0	22.0	22.4	23.2	22.6	22.9	89	80	83	15008	10514	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.6	0.5	8.0	7.3	9.0	6.5	8.1
30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mean	22.2	20.7	21.5	23.0	22.6	22.8	75	57	66	30010	-	0.5	0.3	0.4	0.7	0.5	1.3	0.9	6.9	5.9	11.3	5.3	7.6	
Max.	25.4	22.8	23.8	23.8	23.9	23.0	99	82	86	12524	-	1.6	0.0	1.1	2.5	1.9	5.2	3.0	10.5	7.4	15.9	8.5	23.6	
Min.	18.6	17.8	18.3	22.5	22.2	22.4	41	27	36	-	-	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	4.6	-	0.0	4.6		

SULTANATE OF OMAN

Directorate General of Meteorology

Ministry of Communication

CLIMATE SUMMARY

\* ALL VALUES BASED ON 8 SYNOPTIC HOURS.

LAT: 23°41'N

LONG: 58°33'E

STATION: MUNA\_KARBOOS (BUOY NO 1)

MONTH: MARCH 1984

DATE	Air Temperature (°C)		Sea Temp (C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir./speed kt)		H Mean (Meters)			H Sig (M)		H max		T Sig		T mean		
	Max.	Min.	Max.	Min.	Mean	max	min	mean	Prev.	Max.	max	min	mean	max	mean	max	max	max	min	max	min	
1	23.8	21.2	22.5	23.6	23.2	93	59	79	06006	04511	0.2	0.2	0.2	0.4	0.2	0.5	10.0	8.7	11.5	7.0	8.9	
2	23.1	21.8	22.4	23.4	23.1	88	62	77	09007	09013	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	7.0	6.5	7.0	6.0	6.6	
3	23.9	21.8	23.0	23.3	22.9	81	53	73	09007	16013	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.8	7.0	5.8	8.5	5.5	6.9	
4	24.8	22.6	23.8	23.2	23.1	76	43	58	09010	07513	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	8.0	6.1	9.5	6.0	8.0	
5	25.9	22.5	24.1	24.2	23.5	80	43	63	15002	15009	0.2	0.0	0.2	0.2	0.2	0.4	10.0	7.3	42.4	0.0	16.3	
6	24.9	22.4	23.9	24.0	23.5	99	54	73	12005	09011	0.2	0.0	0.2	0.2	0.2	0.3	14.0	6.9	28.4	0.0	12.6	
7	25.4	22.8	24.5	24.2	23.6	84	61	71	30002	28509	0.2	0.0	0.1	0.3	0.1	0.3	13.5	6.0	42.4	0.0	12.3	
8	25.3	23.2	23.9	24.8	23.9	100	75	89	30006	28510	0.3	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	15.0	11.6	28.9	14.0	21.0	
9	26.1	24.0	25.2	25.0	23.8	93	63	82	21003	19507	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.3	27.9	15.2	89.2	17.9	35.5	
10	28.8	24.7	26.0	26.3	25.1	94	58	72	09003	14505	0.2	0.0	0.1	0.2	0.1	0.2	11.1	28.9	12.8	74.3	0.0	25.2
11	26.3	23.0	25.1	25.8	24.7	100	64	86	06008	31012	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.4	11.0	9.0	20.5	9.0	14.9	
12	26.1	23.8	25.1	25.0	23.9	100	75	92	30010	31513	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	11.2	8.0	21.9	11.5	15.5	
13	28.0	24.9	25.9	25.1	23.5	100	44	77	27006	28513	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.5	13.0	8.3	47.9	4.0	23.4	
14	28.6	24.6	26.1	25.1	24.3	96	47	76	27012	03519	0.4	0.2	0.3	0.5	0.4	0.9	7.0	5.5	9.5	4.5	6.7	
15	28.2	23.9	26.1	24.4	24.0	95	42	71	03016	04524	0.7	0.3	0.4	1.1	0.6	1.6	6.0	5.9	6.0	5.0	5.5	
16	25.2	23.7	24.6	24.8	24.2	100	93	98	30002	31014	0.5	0.2	0.3	0.8	0.5	1.2	7.0	6.4	7.5	6.0	5.2	
17	27.1	24.4	25.5	25.8	24.0	100	51	87	12007	10514	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.8	11.4	9.0	14.0	6.0	9.4	
18	28.2	24.6	25.8	25.8	24.6	100	39	85	12011	11521	0.4	0.2	0.3	0.5	0.3	0.9	11.5	9.5	16.4	4.5	8.5	
19	26.1	24.4	25.0	25.5	25.1	94	70	82	12011	12519	0.5	0.3	0.4	0.7	0.6	1.5	11.1	6.5	7.0	4.5	5.6	
20	26.1	23.6	25.1	26.2	25.6	98	78	89	09004	21519	0.3	0.2	0.2	0.5	0.3	0.8	11.6	7.0	8.5	4.5	7.1	
21	25.3	24.6	24.9	26.3	26.0	100	100	100	09008	09010	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.6	11.3	6.4	16.4	5.0	9.3	
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
26	27.8	26.5	27.0	26.5	25.9	94	51	77	30012	30015	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	10.3	5.5	16.0	4.5	8.1	
27	30.5	25.5	27.0	26.1	25.6	100	37	87	30008	30514	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	11.4	6.0	8.5	5.0	6.6	
28	27.1	24.5	26.3	26.9	26.1	100	82	94	06009	06012	0.2	0.0	0.1	0.3	0.2	0.5	10.2	7.0	54.8	0.0	16.2	
29	27.4	26.5	27.1	26.6	25.9	90	69	80	06007	07514	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	10.3	6.5	17.4	4.5	7.7	
30	31.3	26.8	28.3	27.8	26.5	78	24	61	06005	07009	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	9.0	6.6	40.4	7.0	16.7	
31	28.8	26.6	27.6	27.4	26.7	100	69	81	09003	12007	0.2	0.0	0.2	0.3	0.2	0.3	10.2	9.5	25.4	6.6	12.9	
Mean	26.7	24.0	25.2	25.3	24.2	94	59	80	09006	X	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	10.4	7.2	25.2	5.5	12.4	
Max.	31.3	26.8	28.3	27.8	26.1	100	100	100	X	04524	0.7	X	0.4	1.1	0.6	1.6	11.1	15.2	89.2	17.9	35.5	
Min.	23.1	21.3	22.4	23.3	22.2	76	24	58	X	X	X	0.0	0.1	0.1	X	X	X	4.6	X	0.0	5.5	

SULTANATE OF OMAN  
Directorate General of Meteorology  
Ministry of Communication  
CLIMATE SUMMARY

STATION: BUOY NO. I (NIHA QABOOS)

MONTH: APRIL 1984

LAT: 23°41'N  
LONG: 58°33'E

\* ALL VALUES BASED ON 8 SYNOPTIC HOURS.

DATE	Air Temperature (°C)			Sea Temp (C)			Rel. Humidity (%)			Wind (Dir./speed kn)			H Mean (Meters)			H Sig (H)		H max		T Sig		T mean		
	Max.	Min.	Mean	Max.	Min.	Mean	max	min	mean	Dir.	Max.	mean	min	max	mean	max	min	max	min	max	min	max	min	mean
1	27.5	26.6	27.1	27.7	26.5	27.3	100	87	95	27005	12011	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	22.9	10.5	73.8	11.0	24.5		
2	31.0	27.6	28.3	27.9	27.0	27.4	90	56	71	12006	13509	0.2	0.2	0.1	0.2	0.3	0.2	14.5	10.9	37.4	8.5	19.9		
3	28.6	26.9	27.5	27.1	26.3	26.8	77	46	64	09009	09013	0.3	0.2	0.5	0.2	0.4	0.3	12.5	6.5	34.9	5.0	10.3		
4	28.3	26.5	27.3	26.6	26.1	26.3	80	43	59	15006	14011	0.5	0.2	1.3	0.7	0.7	0.5	8.0	5.8	8.0	5.0	6.2		
5	29.2	26.2	27.3	26.7	25.9	26.3	94	47	64	12007	07513	0.3	0.2	0.6	0.4	0.4	0.4	6.5	5.8	24.4	5.5	9.9		
6	28.8	26.0	28.1	27.4	26.0	26.8	93	55	72	30005	27009	0.2	0.0	0.3	0.1	0.3	0.1	12.5	5.1	21.4	0.0	9.5		
7	29.6	27.7	28.4	28.2	26.7	27.2	86	62	80	30006	29509	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	31.1	26.0	28.4	28.0	26.9	27.5	100	66	77	27003	36007	0.2	0.0	0.3	0.2	0.2	0.2	13.5	7.9	58.3	0.0	23.8		
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	27.4	26.4	27.1	27.0	25.7	26.5	100	100	100	22008	27012	0.3	0.2	0.6	0.5	0.4	0.3	7.0	5.4	9.0	4.5	6.7		
11	27.6	25.5	26.7	26.8	24.8	25.9	100	100	100	06015	06518	0.3	0.2	0.4	0.2	0.4	0.3	7.0	5.9	10.0	5.5	7.6		
12	27.6	26.5	27.2	27.2	26.3	26.8	100	100	100	27008	27010	0.3	0.2	0.3	0.2	0.3	0.3	6.5	5.9	10.0	7.5	8.7		
13	30.9	26.8	29.0	28.3	26.7	27.9	100	60	87	06009	11515	0.2	0.0	0.2	0.1	0.2	0.1	9.0	3.5	52.3	0.0	13.6		
14	31.3	29.7	30.3	28.0	27.2	27.6	68	37	57	12007	10513	0.2	0.2	0.4	0.3	0.4	0.3	6.0	5.6	11.5	5.5	8.5		
15	30.9	29.1	30.1	28.5	27.3	27.8	78	51	62	12007	09016	0.2	0.2	0.4	0.3	0.2	0.2	7.5	5.6	14.0	4.5	6.9		
16	30.8	28.7	29.6	28.0	27.5	27.7	76	45	62	12007	12512	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	6.5	5.3	28.4	5.0	9.4		
17	31.6	28.7	30.0	29.3	27.4	28.2	80	48	65	30007	30510	0.3	0.0	0.3	0.1	0.3	0.1	11.5	5.0	18.9	0.0	8.8		
18	34.0	29.3	31.2	28.5	27.5	28.1	74	31	59	18004	23507	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	10.0	6.7	38.9	5.0	13.0		
19	28.8	27.5	28.1	28.1	27.6	27.9	82	56	67	12013	11520	0.7	0.2	1.1	0.8	1.9	1.4	5.3	5.3	19.5	5.0	5.8		
20	29.4	27.5	28.4	27.9	27.4	27.7	79	50	71	15008	07017	0.3	0.2	0.5	0.4	0.2	0.2	8.5	5.7	10.0	5.0	6.7		
21	31.0	28.4	29.7	29.1	27.6	28.2	87	39	67	30005	31007	0.2	0.0	0.3	0.2	0.3	0.2	16.4	10.9	29.4	0.0	11.6		
22	32.4	28.5	30.1	30.0	27.7	28.7	84	45	68	27003	07007	0.4	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	21.9	12.4	67.8	17.4	38.7		
23	32.2	28.9	30.1	29.0	28.2	28.6	98	42	77	27003	29509	0.2	0.0	0.3	0.2	0.3	0.2	12.0	10.9	74.8	0.0	28.6		
24	33.8	29.7	31.2	30.0	28.4	29.2	76	16	59	30005	30009	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	20.9	15.1	91.2	29.9	51.4		
25	33.4	29.5	31.1	29.7	28.5	29.0	73	50	59	33005	31010	0.2	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	21.9	13.2	78.8	0.0	37.1		
26	32.4	30.7	31.6	30.0	28.5	29.1	62	46	54	09006	16511	0.2	0.0	0.3	0.2	0.4	0.2	20.9	8.3	62.8	0.0	17.4		
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	30.8	28.8	30.0	28.5	28.2	28.4	65	49	58	12007	07511	0.4	0.2	0.5	0.3	0.5	0.3	5.5	5.0	7.0	5.0	5.0		
29	31.8	28.2	30.4	28.8	28.3	28.5	62	34	50	09011	08019	0.4	0.3	0.7	0.5	1.3	0.9	5.0	4.9	7.5	4.5	5.3		
30	34.3	31.0	32.1	29.6	28.5	28.9	55	22	41	09010	09021	0.3	0.2	0.4	0.3	0.7	0.4	8.5	6.1	21.9	5.0	9.5		
31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mean	30.6	28.0	29.1	28.3	27.2	27.7	82	53	69	12008	-	0.3	0.1	0.6	0.4	1.1	1.1	7.1	7.1	32.2	5.1	14.5		
Max.	34.3	31.0	32.1	30.0	28.5	29.2	100	100	100	09021	09021	0.7	0.5	1.1	0.8	1.9	1.4	22.9	15.1	91.9	29.9	51.4		
Min.	27.4	25.5	26.7	26.6	24.8	25.9	55	16	41	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	



**ANNEX 2.2**

**2.2 GHUBRAH POWER STATION  
SEA WATER TEMPERATURE**

Ghubrah Power Station Sea Water Temperature - 1/2

1984		1983	
MONTH, DATE	S.W. TEMPERATURE (°C)	MONTH, DATE	S.W. TEMPERATURE (°C)
1. 4	23.7	1982.12.27	22.3
1.12	23.8	1. 9	23.3
1.18	23.5	1.12	23.0
2. 4	22.2	1.19	22.9
2.MIDDLE	23.6	1.25	22.4
2.25	22.5	2. 5	21.6
3. 5	24.4	4.15	25.0
3.11	24.0	4.MIDDLE	25.5
3.18	25.5	4.END	27.5
3.END	25.5	5.19	30.0
4. 3	27.0	6. 5	32.4
4.18	28.2	7. 4	33.5
5.11	29.0	7.12	31.4
5.END	30.5	7.19	31.0
6. 7	32.1	7.26	24.1
6.20	33.7	8. 4	21.5
6.25	32.2	8.11	22.3
7. 5	30.5	8.18	26.5
7.17	27.2	8.27	27.0
8.14	27	9. 5	27.0
8.26	28.4	10.18	30.0
2.END	23.6	10.END	29.0
		11.MIDDLE	27.0
		11.MIDDLE	26.8

Ghubrah Power Station Sea Water Temperature - 2/2

1982		1981	
MONTH, DATE	S.W. TEMPERATURE (°C)	MONTH, DATE	S.W. TEMPERATURE (°C)
2. 2	23.3	1980.12.26	23.4
4.17	28.3	2.25	22.6
4.26	28.7	4.25	28.5
5. 5	28.5	7.18	30.5
5.10	30.4	7.28	32.0
5.18	30.3	9. 5	29.4
6.26	32.2		
7.17	32.5		
7.28	27.5		
8. 4	31.2		
8.11	31.3		
8.20	30.2		
8.28	27.6		
9. 3	27.3		
9.11	30.5		
9.17	30.4		
9.25	30.6		
12.11	23.4		
12.19	23.8		





**ANNEX 3. オマーン国発電・海水淡水化複合プラント用**

**逆浸透法 (RO法) 海水淡水化プラントについて**



## 1. 逆浸透法の概要

### (1) 逆浸透法の原理

水は透過するが、水に溶解したイオンや分子は殆ど透過しない性質を有する膜を半透膜と称する。いまこの半透膜で仕切られた槽の一方に真水を、他方にある水溶液を入れると、その濃度差を解消しようとする力が働き半透膜を通して真水が水溶液側へ流れる（浸透）。この流れは、2つの水の塩分濃度差に応じた一定の水位になるまで続く。この水位差（圧力）を浸透圧と呼ぶ。

このような系において水溶液側に浸透圧以上の圧力をかけると浸透とは逆に水溶液側の水が真水側に流れる。この現象が逆浸透である。

### (2) 逆浸透法の特長

逆浸透法は下記のような特長を有する。

- (a) エネルギー消費量が小さい。
- (b) 設備建設費が安い。
- (c) 設置面積が小さい。
- (d) 工期が短い。
- (e) 運転が容易であり、起動後短時間で淡水の生産が可能である。

### (3) 逆浸透法の応用

海水およびかん水淡水化プロセスとしては蒸発法、逆浸透法、電気透析法および冷凍法があり、全世界の陸上用脱塩装置に占めるそれぞれのプロセスの比率はおおむね、蒸発法76%、逆浸透法20%、電気透析法4%となっている。

また、各プロセスを原水種別で見ると、蒸発法が主に海水を対象としているのに対し、逆浸透法および電気透析法はおもにかん水を対象としている。

逆浸透法がその特長を最も発揮できるのは、塩濃度2000~5000ppmのかん水を対象にした場合である。しかし、海水淡水化においても、塩の高排除率、高透過水量の1段脱塩膜が開発され、5年以上の運転実績を持つに至った現在では、蒸発法に十分対抗し得る省エネルギープロセスとして評価が高まっている。特に、安価なエネルギー源が得難い非産油国において、あるいは、単一目的の海水淡水化装置においては、逆浸透法が主流になりつつある。

このことは、1984年度成約の1MGD以上の脱塩プラントのうち、逆浸透法が6プラン

トを占めたことでも明らかである。

## 2. 逆浸透設備の概要

本計画を逆浸透法により実施するとした場合、逆浸透法海水淡水化プラントの主要仕様は次のとおりである。

### (1) プラント仕様

方式	逆浸透法による一段脱塩		
淡水生産能力	180,000m <sup>3</sup> /日		
ユニット数	15,000m <sup>3</sup> /日×12ユニット		
生産水水質	WHO 水質ガイドラインおよびオマーン国水質基準を満足する。		
水バランス	海水取水量	540,000m <sup>3</sup> /日	
	ROモジュール供給水量	515,000m <sup>3</sup> /日	
	生産水量	180,000m <sup>3</sup> /日	
	濃縮水(他排水含む)	360,000m <sup>3</sup> /日	
逆浸透モジュール	海水一段脱塩用モジュール		
モジュール運転条件	原海水TDS	39,600 mg/l	
	圧力	60 ~65kg/cm <sup>2</sup>	
	回収率	35 %	
	給水FI	4以下	
	(FI とはFouling Index の略で逆浸透法において、モジュールへの供給水の微量な濁質を数値化した指標)		
	供給水pH	6.0~6.5	
	供給水Cl <sub>2</sub>	1.0mg/l 以下	
供給水温度	22 ~35℃		
総受電容量	38,700kW		
所要スペース			
総敷地	: 48,000m <sup>2</sup> (160m × 300m)		
建家	: 11,950m <sup>2</sup>		

RO運転棟	: 5,000m <sup>2</sup> (50m × 100m)
ポンプ棟	: 1,350m <sup>2</sup> (30m × 45m)
排水処理棟	: 250m <sup>2</sup> (10m × 25m)
サブステーション	: 400m <sup>2</sup> (20m × 20m)
管理棟	: 500m <sup>2</sup> (20m × 25m)
倉庫・ワークショップ	: 1,200m <sup>2</sup> (30m × 40m)

#### 運営要員

工場長	: 1名
管理部門	: 9名
運転部門	: 48名
保守部門	: 26名
合計	: 84名

建設期間 : 24ヶ月

(ただし、設計作業に要する期間を除く)

稼働率 : 330日/年

耐用年数 : 20年

#### (2) プラント構成

##### 前処理設備

凝集混和池

重力式複層汙濁池

48池(8池×6系列)

##### 逆浸透設備

保安フィルター

高圧ポンプおよび動力回収タービン

逆浸透モジュール(12ユニット)

##### 後処理設備

消石灰注入装置

##### 膜洗浄設備

##### 薬注設備

塩化第二鉄注入装置

硫酸注入装置

(次亜塩素酸ソーダは、取水設備に注入されるものとする。)

排水処理設備

ポリマー注入装置 (排水処理用)

凝集沈殿池

汚泥濃縮池

脱水装置

### (3) プロセスの概要

#### (a) 前処理設備

取水された原海水は塩化第二鉄が注入された後に凝集槽に送られる。凝集槽では水酸化第二鉄のフロックが形成され原海水中の濁質はこのフロックに補足される。

フロック形成後の原海水は重力式複層汙過池に導かれ清澄濾過され、汙水は一度汙過水貯層に貯留される。

各汙過池は1日1回の頻度で、原海水および空気を用いて逆洗され、逆洗排水は排水処理設備に送られる。

また、原海水中の微生物の繁殖を抑制するための塩素は取水設備にすでに添加されているものとし、本プラントへの流入原海水中の残留塩素濃度は $1\sim 2\text{ mg/l}$ とする。

#### (b) 逆浸透設備

汙過水貯層に貯留された清澄海水はブースターポンプを介して保安フィルタに送られ仕上汙過された後高圧ポンプに送られる。

保安フィルタの手前には硫酸が注入され、原海水pHは $6\sim 6.5$ に自動調整される。

高圧ポンプにより $60\sim 65\text{ kg/cm}^2$ に加圧された原海水は一定流量に制御され、逆浸透圧モジュールに供給される。

逆浸透モジュールにおいて、原海水は生産水と濃縮海水に分離される。濃縮海水はなお $58\sim 63\text{ kg/cm}^2$ の残圧を持っており、動力回収タービンによりエネルギー回収された後に排水処理水とともに放流される。

#### (c) 後処理設備

逆浸透設備による生産水は低pH( $4\sim 5$ )、低硬度の水であるので、pH調整および硬度調整の目的で消石灰が添加される。

#### (d) 膜洗浄設備

逆浸透圧モジュールはクエン酸およびアンモニア水を用いて最大6ヶ月に1回洗

浄される。

#### (e) 排水処理設備

前処理設備の逆洗排水は一度逆洗排水槽に貯留され、浮遊固形物濃度が均一化された後に凝集沈殿池に送られる。凝集沈殿池にはアニオン系高分子凝集剤が注入され、上澄水は浮遊固形物濃度 $20\text{mg/l}$ 以下に処理され放流される。凝集沈殿池排泥は汚泥濃縮池で濃縮され脱水槽に送られる。この配管中には脱水効果を高めるためにカチオン系高分子凝集剤が添加される。

また濃縮槽の上澄水および脱水槽の汚水は凝集沈殿池にリサイクルされる。

#### (4) プラント主要材質

逆浸透法は、その原理から明らかなように相変化を伴わないことを特長としており、プラント内の全ての部分は常温で操作できる。従って、海水に接する部分でも、蒸発法において使用されているチタンあるいはキユプロニッケル等の高級材料は必要ない。

逆浸透法における主要材質は下記の通りである。

機器 (海水接触部)	SUS 316/SS41ゴムライニング
機器 (淡水接触部)	SUS 304/FC
配管 (海水接触部)	
(大口徑/高圧部)	STPG 38 ポリエチレンライニング
(大口徑/低圧部)	SGP ポリエチレンライニングまたは FRP
(小口徑/高圧部)	SUS 316
(小口徑/低圧部)	FRP
配管 (淡水接触部)	FRP

#### (5) 使用薬品

塩化第二鉄	: 37%溶液 (前処理凝集剤)
硫酸	: 98%溶液 (pH調整剤)
消石灰	: 100%粉末 (後処理)
ポリマー (アニオン)	: 100%粉末 (排水処理)
ポリマー (カチオン)	: 100%粉末 (排水処理)
クエン酸	: 100%粉末 (膜洗浄剤)
アンモニア水	: 25%溶液 (膜洗浄剤)

ホルマリン : 40%溶液 (膜保存剤)

(6) 環境への影響

逆浸透法は温排水の問題がなく、また、排水処理設備により浮遊固形物は除去されるので、濃縮海水の海域への拡散のみを考慮すれば良い。

すなわち、濃縮海水の放流に当たっては、周辺海水との濃度差が2000mg/l程度以下になるように考慮すれば、海域に悪影響を及ぼすことはない。

(7) 保守・維持管理

本プラントの主要定期点検項目として下記の事項が考えられる。

(a) 日保守点検項目

巡回および機器稼動状況チェック

薬品使用状況チェック

(b) 月保守点検項目

カートリッジフィルタ交換

薬品補充

(c) 年保守点検項目

予備品の交換および機器オーバーホール

膜の洗浄および膜交換

3. 建設費

本プラントの概要建設費は下記のとおりである。

建設費総額 : 95.760MRO

(内訳)

・CIF 47.606MRO

・現地工事費 10.944MRO

・土木・建家工事費 37.210MRO

4. ランニングコスト (生産水m<sup>3</sup>当たり)

	原単位	単価	コスト
(1) 電力費	4.27 kWh/m <sup>3</sup>	@0.020RO/kWh	0.0854 RO/m <sup>3</sup>



(2) 薬品費				0.0393 RO/m <sup>3</sup>
塩化第二鉄	33.2 g/m <sup>3</sup>	@0.182RO/kg	(0.0060 RO/m <sup>3</sup> )	
硫酸	171.4 g/m <sup>3</sup>	@0.176RO/kg	(0.0302 RO/m <sup>3</sup> )	
消石灰	26.0 g/m <sup>3</sup>	@0.0715RO/kg	(0.0019 RO/m <sup>3</sup> )	
ポリマー	0.266 g/m <sup>3</sup>	@0.266RO/kg	(0.0001 RO/m <sup>3</sup> )	
クエン酸	1.21 g/m <sup>3</sup>	@0.847RO/kg	(0.0010 RO/m <sup>3</sup> )	
アンモニア水	0.364 g/m <sup>3</sup>	@0.364RO/kg	(0.0001 RO/m <sup>3</sup> )	
(3) カートリッジフィルター	0.0066pcs/m <sup>3</sup>	@1.5 RO/PC	0.0099 RO/m <sup>3</sup>	
(4) 膜交換費	—	—	0.0211 RO/m <sup>3</sup>	
合計				0.1557 RO/m <sup>3</sup>

