

国際協力事業団

オマーン国
電気・水省

オマーン国

バルカ発電・海水淡水化プラント開発調査

最終報告書

要約編

平成6年9月

JICA LIBRARY



J1125581(7)

株式会社 パシフィック コンサルタンツ インターナショナル

鉦調資

CR(3)

94-120

国際協力事業団

オマーン国

バルカ発電

・海水淡水化

プラント開発調査

最終報告書

要約編

平成6年9月

株式会社

パシフィック

コンサル

ンターナショナル

BRARY

CR(3)

94-120

国際協力事業団

オマーン国

電気・水省

オマーン国

バルカ発電・海水淡水化プラント開発調査

最終報告書

要約編

平成6年9月

株式会社 パシフィック コンサルタンツ インターナショナル



1125581 [7]

序 文

日本国政府は、オマーン国の要請に基づき、同国のバルカ地区に発電・海水淡水化プラントを建設するための開発調査を行なうことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施いたしました。

当事業団は、平成5年11月より、平成6年8月までの間、4回にわたり、(株)パシフィック コンサルタンツ インターナショナルの豊嶋 幸雄氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

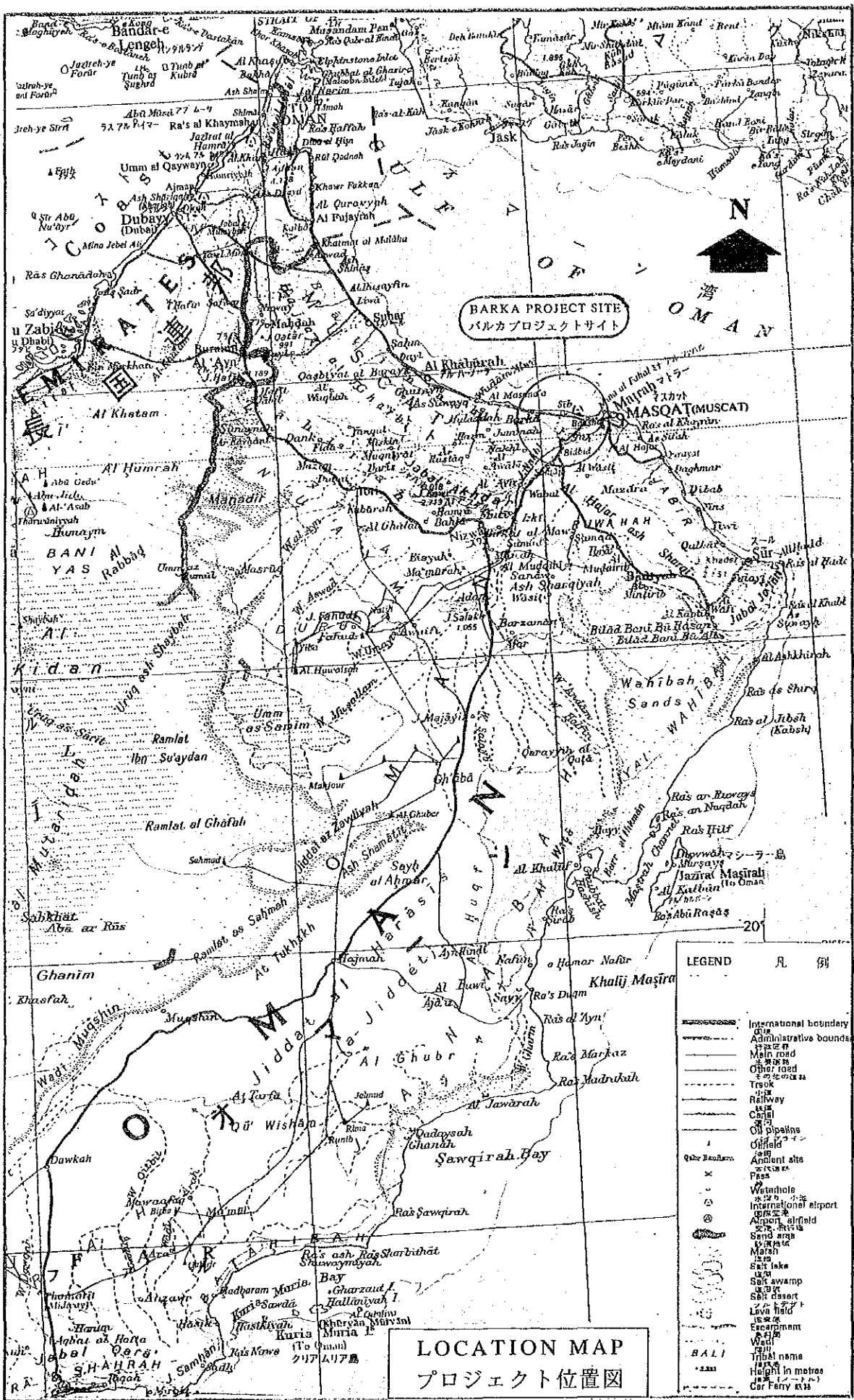
調査団は、オマーン国関係者と協議を行なうとともに、現地における調査を実施、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、オマーン国のバルカ発電・海水淡水化プラント開発計画の推進に寄与するとともに、両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものであります。

おわりに、調査に御協力と御支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成6年9月

国際協力事業団
総裁 藤田 公郎



BARKA PROJECT SITE
 バルカプロジェクトサイト



LEGEND	凡例
	International boundary
	Administrative bounds
	Main road
	Other road
	Track
	Railway
	Canal
	Oil pipelines
	Offfield
	Qabr Burial
	Ancient site
	Pass
	Waterhole
	International airport
	Airport airfield
	Sand area
	Marsh
	Salt lake
	Salt swamp
	Salt desert
	Lava field
	Fortification
	Wadi
	Tibet name
	Height in metres
	Car Ferry

LOCATION MAP
 プロジェクト位置図

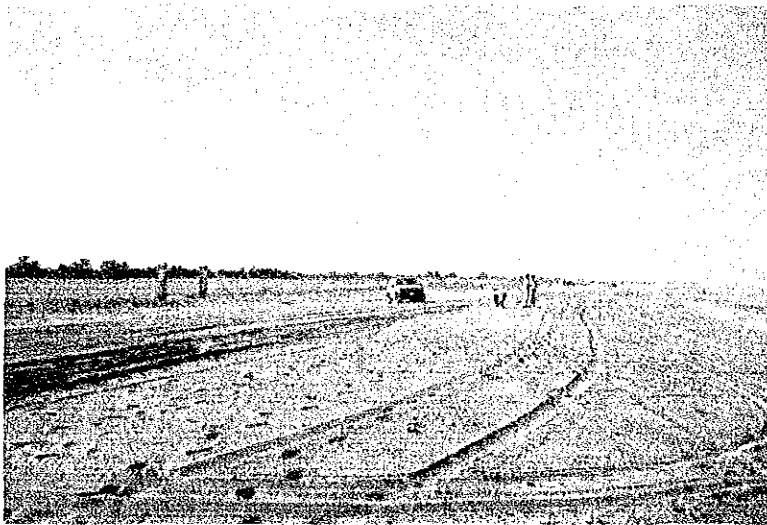


写真1 バルカプロジェクトサイト

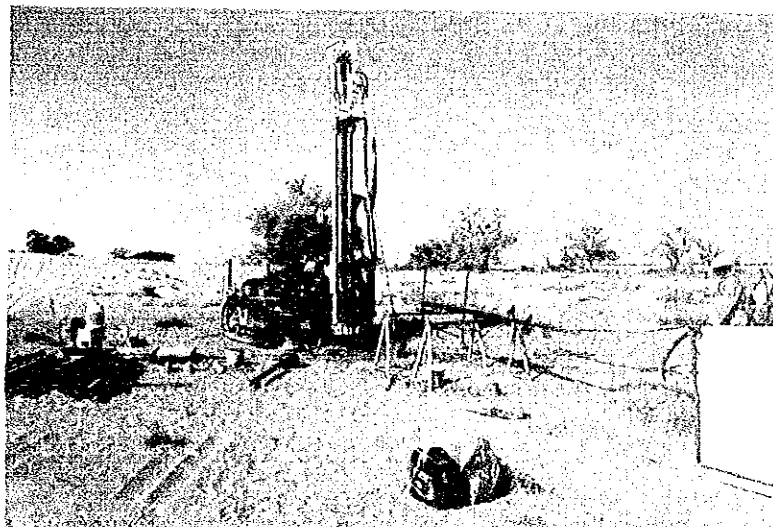


写真2 サイトの地盤ボーリング調査

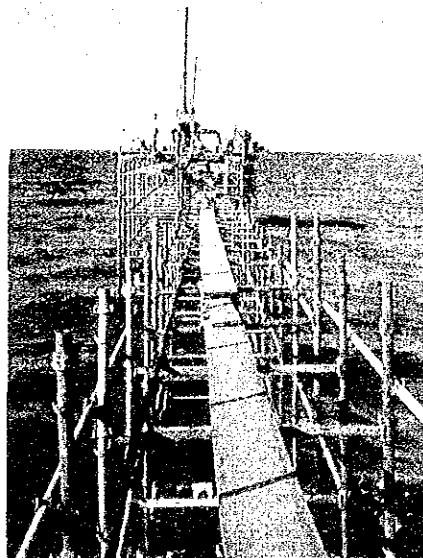


写真3 サイトの海底ボーリング調査

結論と提言

結 論

1. 調査の地域

本調査において、最適開発案として策定されたバルカ発電・海水淡水化プラントの対象地域は次のとおりである。

- － 電 気 : マスカット系統およびワジ・ジズジ系統
- － 水 : マスカット水供給システムおよび南部バティナ地方の6地域
(Barka, Al-Masnaah, Rustaq, Nakhal, Al-Awabi, Wadi Al-Maawil)

2. 需要予測

上述の対象地域におけるプロジェクトの最終目標2010年および経過年における電力、水の需要予測は次のとおりである。

項 目 \ 年	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010
電力需要 (MW)	1,390	1,590	1,820	2,070	2,340	2,620	2,930
水需要 (m ³ /d)	127,000	150,000	175,000	203,000	229,000	255,000	283,000

3. プロジェクト実施の必要性・緊急性

現在、首都のマスカットおよびその周辺地域で電力・水の需要が急増している。1994年のマスカット系統およびワジ・ジズジ系統の電力の供給規制はそれぞれ52 MWおよび12 MWに達している。また、飲料水は慢性的に供給不足となっている。このような供給不足を解消するため、プロジェクトの実施が緊急の課題となっている。

4. 最適開発スキーム

(1) 電力供給の最適開発スキーム

1) 発電プラントの最適スキーム

発電プラントの最適スキームとしてコンバインドサイクル発電プラントが

推奨された。プラントの構成はガスタービン96 MW×2台、排熱回収ボイラ2缶および蒸気タービン100 MW×1台を1ブロックとする。1ブロックの全体出力は292 MWである。

2) 発電プラントの規模

本プロジェクトの最終目標2010年におけるプラント全体の設備容量は1,848 MWとなる。プラント全体の構成は6ブロックのコンバインドサイクルプラント(292 MW×6=1,752 MW)およびオープンサイクルガスタービン1台(96 MW×1)となる。

(2) 水供給の開発スキーム

1) 海水淡水化プラントの最適スキーム

海水淡水化プラントの最適スキームとして逆浸透法(Reverse Osmosis-RO)が推奨された。ユニット容量は63,600 m³/dとなる。

2) 海水淡水化プラントの規模

プロジェクトの最終目標2010年における海水淡水化プラントの全体設備容量は254,400 m³/dとなる。プラント全体の構成は63,600 m³/dのユニットを4基設置する。

5. 環境調査

発電・海水淡水化プラントの建設および運営上、建設用地周辺の生態系、社会環境に関し重大な影響を及ぼすと考えられる環境面の問題点は特に見当たらない。

6. 実施計画

本プロジェクトの最適開発案について、電力および水の需給バランスと経済的な設備投入時期を考慮し、次の4段階の実施計画とする。

なお、工事開始前のエンジニアリング業務を次のスケジュールで実施するものとする。

- | | | |
|----------------------|---|---------|
| － 入札書類の完成 | ： | 1995年9月 |
| － プラント建設契約の締結および工事開始 | ： | 1996年5月 |

項目 \ 段階	1	2	3	4
工事期間	1995年5月～ 1998年12月	1998年5月～ 2001年12月	2001年5月～ 2006年12月	2006年5月～ 2009年12月
発電プラントの設備容量	292 MW, (1C/Cﾌﾞｯｸ) 96 MW, 1 ﾔｯﾄ G/T	292 MW, (1C/Cﾌﾞｯｸ)	292 MW × 2 (2C/Cﾌﾞｯｸ)	292 MW × 2 (2C/Cﾌﾞｯｸ)
海水淡水化プラントの設備容量	63,600 m ³ /d 1 RO ﾔｯﾄ	63,600 m ³ /d 1 RO ﾔｯﾄ	63,600 m ³ /d 1 RO ﾔｯﾄ	63,600 m ³ /d 1 RO ﾔｯﾄ

C/C : コンバインドサイクル発電プラント、G/T : オープンサイクルガスタービン
RO : 逆浸透法淡水化プラント

上記の実施計画に基づき建設される各プラントの運転開始予定は次のとおりである。

項目 \ 年	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
発電プラント (MW)													
設備容量	192	196	96	96	100	96	196	96	96	196	96	196	196
果 計	192	388	484	580	680	776	972	1,068	2,164	1,360	1,456	1,652	1,848
淡水化プラント (×10 ³ m ³ /d)													
設備容量	63.6			63.6				63.6			63.6		
果 計	63.6			127.2				190.8			254.4		

7. 建設費見積り

建設費の見積りは1994年価格を基準とする。電力および海水淡水化部門のプラント機器、土木建築工事とも諸経費は直接工事費に対し予備費を10%、MEWの一般管理費を0.5%、エンジニアリング費用を1.5%で見積る。また、通貨交換率は次の率を適用する。

1米ドル = 0.3845 リアル オマニ (R.O) (1994年6月現在)

1米ドル = 106円 (平成5年1月2日～平成6年7月1日間の平均レート)

1R.O = 276円

上記条件に基づいて見積られた本プロジェクトの最適開発スキームの概算建設費は次のとおりである。

(1) 全体建設費

電力部門	564.18百万 R.O
海水淡水化部門	262.02百万 R.O
合計	826.20百万 R.O

(2) 段階的建設費

(百万 R.O)

項目 \ 段階	1	2	3	4	合計
発電プラント	145.10	101.29	157.17	160.62	564.18
海水淡水化プラント	113.19	49.61	49.61	49.61	262.02
合計	258.29	150.90	206.78	210.23	826.20

8. 経済・財務評価

本プロジェクトは、経済および財務の両面から判断して実行可能な計画と判断される。本プロジェクトの経済および財務分析において得られた内部収益率は、いずれも仮定した割引率である8%を十分に超えている。

提 言

1. 電力および水の需要予測から判断すると1998年の初期に最低200MW相当の発電プラント、また、1998年中頃に63,000 m³/dの海水淡水化プラントの運転開始が必要となる。この電力、水の需要を満たすためには、工事開始前のエンジニアリング業務を次のスケジュールで実施し、早急に工事開始ができるように準備する必要がある。
 - － 入札書類の完成 : 1995年9月
 - － プラント建設契約の締結および工事開始 : 1996年5月
2. 本フィージビリティ調査の範囲外である次の主要事項について、プロジェクトの実施計画と並行して推進する必要がある。
 - － サイトまでの燃料供給施設の準備
 - － プラントの運転、保守要員の確保
3. オマニゼーションの一環として、本プロジェクトの計画から運転、保守に至るプロジェクトの実施過程においてオマーン人の実務面の訓練と育成を行なうことが重要である。
4. 既存の送配電設備の損失および配水系統の漏水が大きく、貴重な資源が浪費されている。本プロジェクトの実施を一層効果的にするために既存設備の電力、水の損失低減策を講じることが不可欠である。
5. 電力、水供給事業発展のため民営化への移行に際しては、適切な外国資金の導入等について検討が必要である。また、民営化移行のため関連法規を早急に整備する必要がある。

目 次

序 文

結論と提言

第1章 緒 論

1.1 プロジェクトの背景・経緯	1- 1
1.2 プロジェクトの目的・範囲・調査内容	1- 1
1.3 プロジェクト実施の必要性・緊急性	1- 2
1.4 プロジェクトサイト	1- 2

第2章 需要想定

2.1 電力需要想定	2- 1
2.2 水需要想定	2- 8

第3章 電源開発計画および電力設備

3.1 電力系統計画	3- 1
3.2 電源開発計画	3- 1
3.3 発電方式の選定	3- 5
3.4 発電設備の基本構成	3- 7
3.5 発電設備の運用	3- 9
3.6 流通設備計画	3-10

第4章 水資源開発計画および造水・送水設備

4.1 水供給設備の現状	4- 1
4.2 水資源開発計画	4- 2
4.3 淡水化方式の選定	4- 4
4.4 淡水化設備の基本構成と機器仕様	4- 9
4.5 送水設備	4-11

第5章 土木・建築設備計画

5.1 サイトの全体配置（プラントおよびハウジング）	5- 1
5.2 プラントサイト造成高	5- 1
5.3 土木および建築設備	5- 2
5.4 海水取水設備	5- 3

第6章 環境評価	
6.1 環境調査	6- 1
6.2 温排水および排ガス拡散予測	6- 2
6.3 環境影響評価	6- 3
第7章 実施計画および建設費見積り	
7.1 実施計画	7- 1
7.2 運転・保守計画	7- 3
7.3 建設費見積り	7- 3
第8章 経済・財務分析	
8.1 最小費用開発計画	8- 1
8.2 本プロジェクトのアウトプットの価格（長期限界費用）	8- 2
8.3 財務的収益率	8- 5
8.4 経済的収益率	8- 8

付 録

表 目 次

表 2.1	消費電力量予測	2- 3
表 2.2	バルカ発電所の所要発電力予測 (マイクロ手法)	2- 6
表 2.3	水消費量予測-シナリオ 1	2-10
表 2.4	水消費量予測-シナリオ 2	2-11
表 4.1	4,000 m ³ /d以上の海水淡水化プラント	4- 5
表 4.2	MSF法、RO法によるプラントの造水コストの比較	4- 7
表 4.3	MSF法、RO法の比較評価	4- 8
表 4.4	送水コスト	4-12
表 7.3.1	建設費	7- 5

図目次

図2.1	消費電力量の推移（予測）1993年～2010年	2-4
図2.2	消費電力量の用途別構成の推移	2-5
図2.3	マスカットーワジ・ジズジ連系系統の ピークロード予測の比較 1993年～2010年	2-7
図2.4	水消費量の推移（予測）1993年～2010年	2-12
図2.5	水消費量の用途別構成の推移	2-13
図3.1	電力系統計画	3-1
図3.2	132KV送電線ルート図	3-4
図3.3	コンバインドサイクルプラント主要系統図	3-8
図3.4	バルカプロジェクト送電計画	3-11
図4.1	グブラ淡水化プラント生産水量	4-1
図4.2	需要の月毎の変動	4-2
図4.3	水需要と生産能力の関係	4-2
図4.4	開発計画	4-4
図4.5	4,000m ³ /d以上の淡水化プラント（プロセス毎）	4-4
図4.6	MSF法、RO法によるプラントの構成	4-6
図4.7	天然ガス価格と造水価格の関係	4-8
図4.8	2010年における淡水化プラントの稼働予想	4-10

第 1 章 緒 論

第1章 緒 論

1.1 プロジェクトの背景・経緯

1970年に即位したオマーン国・現カブース国王は、石油収入の多くを社会・産業基盤の整備に費やし、1976年からは経済開発5ヶ年計画に基づき、電力・水の供給源の確保と拡充を強力に推進してきた。その結果、電力・水の供給能力および供給量は顕著な伸びを示してきた。しかし、首都のマスカットおよびその周辺地域で電力・水の需要が急増したため、供給不足を解消するため発電・海水淡水化プラントの建設が緊急の課題となっている。

オマーン国政府は、このプラントの建設が実施可能で優先順位が高いと判断し、第5次5ヶ年計画（1996年～2000年）に正式に盛り込むことを決定し、日本国政府に「バルカ発電・海水淡水化プラント開発調査」（以下、「本プロジェクト」と言う）の実施を要請した。

本プロジェクトに対しては、すでに1985年に開発調査が行なわれ、プロジェクトは実行可能であると結論づけられた。しかし、1986年以降の石油価格低落により、プロジェクトは実行されず、今日に至っている。電力・水の需要拡大が急速に進行している状況にあって、プロジェクトの早期実施は不可欠との判断に立って、オマーン国政府は1992年11月に再度、日本国政府に技術協力を要請した。この要請に応え、日本国政府は、再度開発調査を行なうことを決定し、1992年11月の予備調査、1993年6月の作業範囲（以下、「S/W」と言う）の確定を経て、本プロジェクトの実施に至ったものである。

1.2 プロジェクトの目的・範囲・調査内容

本プロジェクトの目的は、2010年を目標とするバルカ発電・海水淡水化プロジェクトの最適開発案を策定し、技術・環境・経済・財務にわたる実現可能性を検討することである。

この目的に沿った調査の主要項目・範囲は、以下のとおりである。

- (1) 電力・水の需要予測
- (2) 発電・淡水化プラントの最適型式・規模の策定および概念設計
- (3) 電力・水の段階的供給計画の策定および建設費の見積り
- (4) プロジェクトの環境影響評価
- (5) プロジェクトの経済・財務分析

本プロジェクトの調査は、1993年11月のインセプションレポートの作成提出から始まって、1994年8月のドラフト最終報告書の協議に至る4回の現地調査を含め、次の3段階に分けて実施された。調査の内容は5種類のレポート（インセプション、プログレス、インテリム、ドラフト最終、最終）に報告されているとおりである。

- フェーズ1 : データ収集および現地踏査
- フェーズ2 : 概念設計および環境調査
- フェーズ3 : 実施計画および経済・財務分析

なお、オマーン国政府側の実施機関は、電気・水省（MEW）であり、JICA調査団は（株）パシフィックコンサルタンツインターナショナルの専門家から構成された。

1.3 プロジェクト実施の必要性・緊急性

本プロジェクトは、急増する電力・水の需要を満たすため、発電プラントおよび海水淡水化プラントの建設が必要であり、しかも早期実施が不可欠である。この点は、需要予測に基づく需給バランスおよび開発計画の部分（第2章～第4章）で詳細に述べることとし、本プロジェクトの必要性・緊急性を裏付ける特殊条件として以下の点が挙げられる。

- (1) 本プロジェクトの電力・水の供給地域は、気温が最高45℃～47℃にも達するため、冷房機器（エアコン）が生活必需品である。しかし、電力不足により1993年には20MWの負荷制限を余儀なくされ、また1994年には70MW相当の負荷制限が必要になると見込まれている。このため、需要家の大多数を占める家庭では必要数のエアコンが導入できず、基本的な生活要件を満たせない。飲料水についても同様な状況にある。
- (2) 発電設備は、ガスタービンが主体であるが、熱効率が低いため貴重な燃料（天然ガス）を大量に使用せざるを得ず、多額の燃料費がMEWの財政基盤を脆弱なものにしている。

1.4 プロジェクトサイト

本プロジェクトのサイトとして、バルカ市の東方約5.5 kmに位置する1,000m×610 mの大きさを持つ土地を選定した。このサイトは、環境配慮を含めた技術的、経済的観点から総合的に検討した結果、サイトとして適切と判断されたものである。加えて、サイト用地は現国王の所有地であり、土地利用上の制約がないことから、MEWから合意が得られている。

第 2 章 需要想定

第2章 需要想定

2.1 電力需要想定

オマーン国においては歴史的に、主要な政府歳入源である原油生産と電力消費量との間に密接な関係がある。

電力需要は、① 送配電設備の拡充による電力供給地域の拡大、② 工業団地や病院、学校、道路などへの公共投資の拡大、③ 政府支出の波及効果としての民間の住宅投資や家電品の購入、などの結果として増大してきた。

マスカット系統とワジ・ジズジ系統のピークロード・消費電力量は今後も着実に増加する見込みである。両系統の合計消費電力量は、1993年の3,767GWHから2010年には10,874GWHに増加すると予測される(表2.1と図2.1参照)。(これらの数値には海水淡水化プラントでの消費量を含んでいない。)年平均増加率は6.4%である。

電力消費構成が大幅に変化することは考えられない。マスカット系統の「家庭用」需要は総需要の約半分を占めており、今後もこの傾向は続くと思われる(図2.2参照)。「家庭用」の契約口数は年率3.5%で増加し、原単位(1口数当たりの消費電力量)も1993年～2000年は年率3.5%、2001年～2005年は3.0%、2006年～2010年は2.5%の増加を続けると予想される。マスカット系統内の家庭用電化率はほぼ100%と見積られており、よって人口増加が口数増加の主因になるであろう。

両系統とも、「家庭用」原単位が上昇しているのは、エアコンの導入が着実に増えていることが主な原因であり、ほとんどの家庭で最低1台のエアコンを持っている。オマーン国では夏季の気温が40℃を超える地域もあり、エアコンが生活必需品の一つになっている。

平均的家族数が7人であることを考慮すると、平均的世帯が持つエアコンの数は増加し、原単位を押し上げると見られる。家庭用原単位は以下のように想定される。

	1990年(実績)	1993年(実績)	2000年(予想)	2010年(予想)
マスカット系統 (MWH)	12.6	14.6	18.6	24.4
ワジ・ジズジ系統 (MWH)	8.2	9.3	12.2	17.7

首都圏に住む平均的世帯の推定年収は2,500R.Oであり、これに対して電気料金支出は年間160R.Oである。将来の電力需要は世帯収入の伸びに大きく左右されることに留意する必要がある。

マスカット系統における「非家庭用」の電力需要の中でも、「政府用」需要に大きな変化があると予想される。すなわち、全体の需要に占める政府用の需要の比率は1993年の20%から2010年の15%へと顕著に低下する見込みである。商工業用の比率が上昇し、この低下分は相殺されることになろう。これは、開発に対する政府の役割が、直接的関与から民間部門への間接的支援へと徐々に変更されてゆくと予測されるためである。

両系統の電力需要(ピークロード)は、海水淡水化プラントでの需要を含めれば、1993年~2010年の間の17年間に1,000MWから2,900MWに増加すると予測される。この期間の年平均増加率は6.5%である。既存の発電所の総設備容量が1996年以降も1,288MWで変化しないと仮定すれば、バルカ発電所が負担すべきピークロードは1998年に106MW、2000年に304MW、2010年には1,640MWになると予想される(表2.2と図2.3参照)。¹(本プロジェクトの第1号機が運転を開始する前の1997年に、すでに電力不足が予想されている。)

1 積み上げによるミクロ手法と時系列傾向線によるマクロ手法を用いて需要想定を行なった。これら2つの手法のうち、最終的にミクロ手法による予測結果を採用した。また海水淡水化プラントに関してRO法が採用されると仮定し、その所要電力量を含めた。

表 2.1 消費電力量予測

(MW/1)

Description	Year	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Major consumers																			
1 Oman Cement and Oman Refinery Co.																			
Number of connections	114,849	118,869	123,029	127,315	131,792	136,405	141,179	146,120	151,234	156,527	162,006	167,676	173,545	179,619	185,905	192,412	199,147	206,117	
% change	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	
2 Oman Mining Co.																			
Number of connections	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458	129,458
% change	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
3 Total (Items 1 and 2)																			
Number of connections	244,307	248,327	252,487	256,773	261,250	265,863	270,637	275,578	280,692	285,985	291,464	297,134	303,003	309,077	315,363	321,870	328,605	335,575	
% change	2.4%	1.6%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
Non-major consumers																			
Miscellaneous																			
4 Domestic																			
Number of connections	1,854,273	1,966,344	2,127,821	2,279,375	2,441,773	2,615,635	2,801,934	3,001,502	3,199,751	3,411,094	3,636,397	3,876,581	4,132,629	4,384,203	4,651,091	4,934,227	5,234,598	5,553,254	
% change	6.5%	5.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	
5 Commercial																			
Number of connections	8,185	8,985	9,385	9,885	10,385	10,885	11,385	11,885	12,385	12,885	13,385	13,885	14,385	14,885	15,385	15,885	16,385	16,885	17,385
% change	9.8%	9.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	
6 Industrial																			
Number of connections	882,14	103,002	119,216	136,707	155,648	176,142	198,296	222,224	252,255	284,733	319,828	357,720	398,603	433,148	469,820	508,732	550,005	593,766	
% change	16.9%	16.9%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	
7 Government																			
Number of connections	769,671	813,092	857,943	904,262	952,091	1,001,471	1,052,446	1,105,059	1,159,884	1,217,005	1,276,509	1,338,468	1,403,037	1,469,760	1,547,161	1,597,908	1,650,068		
% change	5.7%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%		
8 Total (Items 4 to 7)																			
Number of connections	2,920,875	3,125,814	3,343,354	3,574,309	3,819,548	4,079,997	4,356,646	4,650,522	4,956,887	5,282,122	5,627,548	5,994,263	6,383,688	6,741,104	7,118,072	7,515,694	7,955,137	8,377,656	
% change	6.9%	6.9%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	
Wadi Fiza System																			
9 Domestic																			
Number of connections	455,096	489,865	527,298	567,575	610,938	657,614	707,856	761,936	820,148	882,807	950,253	1,022,853	1,100,999	1,179,417	1,265,421	1,353,409	1,449,805	1,553,067	
% change	7.5%	7.5%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	
10 Commercial																			
Number of connections	50,868	55,700	60,777	66,108	71,704	77,576	83,736	90,196	96,954	104,000	111,000	117,000	123,000	129,000	135,000	141,000	147,000	153,000	
% change	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	
11 Industrial																			
Number of connections	5,076	6,853	8,881	11,190	13,812	16,781	20,137	23,923	29,360	35,514	42,465	50,200	59,118	67,746	77,196	87,537	98,841	111,856	
% change	35.9%	35.9%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	23.3%	
12 Government																			
Number of connections	90,638	102,304	114,401	126,940	139,935	153,399	167,348	181,789	197,569	203,626	218,149	233,093	248,464	264,294	280,608	281,715	294,927	308,355	
% change	13.2%	11.3%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	9.7%	
13 Total (Items 9 to 12)																			
Number of connections	601,678	654,722	711,349	771,813	836,389	905,370	979,075	1,057,844	1,141,612	1,231,467	1,327,809	1,434,315	1,541,237	1,650,494	1,765,862	1,886,936	2,020,232	2,160,347	
% change	8.8%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	
14 Grand Total (Items 3, 6 and 11)																			
Number of connections	3,766,866	4,028,612	4,307,190	4,602,916	4,917,187	5,251,236	5,646,558	6,095,974	6,579,190	7,092,332	7,646,381	8,242,616	8,884,318	9,575,615	10,318,928	11,125,694	12,000,821	12,950,815	
% change	6.9%	6.9%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	

Note: 1. Consumption by desalination plants is not included.
2. Rounding errors for the consumption figures for 1993.

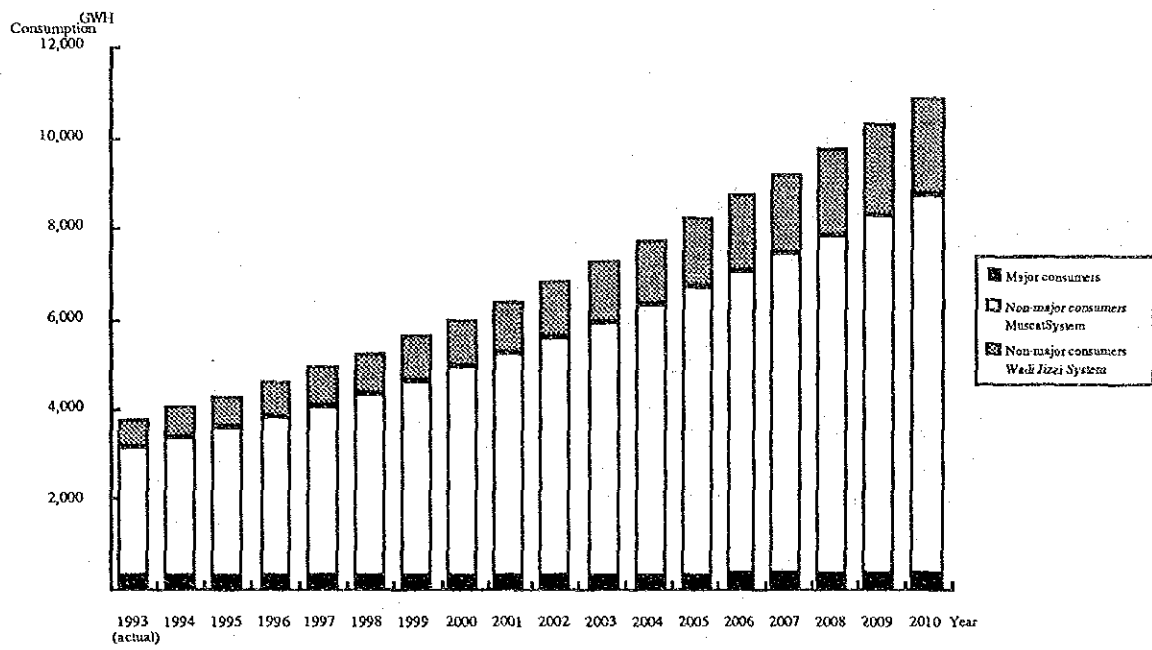
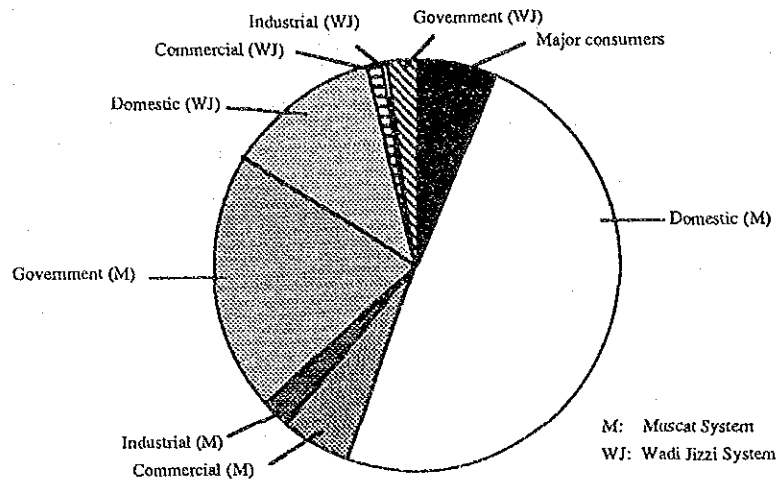
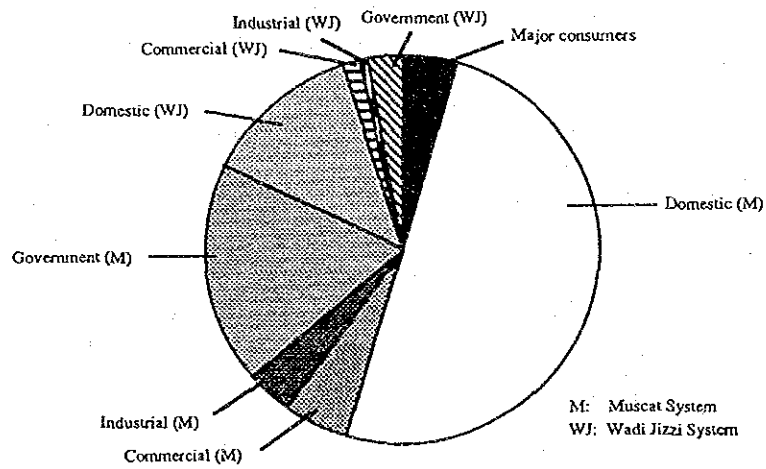


図 2.1 消費電力量の推移 (予測) 1993年～2010年

(1) Year 1993 (actual)



(2) Year 2000 (projected)



(3) Year 2010 (projected)

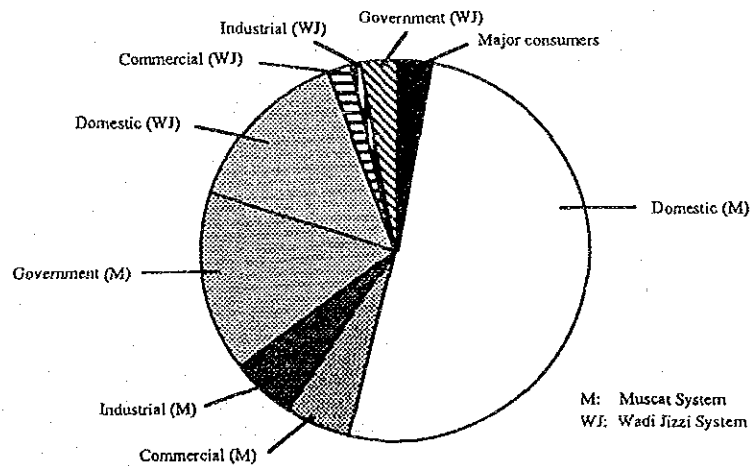


図 2.2 消費電力量の用途別構成の推移

表 2.2 バルカ発電所の所要発電力予測 (ミクロ手法)

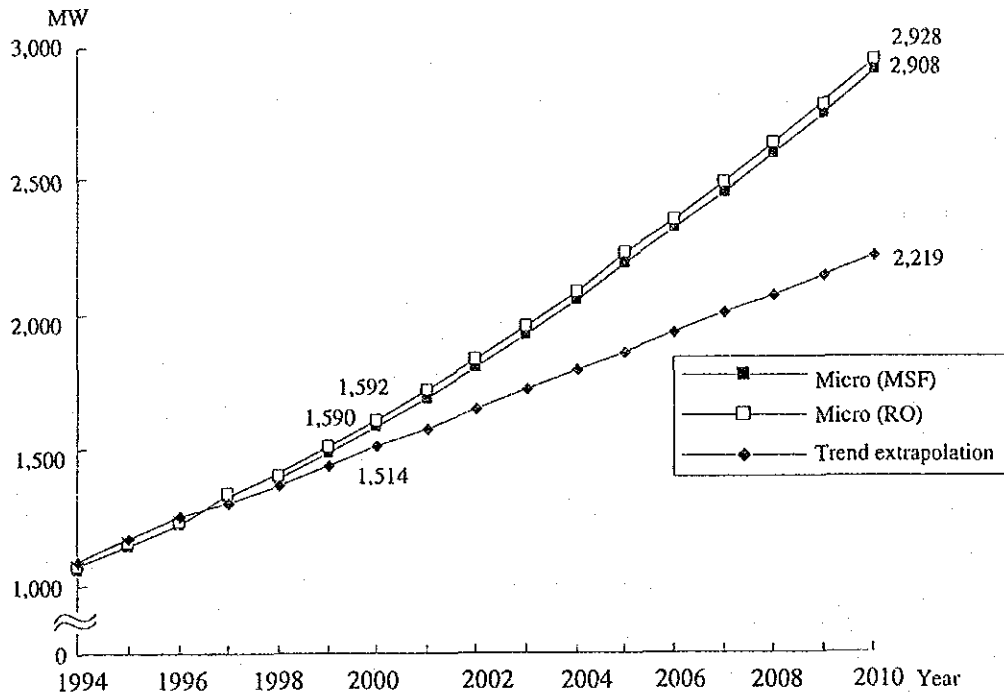
Description	Year	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1 Projected energy consumption (MW)		4,028,862	4,307,190	4,602,916	4,917,187	5,251,230	5,606,358	5,983,974	6,379,190	6,799,615	7,246,881	7,724,732	8,230,028	8,769,675	9,349,298	9,976,501	10,653,985	10,873,558
2 Transmission loss (12%)		549,390	587,344	627,670	670,525	716,077	764,503	815,996	869,890	927,220	988,211	1,053,100	1,122,140	1,196,456	1,274,450	1,357,341	1,445,362	1,482,758
3 Total electricity transmitted (requirement)		4,578,253	4,894,534	5,230,586	5,587,712	5,967,307	6,370,861	6,799,971	7,249,080	7,726,835	8,235,092	8,777,832	9,352,168	9,966,131	10,623,748	11,333,842	12,100,347	12,356,315
4 Total installed capacity at existing stations (MW)		1,037	1,255	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288	1,288
Option 1 (MSF desalination system)																		
5 Projected total power requirement (MW)		1,074	1,145	1,221	1,308	1,394	1,480	1,569	1,697	1,811	1,922	2,062	2,198	2,325	2,459	2,601	2,750	2,908
6 Electricity transmitted from Chubbah, Rusail and Wadi Jizi Stations (Less)		4,382,836	5,353,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927
7 Electricity transmitted from Barka Station (requirement)		0	0	0	0	466,380	869,934	1,299,043	1,748,153	2,225,908	2,734,164	3,274,904	3,850,241	4,466,203	4,952,821	5,551,914	6,185,419	6,855,388
8 Energy consumption at Barka desalination plant (MW)		0	0	0	0	0	0	19,967	39,862	68,983	99,536	131,592	165,227	226,841	256,817	288,127	320,238	355,021
9 Electricity used at Barka Station (3%)		0	0	0	0	14,424	27,523	41,409	56,200	71,921	88,632	106,396	125,207	142,671	161,123	180,650	201,224	223,002
10 Electricity generated at Barka (requirement)		480,804	917,424	1,380,315	1,873,336	2,397,365	2,954,389	3,546,528	4,173,583	4,755,715	5,370,760	6,020,561	6,707,482	7,433,412	8,197,482	8,997,482	9,833,412	10,703,412
11 Projected power requirement for Barka (MW)		106	202	304	409	503	644	774	910	1,037	1,171	1,313	1,462	1,620	1,779	1,947	2,126	2,317
Option 2 (RO desalination system)																		
12 Projected total power requirement (MW)		1,074	1,145	1,221	1,308	1,394	1,490	1,592	1,701	1,817	1,940	2,071	2,209	2,338	2,473	2,617	2,768	2,928
13 Electricity transmitted from Chubbah, Rusail and Wadi Jizi Stations (Less)		4,382,836	5,353,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927	5,500,927
14 Electricity transmitted from Barka Station (requirement)		0	0	0	0	466,380	869,934	1,299,043	1,748,153	2,225,908	2,734,164	3,274,904	3,850,241	4,466,203	4,952,821	5,551,914	6,185,419	6,855,388
15 Energy consumption at Barka desalination plant (MW)		0	0	0	0	0	0	25,144	50,197	86,868	125,342	165,709	208,064	249,503	285,651	323,399	362,827	404,019
16 Electricity used at Barka Station (2.0%)		0	0	0	0	9,518	18,267	27,596	37,449	47,983	59,181	71,081	83,668	95,944	107,678	120,709	134,478	149,000
17 Electricity generated at Barka (requirement)		475,898	913,345	1,376,776	1,872,470	2,399,234	2,959,055	3,554,049	4,183,412	4,767,198	5,383,892	6,035,450	6,723,916	7,451,482	8,219,482	9,027,482	9,875,482	10,763,482
18 Projected power requirement for Barka (MW)		106	202	304	413	529	652	783	921	1,050	1,185	1,329	1,480	1,640	1,800	1,969	2,148	2,337
Water production at Barka (m ³ /d)						10,131	20,224	34,999	50,500	66,764	83,829	100,525	115,089	130,298	146,183	162,779	180,122	

Note: 1. Options 1 and 2 represent respectively, the use of the MSF process and that of the RO process for the Project's desalination system.

2. Assumptions:
 Power consumption for desalination (kwh/m³)
 MSF System 5.4
 RO System 6.8

Well water (m³/d) 20,000
 Water production at Chubbah (m³/d) 136,196
 Blended consumption (Water) 83% 1999
 Station use at Barka (Water) 83% 2000-2010
 2%

3. For water production requirements, see relevant chapters of this report.



Note: Micro (MSF): Forecast by the micro forecasting method. The desalination process assumed is MSF system.
 Micro (RO): Forecast by the micro forecasting method. The desalination process assumed is RO system.
 Trend extrapolation: Forecast by the trend extrapolation.

図 2.3 マスカットーワジ・ジズジ連系系統のピークロード予測の比較
 1993年～2010年

2.2 水需要想定

消費電力量と同様に水の消費量も原油生産収入と深い結びつきがある。水消費の増加は送配水設備への公共投資の規模に左右され、そしてその公共投資の規模は原油生産による政府収入に左右されていると考えられる。

造水設備の能力不足が原因となって水需要はほぼ慢性的に抑制されてきた。さらに重要なことに、マスカット行政区内で水道水が供給されているのは全世帯のわずか45%にすぎないと推定される。逆に言えば、本プロジェクトが実施されて十分な造水能力が確保されるならば、また水道網が地理的に急速に拡大されるならば、水の消費量は大幅に増加する。水の潜在需要が大きいことは明らかであり、よって十分な水道水が供給されれば、水の消費量は増大する。

本プロジェクトは、既存のマスカット水道網と南パティナ地方の6つの地区（バルカを含む）に、給水することを目的としている。消費水量は、1993年の実績9万9,000 m^3/d に対し、2000年で15万 m^3/d 、2010年で28万3,000 m^3/d と予測される（表2.3、表2.4と図2.4、図2.5参照）。1993年～2010年の年平均増加率は6.4%である。一方、消費量が約2万 m^3/d であった1981年から1993年までの年平均増加率は14.3%であった。

南パティナ地方のみの消費量は2000年で5,000 m^3/d 、2010年で3万2,000 m^3/d と見積られている。この地方には水道水が普及しておらず、将来においても原単位（1口数当たりの消費量）は首都圏の原単位を大幅に下回ると予想される。例えば、「家庭用」の原単位は2000年で0.5 m^3/d 、2010年で0.75 m^3/d 程度であると予想される。これに対するマスカット首都圏の原単位は、それぞれ1.1 m^3/d 、1.4 m^3/d である。

マスカット地方の家庭用需要家の消費量が総消費量に占める割合は1993年の41%から2010年には約50%に上昇すると予想される。口数の年平均増加数は1994年～1996年が2,000口、1997年～1998年が3,500口であり、その後の5年間は4,250口、さらに2010年までが3,850口であると想定する。1990年～1993年の間の3年間の実績値は年平均1990口である。

これらの予想増加口数は、供給地域を積極的に拡大するという政府の方針を反映している。水道網が辺地に拡大されるにつれ、送配水設備の設置に要する1口当たりの費用は、より一層高くなるであろう。したがって、水道網への設備投資が現状と同一レベルであれば、年間の口数の増加数は減少することになる。口数の増加が想定どおりであれば、マスカット行政区の水道普及率は2010年には約62%に上昇する。

マスカット地区の1993年における家庭用の原単位は $0.98\text{m}^3/\text{d}$ (216ガロン/d)である。現行の水道料金2バイザ/ガロンを使って、この原単位を1ヶ月当たりの水道料金に換算すると、約13R.Oになる。一家庭当たりの使用水道料金の中間値は不明であるが、平均値(すなわち13R.O)よりは小さいと推定される。しかしながら、一般家庭の推定月収が約200R.Oであることを考慮すれば、この使用水道料金は高いと思われる。原単位の年平均増加率は2010年まで2%と予想される。

マスカット給水網における家庭用消費は、1993年～2010年の17年間で3.5倍に増加する一方、政府用の増加は2倍以下であると予想される。これは、首都圏以外における政府関係の潜在需要家数が限られているためである。商業用消費量には工業需要家の分も含まれており、同期間に3.6倍に増加すると予想される。原単位の年平均増加率は2%以下であるが、需要家数は5%以上の増加率が見込まれている。この高い予想増加率は、工業化と経済開発を継続的に推進しようとする政府の方針を反映している。新規の商業需要家は、新たに水道網を拡張する地域だけではなく、既存の供給地域においても発生する。2010年までには商業需要家の消費量は政府関係需要家の消費量を超えると予想される。

表 2.3 水消費費予測 - シナリオ 1

Muscat Area	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Major consumers	26,954	27,609	28,283	28,977	29,692	30,427	31,184	31,963	32,765	33,591	34,442	35,318	36,220	37,149	38,106	39,093	40,109	41,155	42,234	43,345	44,491
a. Dwan Royal Court	8,650	8,792	8,968	9,148	9,331	9,517	9,708	9,902	10,100	10,302	10,508	10,718	10,932	11,151	11,374	11,601	11,833	12,070	12,311	12,558	12,809
% change	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%	2.0%	2.0%
b. Royal Oman Police	6,798	6,865	6,935	7,004	7,074	7,145	7,216	7,288	7,361	7,435	7,509	7,584	7,660	7,737	7,814	7,892	7,971	8,051	8,131	8,213	8,295
% change	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
c. Public Irrigation	6,009	6,219	6,437	6,662	6,895	7,137	7,387	7,645	7,913	8,190	8,476	8,773	9,080	9,398	9,727	10,067	10,420	10,788	11,162	11,552	11,957
% change	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
d. Min. of Defence	5,527	5,751	5,984	6,163	6,392	6,628	6,873	7,128	7,391	7,665	7,948	8,242	8,547	8,864	9,192	9,532	9,884	10,250	10,631	11,023	11,430
% change	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%
2. Domestic connections	40,546	43,351	46,253	49,253	53,941	58,798	65,479	72,403	80,012	94,711	102,683	110,316	118,213	126,382	134,831	143,566	152,598	161,924	171,547	181,474	191,704
% change of connections	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%
unit consumption	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
% change of unit consumption	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%	2.0%	2.0%
combined % change	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%
3. Government connections	16,191	16,719	17,307	17,915	18,543	19,193	19,866	20,641	21,445	22,255	23,091	23,956	24,849	25,772	26,726	27,540	28,375	29,233	30,114	31,019	31,947
% change of connections	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%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
unit consumption	8.1	8.3	8.6	8.9	9.1	9.4	9.7	10.0	10.3	10.5	10.8	11.0	11.3	11.6	11.9	12.1	12.4	12.6	12.9	13.1	13.4
% change of unit consumption	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%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
combined % change	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
4. Commercial connections	9,555	10,192	10,915	11,690	12,640	13,666	14,915	16,378	17,766	19,390	21,162	23,096	24,849	26,735	28,765	30,948	33,297	35,823	38,527	41,417	44,500
% change of connections	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%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
unit consumption	4.1	4.2	4.3	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7
% change of unit consumption	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%	2.0%	2.0%
combined % change	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%
5. Total (Items 1 to 4)	96,993	101,778	106,788	111,992	119,185	126,674	136,229	146,314	156,618	167,471	178,794	190,611	201,797	213,432	225,535	238,127	251,227	264,860	279,127	294,042	309,617
South Batinah																					
6. Domestic connections	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
% change of connections	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%	2.0%	2.0%
unit consumption	4.0	4.1	4.2	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.9	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	6.0	6.2	6.4	6.6	6.8	7.1
% change of unit consumption	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%	2.0%	2.0%
combined % change	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%
7. Government connections																					
% change of connections																					
unit consumption																					
% change of unit consumption																					
combined % change																					
8. Commercial connections																					
% change of connections																					
unit consumption																					
% change of unit consumption																					
combined % change																					
9. Total (Items 6 to 8)																					
10. Grand total (Items 5 and 9)	96,993	101,778	106,788	111,992	119,185	126,674	136,229	146,314	156,618	167,471	178,794	190,611	201,797	213,432	225,535	238,127	251,227	264,860	279,127	294,042	309,617

Note: 1. Two scenarios were assumed for the forecasting.

The differences between the two are the annual increases in the number of domestic and non-domestic connections of the Muscat area.

2. Assumptions for South Batinah:

- 1 Projected number of households in 2000: 32,000
- 2 % of households to be connected by 2005: 60% (72,000)
- 3 New domestic connections each year between 1999 and 2005: 3,200
- 4 Government connections by 2005: 400
- 5 Commercial connections by 2005: 4,000

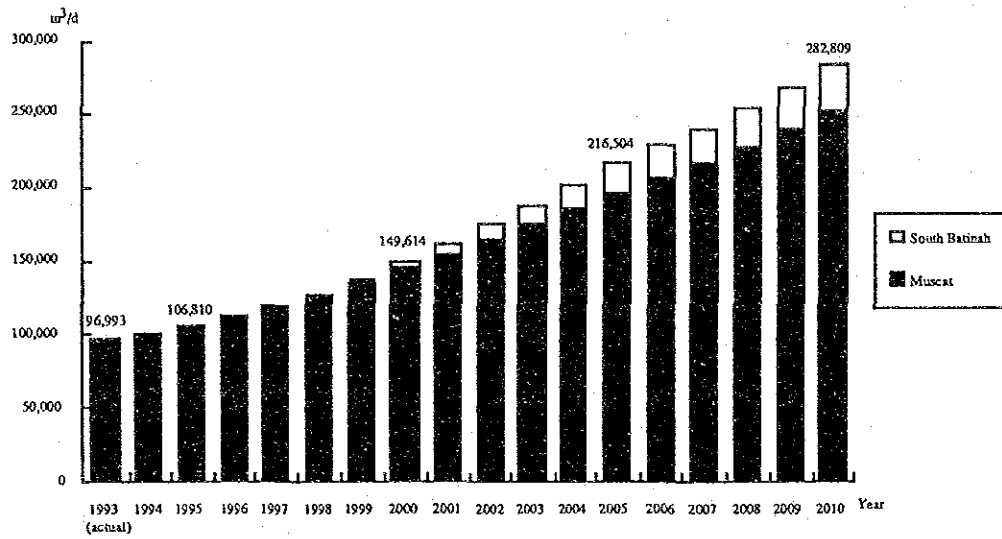
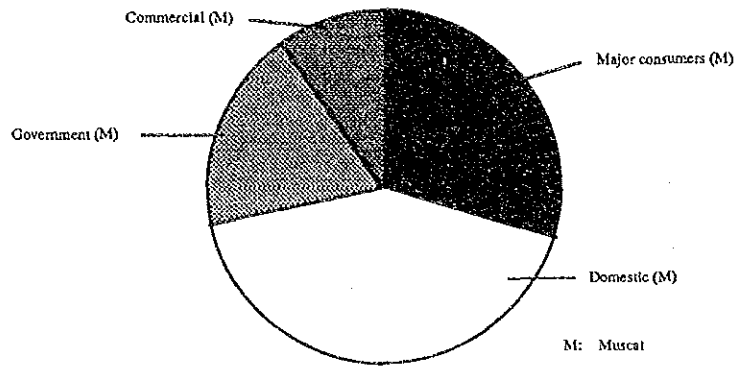
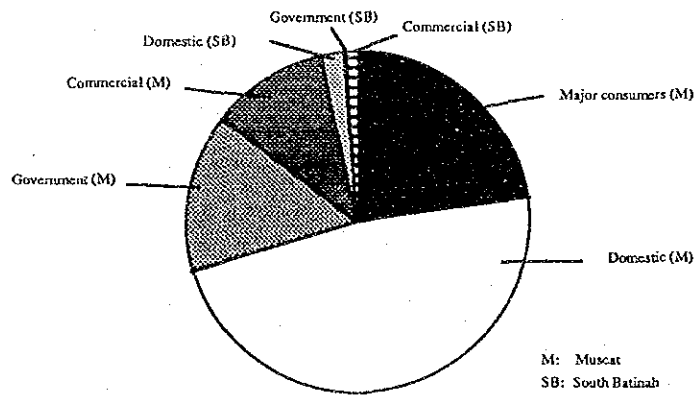


図 2.4 水消費量の推移 (予測) 1993 年～2010 年

(1) Year 1993 (actual)



(2) Year 2000 (projected)



(3) Year 2010 (projected)

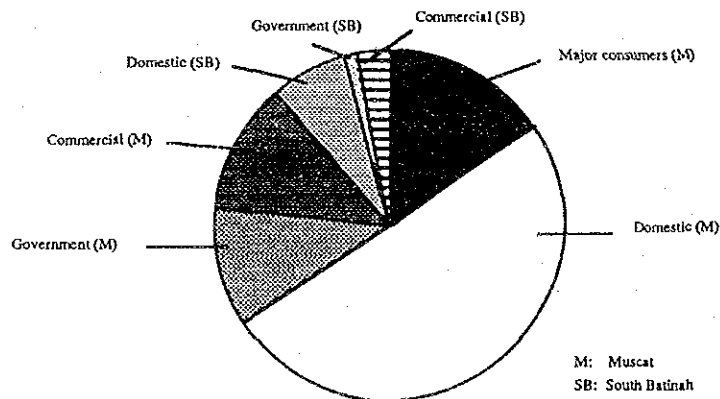


図 2.5 水消費量の用途別構成の推移

第 3 章 電源開発計画および電力設備

第3章 電源開発計画および電力設備

3.1 電力系統計画

電力系統計画は、将来の電力需要を想定した上で、供給力の見通し、技術の進歩などに留意して長期的な電力設備形成の計画を策定するものである。この計画は、図3.1に示すとおり需要想定、電源開発計画、流通設備計画の順序で進める。

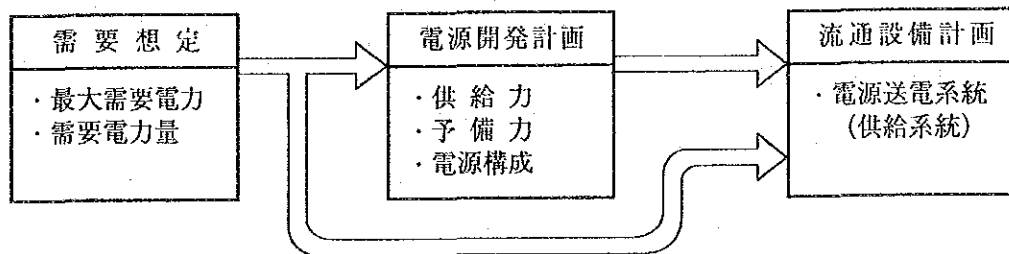


図3.1 電力系統計画

第2章の需要想定に基づき、マスカット系統とワジ・ジズジ系統における電力需要を満たすために既存の供給力と確保すべき予備力を勘案して電源開発計画を作成する。負荷変動に応じた電源構成の立案もこの計画に含まれる。

流通設備計画は、送電・変電・配電設備を取り扱うものであるが、本プロジェクトでは、バルカ発電所からペイト・バルカ変電所およびマディナット・カブース変電所までの電源送電系統を計画の対象範囲とする。

3.2 電源開発計画

(1) 基本方針

電源開発計画は、想定された需要に対し適正規模の供給力を確保し、需給均衡度（バランス）を図るものである。このため、需要電力に系統損失と予備力を加えた電力を供給できる発電設備を計画する必要がある。

系統損失としては、発電所内動力と送電損失が主なものである。発電所内動力には、海水淡水化設備用電力が含まれる。また、送電損失率は、マスカット系統の運転記録からみて12%として計画する。

予備力は、マスカット系統の需要構造と当面確保すべき供給信頼度レベルを考慮し、系統周波数の維持を目的として運転予備力を150MW保有することを目標とする。

(2) 負荷変動と日負荷曲線

本プロジェクトで開発する発電設備の供給力が日負荷曲線のどの部分を分担すべきか決定するため、マスカット系統の負荷変動の状況を調査した。その結果は以下のとおりである。

- 1) 気温の変化に敏感に連動する冷房需要が負荷変動の主因となっており、月別負荷変動および日負荷変動が極めて大きい。
- 2) 過去10年間の日負荷曲線が相似の関係を示していることから電力需要構造に大きな変化がなかったと推定される。

この調査結果を踏まえ、今後、工業用需要が大幅に伸びて電力消費の構造を大きく変化させるというシナリオはないものとし、負荷変動は従来と同じ傾向を維持すると想定した。付図3.1に2010年における最大負荷日および最小負荷日の予想日負荷曲線を示す。また、1993年におけるマスカット系統の日負荷変動を付表3.1と付図3.2に示す。

(3) 供給力の種類

オマーン国に適用する供給力としては、天然ガスが主要な燃料であること、また需要特性上、負荷追従性が優れた発電方式が不可欠であること、などの条件を満たす必要がある。この観点から、日負荷曲線上のベース部分からピーク部分まで柔軟に対応可能な火力機が適切である。

(4) 単機容量の選定

発電設備の単機容量は、電力供給の経済性・信頼性・安定性など判断基準として選定する必要がある。そこで検討の対象とする単機容量を60MWから120MWとして、マスカット系統の発電設備の最大単機容量(83MW)を参考として、総合的に評価した結果、本プロジェクトの最大単機容量は100MWとした。

(5) 既存の電力供給設備

マスカット系統は、オマーン国で最大の電力系統であり、首都圏と周辺地域を供給区域としている。本系統には、グブラ発電所とルセイル発電所が接続され、グブラに蒸気タービンとガスタービンを原動機とする発電機が16台、またルセイルにはガスタービン発電機が6台設置されている。総設備容量は、それぞれ317MW、498MWであり、合計815MWとなっている。一方、ワジ・ジズジ系統はバティナ地方を供給区域とし、ワジ・ジズジ発電所にガスタービン発電機が9台設置されている。総設備容量は222MWである。

送電・変電設備として、マスカット、ワジ・ジズジ両系統に132KV/33KV 1次変電所が各7ヶ所設置されている。また1次変電所間は、132KV2回線の送電線で連系されている。マスカット系統とワジ・ジズジ系統は、単独に運用されており、連系されるに至っていないが、供給予備力の節減、系統信頼度の向上などを目的として近い将来に連系される予定である。両系統内の発電所および1次変電所の位置を図3.2に示す。また、発電設備の概要を付表3.3および付表3.4に示す。

(6) 供給力の見通し

MEWの計画によれば、1996年までにマスカット系統で220MW、ワジ・ジズジ系統で56MW、合計276MWの供給力が追加される。既存の発電設備の総設備容量は1,037MWであり、1996年まで発電機全数が定格出力で運転されるとすれば、1,037MWの供給力が維持できる。これに276MWを加えた1,313MWが1996年の時点での供給力になる。既存の発電設備は、設備能力が高い水準に維持されてきた。しかしながら、発電設備を構成するボイラ、蒸気タービン、ガスタービンなどの機械装置には、経済合理性が成り立つ範囲での耐用年数があるため、これらの供給力が将来にわたって同一水準で維持できるとは言えない。そこで、機械装置の減価償却に使われている耐用年数を参考として20年を発電設備の使用期間と仮定する。この仮定使用期間を既存および増設計画中の発電設備に適用して、年次ごとの供給力の推移を表わしたのが、付表3.5である。この表から分かるように、1996年までに所定の使用期間を超える発電機があるため、この分だけ供給力が低下する。したがって、既存の供給力は1996年には1,313MWが1,288MWになり、これをピークとして急速に低下し、2010年には304MWになる。

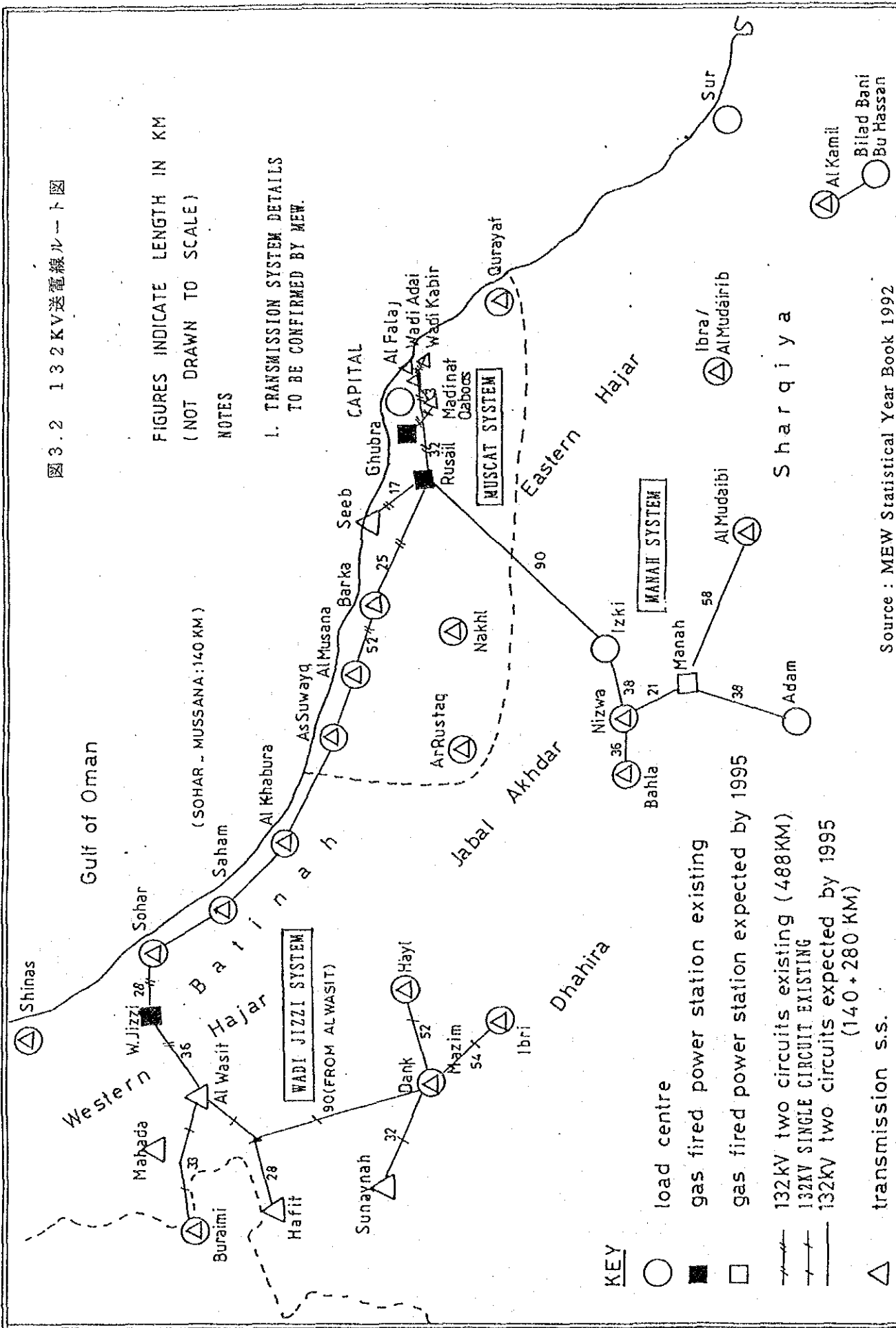
本プロジェクトの発電設備に既存設備の供給力減少分を含めるとすれば、設備容量がきわめて大きくなる。設備容量が大きくなるほど、単位出力あたりの建設費、運転・維持費は低下するため経済性は優れるが、電力供給の信頼性、

図 3.2 132KV送電線ルート図

FIGURES INDICATE LENGTH IN KM
(NOT DRAWN TO SCALE)

NOTES

1. TRANSMISSION SYSTEM DETAILS
TO BE CONFIRMED BY MEW.



- KEY**
- load centre
 - gas fired power station existing
 - gas fired power station expected by 1995
 - 132KV two circuits existing (488KM)
 - - - 132KV SINGLE CIRCUIT EXISTING
 - 132KV two circuits expected by 1995 (140+280 KM)
 - △ transmission s.s.

Source : MEW Statistical Year Book 1992

系統周波数変動に対する安定性、電源集中化による送電損失など、不利な面が多い。したがって、2010年におけるバルカ発電所の総設備容量が系統容量の50%を大幅に越えない程度に抑えることを目安として検討した。

その結果、1996年の供給力1,288MWが2010年まで維持できるよう、耐用年数に達した既存の発電設備は、MEWが別途、順次更新するものとした。

(7) 開発規模

本プロジェクトの開発規模は、年次ごとの最大電力の想定値に対し、今後の供給力の推移、系統損失、予備力を考慮した結果、総設備容量1,848MWとし、以下のとおり4期に分けて建設するのが適当である。

期分け	運転開始年	設備容量
第1期	1999	388 MW
第2期	2002	292 MW
第3期	2007	584 MW
第4期	2010	584 MW
合計		1,848 MW

3.3 発電方式の選定

(1) 基本方針

本プロジェクトでは発電設備と海水淡水化設備が同一構内に設置され、海水淡水化設備の電力需要が発電設備の主要なベースロードとなる。また、電力需要の季節的、時間的変動を吸収させるために、中間ロードおよびピークロードを分担することも責務である。したがって、頻繁な起動停止や大幅な負荷調整を行なうことが可能で、また部分負荷においても高い熱効率を維持できる発電方式を選定する必要がある。特に、負荷変化に応じた発電をしながら、燃料として使用される天然ガスの使用量を削減するうえで、熱効率の高い発電方式が不可欠である。

(2) 海水淡水化設備との組合せを考慮した発電方式

代表的な海水淡水化方式としてMSF法とRO法が挙げられる。MSF法との

組合せにおける発電方式としては、電力負荷と蒸気負荷の需要を同時に満たすことのできる熱電併給方式が望ましい。熱電併給方式には、蒸気タービンサイクル、ガスタービンサイクル、ガス・蒸気コンバインドサイクルがある。これらのサイクルを、年間のベースロード、プラントのメンテナンス、単機容量などを比較項目として検討した結果、MSF法には背圧タービンを使用した蒸気タービンサイクル方式（背圧タービン方式）が適切である。ガスタービンサイクルは、ガスタービンの排気を排熱回収ボイラに導き蒸気を発生するものであるが、1985年F/Sにおいても背圧タービン方式に劣ると判定されている。また、RO法に対しては、蒸気負荷はなく、電力負荷のみである。この電力負荷が発電設備のベースロードになるため、高い熱効率を発揮する発電方式が不可欠である。適用すべき発電方式としては、ガス・蒸気コンバインドサイクル方式が最適である。

MSF法との組合せにおける背圧タービン方式をA案とし、またRO法との組合せにおけるコンバインドサイクル方式をB案として、いずれが本プロジェクトの発電方式に対する開発目的に合致しているか、比較検討した。

比較項目は、熱効率、運転の信頼性・安定性、運転・保守性、建設期間、燃料消費量、建設費用などである。A案は蒸気負荷を含めた熱利用率が大きいものの熱効率が小さく、燃料消費量は多くなる。また、B案は、A案に比べ建設費が安く、とりわけ燃料消費量は50%程度で済み、経済性がきわめて優れている。さらに、B案の持つ起動停止の簡便性・迅速性、負荷追従性などの長を考慮すれば、発電方式としてB案が格段に優れていると判断される。第4章で述べるように、海水淡水化方式として、RO法が選定されたことから、本プロジェクトの発電方式としては、コンバインドサイクル方式が選定された。A案とB案の基本構成と両案の比較結果を付図3.3に示す。

(3) 需要特性に合致した発電方式

オマーン国の需要特性は、気温の季節的変動が激しく、これに連動する冷房需要が負荷変動の主因となっていることが特徴である。このため負荷率が50%台の前半で推移し、発電設備の利用率が低水準にとどまっている。これに加えて、既存の発電設備はガスタービン発電機が主体であり、熱効率が低いために燃料消費量は極めて多い。燃料費は、プロジェクトの投資採算性に大きな影響を及ぼすものであるから、熱効率が格段に優れている発電方式でなければならない。したがって、熱効率に重点をおいて、(1)項の基本方針で述べた要件を十分に満たす発電方式を選定する必要がある。コンバインドサイクル方式は以下の長を持っているため、最適の発電方式と判断される。

- 1) 熱効率が極めて高く、発電端で48%以上(LHVベース、50℃)が期待できる。
- 2) 部分負荷においても比較的高い熱効率が見込める。
- 3) 起動停止時間が短い。
- 4) 温排水量が少ない。
- 5) 環境汚染物質の排出が少ない。

1) の点について、オープンサイクル方式のガスタービン3台、合計出力300MWとコンバインドサイクル方式1系列、合計出力300MWの燃料費を比較した。熱効率をそれぞれ31%、48%とし、運転条件を同一として試算したところ、コンバインドサイクル方式では1年間の燃料費が6.6百万R.O節減できるという結果が得られた。熱効率が高いコンバインドサイクル方式を適用すれば、これだけの燃料費節減につながることから、発電原価の抑制を図るうえで、コンバインドサイクル方式の採用が合理的と判断される。

3.4 発電設備の基本構成

(1) 基本構成

コンバインドサイクル方式には、ガスタービンと蒸気タービンの組合せの方法によって、排熱回収サイクル、排気助燃サイクルなど数種類のサイクルがある。これらのサイクルにはそれぞれ特徴があり、プラントの出力、燃料の種類、運用条件などを考慮して最適なサイクルを選定する。熱効率を向上させるためには、ガスタービンの高温化が必要であり、高温化が進むと排ガス温度も上昇するので、最も有利なサイクルは排熱回収サイクルである。このサイクルはコンバインドサイクル方式の中では最も簡単なシステムで構成されており、世界的に数多く運転されていることから、本プロジェクトに適用するのが最適と考えられる。

ガスタービンと蒸気タービンの軸配列上からは、1軸型と多軸型に分類される。多軸型は、排熱回収ボイラ(HRSG)または蒸気タービン発電機を停止した場合でもガスタービンの単独運転により発電可能であるから、オマーン国の需要特性を考慮すれば、1軸型より有利である。

排熱回収サイクルは、蒸気系統の圧力レベルから複圧形と単圧形に分類され、複圧形は熱利用率が高く、高効率化・省エネルギーの点で優れていることから、複圧形を適用する。

以上の点を踏まえ、本プロジェクトで採用した発電設備の基本構成は図3.3のとおりである。

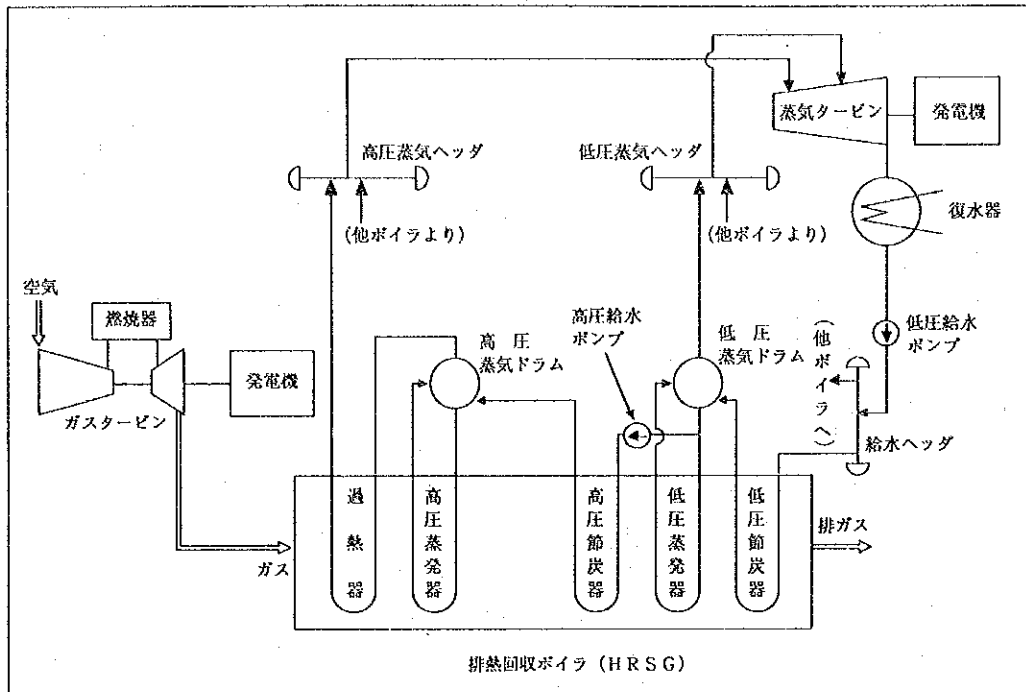


図 3.3 コンバインドサイクルプラント主要系統図

(2) 主要機器の仕様・数量

本プロジェクトの発電設備は、6系列のコンバインドサイクルプラントと1台のガスタービンプラントから構成され、総設備容量は1,848MWである(付図3.3参照)。

以下にコンバインドサイクルプラント1系列を構成する主要機器の仕様と数量を述べる。

1) ガスタービン (GT)

- 形式 : 軸流形
- 数量 : 2台
- 定格出力 : 96MW (大気温度50℃)、123MW (15℃)
- 使用燃料 : 天然ガス (LHV 35,800KJ/kg)

2) HRSG

- 形式 : フィンチューブ式自然循環型
- 数量 : 2台

定格蒸気流量 : 160/15 t/h
出口蒸気圧力 : 80/9 ata
出口蒸気温度 : 510/230℃

3) 蒸気タービン (ST)

形式 : 復水形、単流排気式、軸流型
数量 : 1台
定格出力 : 100MW (50℃)、109MW (15℃)
回転数 : 3,000 rpm
初段蒸気圧力 : 80 ata
初段蒸気温度 : 510℃

4) 発電機

形式 : 横軸円筒・回転界磁形、全閉空気冷却方式
数量 : 3台
定格容量 : 126MVA (ST用)、120MVA (GT用)
電圧 : 11,000~15,000 V
周波数 : 50 Hz
力率 : 0.8
回転数 : 3,000 rpm

3.5 発電設備の選定

本プロジェクトの発電設備は、次の運用方針に基づいて日負荷曲線上の負荷を分担させるように計画した。

- (1) 水需要は年間を通じて安定しているため、海水淡水化設備の電力負荷が年間のベースロードとなる。系統内で最も熱効率が高いバルカ発電所のコンバインドサイクルプラントをベースロード対応の第1順位として運転を行なう。第2順位は、グブラ発電所の蒸気タービンプラントの運転とする。
- (2) 夏期のベースロードには、(1)の海水淡水化設備用電力に加え、熱効率の高いバルカ発電所のコンバインドサイクルプラントを優先的に運転させて対応する。この発電出力で不足する供給力は、バルカ発電所のガスタービンプラントとルセイル発電所のガスタービンで補充する。

- (3) ピークロードには、熱効率は低くとも負荷追従性に優れたガスタービンが最適である。したがって、需要変動に応じて、ルセイル、ワジ・ジズジ両発電所の中小容量ガスタービンを順次起動・停止させる。

3.6 流通設備計画

(1) 送電計画

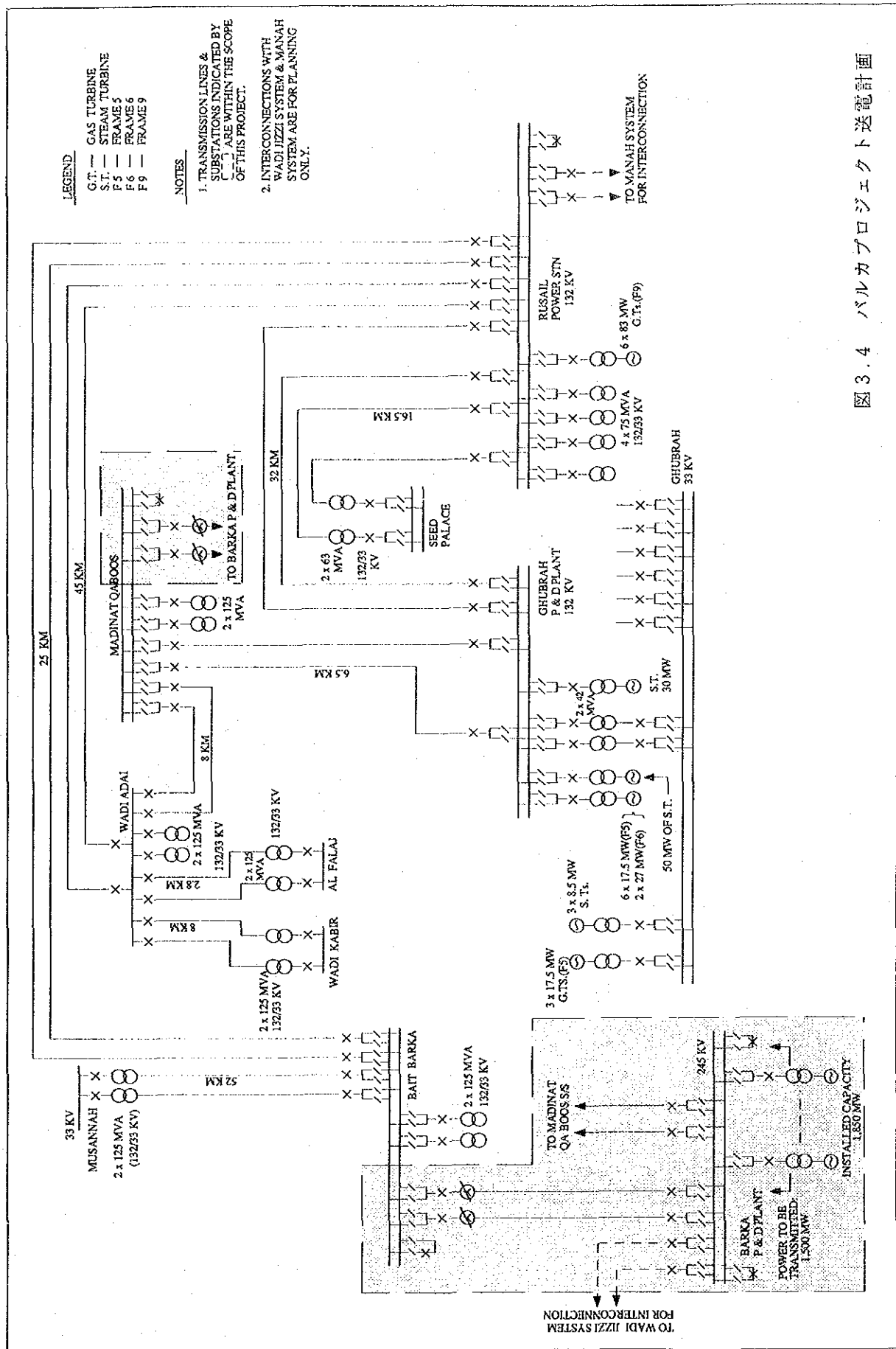
本プロジェクトの流通設備計画に含まれるのは、バルカ発電所からマスカット系統内の既存送電網までの電源送電系統であり、図3.4に送電計画を示す。バルカ発電所の2010年における送電電力は約1,500MWであり、このうちの1,200MWがマスカット系統、残り300MWがワジ・ジズジ系統へ送電される。既存系統の最高電圧は132KVであるが、この電圧では送電容量、送電損失、系統安定度などの面で不利であり、電圧の格上げが必要である。検討対象とする上位電圧を220KV、275KV、400KVとして信頼性、経済性の両面から比較検討した結果、220KV（最高運転電圧245KV）を選定した。

(2) 送電設備

バルカ発電所と既存のベイト・バルカ変電所およびマディナット・カブース変電所を結ぶ220KV送電線は、垂直配列2回線方式とし、アルミ合金より線(AAAC)400mm²を1相あたり4導体使用する。電線の支持物には鉄塔を用い、絶縁がいしにはエアロダイナミック形(流線形)の長幹がいしを使用する。送電線の計画ルートは、自然環境・景観、地形・地質などの要求条件を満たすルートとし、既存の132KV送電線と並行して山側を取るのが適当である。

(3) 変電設備

母線方式は、系統運用の利便性や点検時・事故時の操作性、信頼性、経済性を選定の指針として、2重母線4ブスタイ方式を採用した。主要変圧器は、1次、2次側がいずれも中性点接地方式で構成されていることから、信頼性だけでなく、経済性が特に優れている単巻変圧器を用いることとした。また、本プロジェクトの変電所が設置される地域は、塩じん害にさらされ、高温・多湿の気象条件下にあること、設置スペース上の制約があることを考慮して、SF₆ガス絶縁開閉装置(GIS)を適用する。



LEGEND

- G.T. --- GAS TURBINE
- S.T. --- STEAM TURBINE
- F 5 --- FRAME 5
- F 6 --- FRAME 6
- F 9 --- FRAME 9

NOTES

1. TRANSMISSION LINES & SUBSTATIONS INDICATED BY (---) ARE WITHIN THE SCOPE OF THIS PROJECT.
2. INTERCONNECTIONS WITH WADI JIZZI SYSTEM & MANAH SYSTEM ARE FOR PLANNING ONLY.

图 3.4 バルカプロジェクト送電計画

第 4 章 水資源開発計画
および造水・送水設備

第4章 水資源開発計画および造水・送水設備

4.1 水供給設備の現状

(1) 供給能力

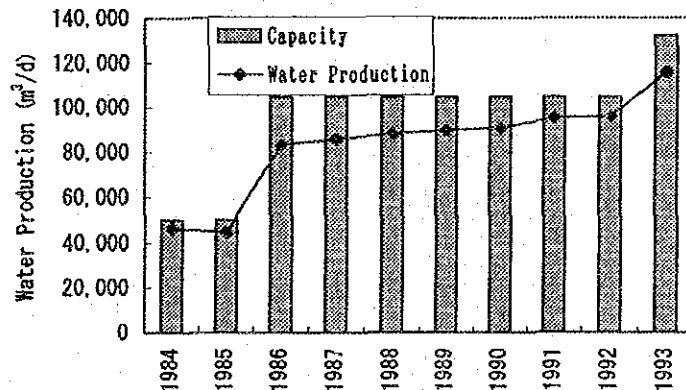
マスカット地区は現在水道およびタンカーで給水が行なわれている。

1993年末の供給能力は①淡水化設備132,000m³/d、②井戸水20,000m³/d、③石油精製工場からの受け入れ1,000m³/dで合計15,300m³/dである。さらに1996年末までには、淡水化設備27,300m³/dの増設が予定されているので、供給能力は合計180,000m³/dとなる。南パティナ地方の公的な給水能力の統計は現在また発表されていない。

(2) 供給実績

1992年の供給実績は①淡水化設備95,100m³/d、②井戸水36,200m³/d、③石油精製工場からの受け入れ712m³/dで合計131,812m³/dであった。また、供給と供給実績の経年変化を図4.1に示したが、供給能力が増加した1986年と1993年に供給量が急増しており、供給能力が需要を抑制してきたことが推察される。

図4.1 グブラ淡水化プラント生産水量



(3) 供給の変動

水の供給も図4.2に示すように季節により変化している。しかしその変動巾は小さく、月間の平均値の年平均に対する比率は最大の6月で111%、最低の1月で85%だった。また1日の最大供給量は年平均の130%である。

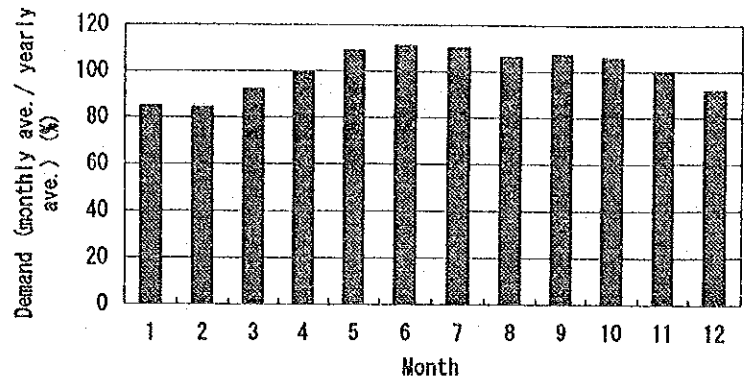


図 4.2 需要の月毎の変動

4.2 水質源開発計画

(1) 需要・供給と設計設備能力

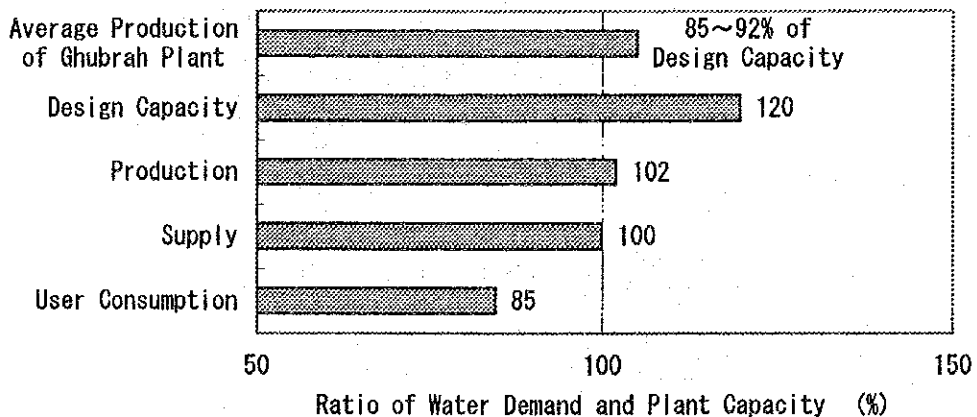
第2章で予測された水需要は消費者の年有取消費量を基準としているため、これに有取率、季節変動や保修などを考慮して開発すべき設備容量を決定する必要がある。

有取率は過去の実績では70～75%であるが、MEWは今後5年以内にこれを85%まで改善する計画を強力に推進する予定である。したがって、有取率は1995年から順次改善され、2000年に85%となりそれ以降は常時85%を保持されると想定した。

MEWは季節変動などに対応する設備の余剰能力について、所内の消費なども含め、年平均供給量の20%と設定している。

これは供給の変動等から考えて妥当であり、この値を開発計画に採用する。この関係を図4.3に示したが、結果として設計設備能力は年有取消費量の1.41倍となる。

図 4.3 水需要と生産能力の関係



(2) 既存設備の稼働予測

現在のグブラの淡水化設備は1976年から逐時建設されたもので、2010年には一番古いNo.1プラントは34年間使用されたことになり、更新が必要となる。またNo.1、2プラントは発電設備と連結していない造水の単一目的であるので総合熱効率が悪い。このため2010年までにNo.1、2プラントはバルカ淡水化設備の建設直後の設備に供給力の余裕のある時期に更新してその能力を維持すると想定する。No.3～6プラントは2010年まで継続使用可能の見込である。また、井戸水は現在20,000m³/d以下に取水制限されており、これは2010年まで継続されると想定した。

(3) 単機容量

単機容量は大きくなるほど単位容量当たりの建設費が割安となるので経済的であるが、逆に保守管理や故障の場合に供給力に与える影響が大きいため運用上不利である。MSF法の世界的な平均単機容量は現在約31,800m³/dである。グブラ淡水化設備はNo.1プラントを除きすべて27,300m³/dであり、MEWは運転・維持管理の十分な経験を有していることから、31,800m³/d級への移行は何等問題ないと考えられる。したがって、本プロジェクトでは最大単機容量を31,800m³/dとして計画した。

プラントの規模は、MSF法の場合は31,800m³/d×2ユニット(63,600m³/d)を1ブロックとし4ブロック建設し、RO法の場合は63,600m³/dを1ユニットとし4ユニット建設することとした。

(4) 設備開発計画

マスカットおよび南バティナ地区の2010年における水需要は2.3項で283,000m³/dと予測された。これから2010年における設備は

全設計供給能力	400,000 m ³ /d
バルカの設計供給能力 (既設180,000)	220,000 m ³ /d
バルカの設備容量 63,600 m ³ /d×4	254,000 m ³ /d

1994年から2010年までに設備容量が常時需要を上回るように計画した結果を図4.4に示す。これによるとバルカ淡水化設備の運転開始は第1期1998年、第2期2002年、第3期2006年、第4期2009年となる。

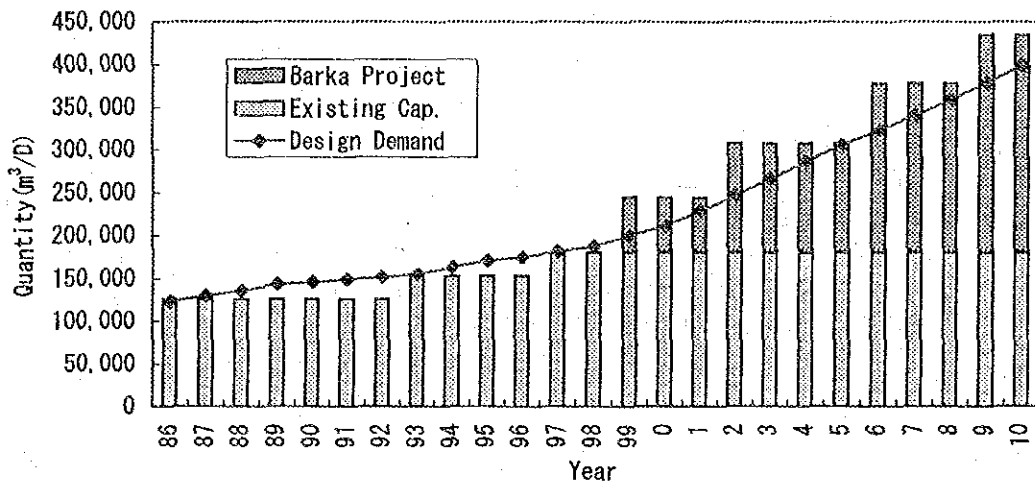


図4.4 開発計画

4.3 淡水化方式の選定

(1) 淡水化方式の現状

1994年5月刊行のIDA (International Desalination Association) の淡水化設備統計No.13 (以下IDA統計と略) によれば、各淡水化プロセス毎の生産水量のシェアは図4.5に示すとおりで、MSFが最も多く71.7%、次いでRO法が19.4%で、両者で90%以上を占める。

したがって、MSF法とRO法を対象として評価選定を行なった。

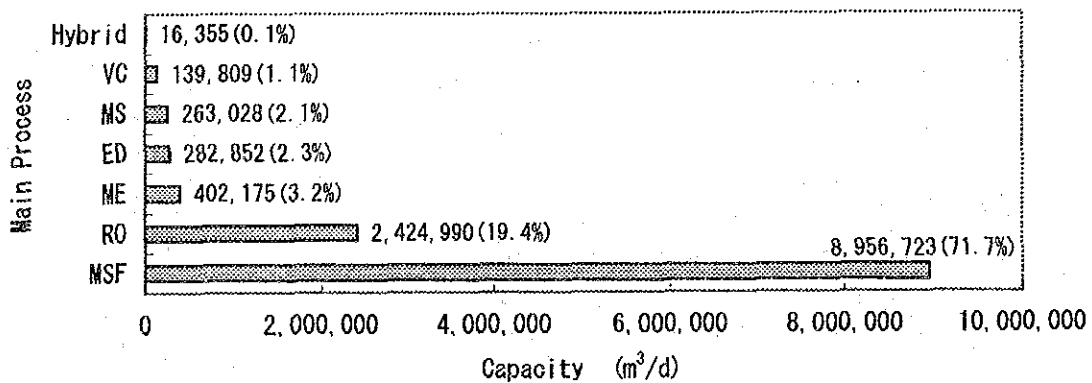


図4.5 4,000 m³/d以上の淡水化プラント (プロセス毎)

(2) 信頼性

淡水化方式の選定のポイントは信頼性と経済性である。MSF法は歴史も古く技術的に成熟しており信頼性は高い。一方、RO法は初期の段階で急激な性能劣化が一部のプラントに見られたが、これは対塩素性の低い膜を使用した場合、滅菌用に使用した塩素が運転ミスで未分解のまま膜と接触したために劣化が発生したことが明らかになり、膜材質や前処理法の改善特にOPR計 (Oxidation Reduction Potential) の設置の改善により現在は完全な防止法が確立されている。

また、浮遊固形分 (Suspended Solid) による膜面の汚染も、砂ろ過法などの改善により軽減されるようになり、汚染を除くための科学洗浄の頻度も低下した。

その結果、膜のメーカー保障耐用年数も5年が通常となり、最近ではこれ以上の7年も提示されている。

その結果、サウジアラビアなどで大型のRO法海水淡水化プラントが導入されるようになった。IDA統計によれば、1990年から1993年までの4年間に建設された4,000 m³/d以上の海水淡水化設備の中でRO法の占める生産水量シェアは表4.1に示すように16%であり、ユーザーに十分信頼されるようになった。

表4.1 4,000 m³/d以上の海水淡水化プラント

Process		Number of Plant	Total Capacity m ³ /d	Share %	Number of Unit	Capacity of Unit m ³ /d/Unit
Multiple Effect Distillation	ME	4	30,741	1.1	4	7,685
Multi Stage Flash Evaporation	MSF	19	2,159,296	78.8	65	33,220
Reverse Osmosis	RO	16	422,293	16.1	66	6,701
Vapor Compression	VC	12	106,662	3.9	17	6,274
Sum			2,738,992	100		

(3) MSF法とRO法の経済比較

MSF法とRO法の経済性を比較する場合、組み合わせられる発電プラントも含めたシステムとして考える必要がある。これはMSF法では発電と造水の2重

目的システムが普通であるため、建設費や燃料費などを両者でどのような比率で負担するかにより造水コストが変化するためである。そこで図4.6に示すようなシステムを考え、MSF法およびRO法が外部に供給する送電端電力と(24.4 MW)と生産水量(27,360 m³/d)をそれぞれ同一となるプラントを想定して比較した。

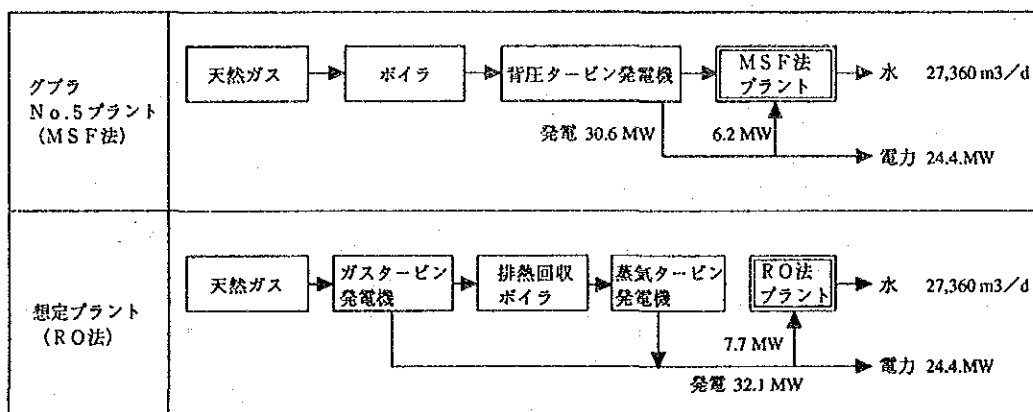


図4.6 MSF法、RO法によるプラントの構成

MSF法の建設費や運転費は1992年末より稼働のグブラNo.5プラントの1993年度の実績を採用し、RO法はバルカ淡水化設備に採用する予定の建設費および運転費を使用した。また、発電した電力は14バイザ/KWHとし、収入となると仮定した。比較条件や計算内容の詳細は、付録表4.1、4.2、4.3に示した。造水コストの比較結果は表4.2に示すとおりMSF法640バイザ/m³に対し、RO法は422バイザ/m³で大きな差があった。

この差の大部分は表4.2で明らかなように燃料費と償却費により生じているが、予備品代は膜の交換費用のためにRO法の方が高くなっている。

表 4.2 MSF法、RO法によるプラントの造水コストの比較

Description	Unit	Dual Purpose MSF (Ghubrah No. 5)	6 MGD RO Plant	6 MGD RO Plant with Power
1 Fuel Gas Cost	Baiza/m ³	385.6	0.0	217.9
2 Fuel Oil Cost	Baiza/m ³	14.6	0.0	0.0
3 Cost of Power used	Baiza/m ³	-308.3	100.8	-308.3
4 Cost of Man Power	Baiza/m ³	17.0	8.5	8.5
5 Cost of Chemicals	Baiza/m ³	9.8	12.8	12.8
6 Cost of Consumables	Baiza/m ³	7.3	7.3	7.3
7 Cost of Spares used	Baiza/m ³	31.0	102.0	102.0
8 Cost of Equip. Depreciation	Baiza/m ³	483.6	283.9	382.6
9 Total Cost	Baiza/m ³	640.5	515.3	422.7

(4) MSF法とRO法の技術比較

MSF法とRO法の技術比較を行なったが、両者に大きな差はなくMSF法の優れた点は、①生産水の水質が良いこと、②前処理が簡単なこと、③使用する薬品が少ないことである。ROの優れた点は①生産水がほぼ飲用水として適切なこと、②使用する海水の量が少ないこと、③運転や保守管理が容易なこと、④納期が約6ヶ月短いことである。

(5) 結 論

以上に説明した内容を表4.3にまとめたが、RO法の信頼性には問題がないので、経済性と納期が短いという2点の特徴により、RO法の採用を推奨する。なお、バルカのプロジェクトが、他の湾岸諸国と比較して、RO法が有利になるのは主に次の2点からである。

- 1) 天然ガスの価格が2.6 \$ / MBTUであり、他の湾岸諸国の約1 \$ / MBTUと比較して高く、エネルギー消費量の大きいMSF法はコスト高になる。天然ガスの価格と水の生産コストの関係をバルカプラントを例に取り試算した結果を図4.6に示したが、約1 \$ / MBTLUの値ではMSF法とRO法の生産水コストには差がなく、むしろ大規模なプラントを建設する場合は量産効果からMSF法の方が有利と思われる。
- 2) 海水中の塩分濃度が約40,000 ppmで、アラビヤ湾や紅海の45,000 ppmと比較して低く、建設費などが安価となること。

表 4.3 MSF法、RO法の比較評価

項目	MSF法	RO法
1. 運転・維持の信頼性	稼働実績から信頼性大	実績少なく、過去運転失敗例があるが、大幅に改善し、信頼できるようになった。
2. 経済性		
(a) 建設費	グブラ造水No.5ユニット (含発電) 49 M.R.O. (127M\$)	MSFと同容量のもの (含発電) 36.1 M.R.O. (93.7M\$)
(b) 造水コスト	グブラ造水No.5ユニットベース 115円/m ³	MSFと同じ造水量発電量で 70円/m ³
3. 納期	MSF単独 約2.5年 発電プラント 約3年	RO単独 約2年
4. 稼働実績	大型プラントの65% 単機最大 45,500m ³ /d 最大プラント 900,000m ³ /d	1991年稼働 約900,000m ³ /d 稼働中最大 56,800m ³ /d 建設中 128,000m ³ /d
5. 運用	発電が必要で運用に制約	発電、造水が独立して自由に運用できる
6. 環境	燃料消費が同一造水、発電容量で比較した場合、RO法の約1.5倍でCO ₂ の発生が多い	MSF法の約2/3の燃料消費でCO ₂ 規制に有利

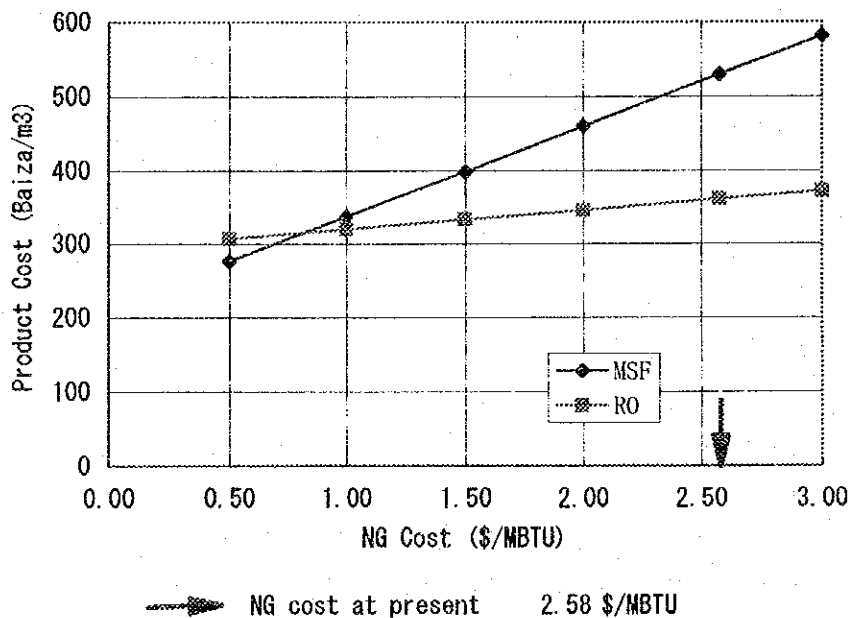


図 4.7 天然ガス価格と造水価格の関係

4.4 淡水化設備の基本構成と機器仕様

(1) プラントの容量

1ユニット当たり	63,600 m ³ /d	4ユニット
----------	--------------------------	-------

(2) プラントの構成および概略仕様

1) 海水取水設備	取水ポンプ、 スクリーンなど	3,800 m ³ /h 3基 (1基予備)
塩素注入設備	塩素発生設備	発電設備と兼用
2) 前処理設備		
砂ろ過設備	凝集剤注入設備 重力式砂ろ過槽	12槽 (1槽予備)
中和設備	硫酸注入設備	2基 (1基予備)
ろ過水ポンプ		3基 (内1基予備)
塩素分解設備	次亜硫酸ソーダ注入設備	2基 (1基予備)
安全フィルタ	カートリッジタイプ	10基 (2基予備)
3) ROモジュール部		
高圧ポンプ	回収タービン付	8基
ROモジュール		8系列
4) 後処理設備		
アルカリ添加設備	消石灰注入設備	2系列

(3) プラントの運用

RO法のプラントではポンプはほとんどが予備基を備え、プラントを停止しないで保守が可能である。また重力式砂ろ過装置も12槽中1層は予備で運転中に保守点検が可能である。

ROプラントの稼働率を支配する主な要因は、① 高圧ポンプの保守、② 膜の交換、③ 前処理水質の悪化による停止の3つであるが、前の2つはプラントの部分的な停止で対応できる。また、第3の水質悪化は、原海水の十分な調査に基づき機器の適切な設計製作が行なわれ完全な前処理設備が設置できれば防止可能である。

現在では95%以上の稼働率での運転が期待できる。この利点を生かすと井戸水の冬季における利用が抑制できるとともに、夏期に集中的に利用できるので全システムの供給信頼性は大幅に向上する。図4.8は2010年におけるプラントの稼働予想を示したものであるが、十分な余裕があり運用しやすいことは明らかである。

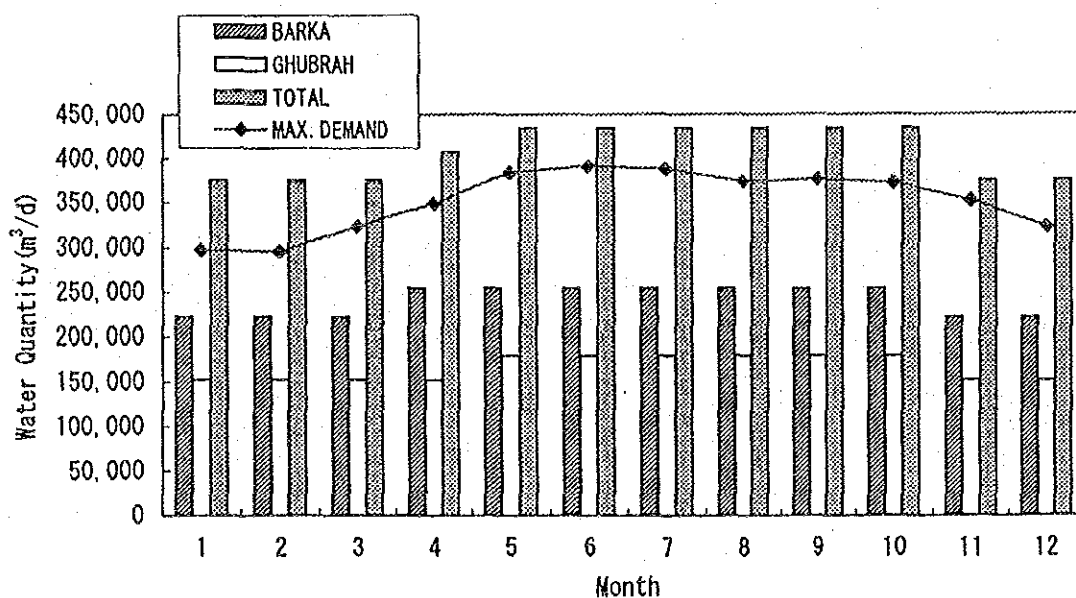
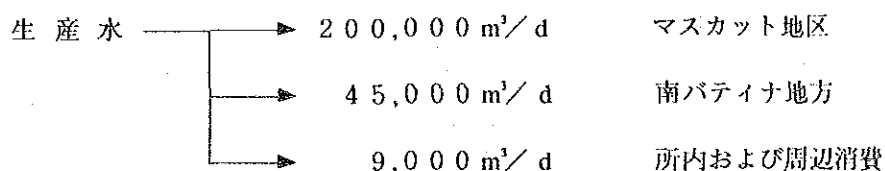


図4.8 2010年における淡水化プラントの稼働予想

4.5 送水設備

(1) 送水計画

2010年の完成時点で、バルカプラントで生産される生産水 $254,000\text{m}^3/\text{d}$ を次のように配分する。



(2) 貯水設備

バルカに設置する貯水設備の容量は、MEWのガイドラインに沿って生産水量の約1日分とし、 $32,000\text{m}^3/\text{d} \times 2$ 槽を4基設置する。

(3) ポンプ

ポンプは $1,460\text{m}^3/\text{d}$ 10基（内2基予備）を設置し送水する。

(4) マスカット地区への送水管

セメントライニングタグタイル鋳鉄管を使用し、次のように設置する。

バルカ → シーブ貯水場 30km 1.4m径

シーブ貯水場から東への送水は、既設または設置予定の1m径の配管を利用して行なわれる。

ルート図は付録図4.1に示した。

(5) 南バティナへの送水計画

次のルートで配管を新設し送水する。

ルートA : バルカ淡水化プラント → バルカ → 分岐ポイント"A" → ナカール

ルートB : 分岐ポイント"A" → 分岐ポイント"B" → アル・マスナー

↳ ルスタック → アワビ

また、ナカール、ルスターク等は高地であるので、標高約100 m毎に中継のポンプ場を設置する。

ルート図は付録図4.2に示した。

(6) 送水コスト

送水設備の償却費を年率2%、電力費を14パイザ/KWHとして計算した概算の送水コストを表4.3に示したが、造水コストに比較して小さい値である。

表4.4 送水コスト

Walayat		Seeb Reservoir	Barka	Nakhl	Al Musannah	A' Rustaq	Al Awabi
Approximate Design Demand at 2010	m ³ /d	200,000	15,000	3,000	11,000	14,000	2,000
Distance from Barka Plant	km	30	7	42	43	94	100
Heights from Sea Water level	m	39.5	10	200	10	400	500
Transmission Cost Total	Baiza/m ³	10	7	100	26	84	132

第 5 章 土木・建築設備計画

第5章 土木・建築設備計画

5.1 サイトの全体配置（プラントおよびハウジング）

発電・海水淡水化プラントの施設および居住区のレイアウトは以下の点を考慮して計画した。

- (1) プラントの主要機器の配置は運転・保守に対し機能面および安全面から必要なクリアランス（危険物からの最小隔離距離等）を確保する。また、運転・維持管理の利便性に配慮するとともに、機器相互間を接続する配管・配線については最も経済的になる経路を選定する。
- (2) 天然ガスはパイプラインにより輸送されるので貯蔵設備は必要なく、燃料貯蔵所としては非常用燃料に使用される軽油タンクを考慮する必要がある。このタンクは製油所からの受け入れおよびガスタービンへの送油に便利で無理のない位置とする。
- (3) 取水口と放水口間の距離を十分に確保し、温排水の再循環が生じないように配慮する。
- (4) サイト予定地の西方に集落（ハラダイ）があり、環境上の見地から、この方向に増設することは好ましくないため、将来の増設スペースは敷地の東側に計画する。また、サイト予定地の東側の方がさらに増設スペースが必要となった場合、用地取得が容易であると考えられる。
- (5) 管理棟の配置は、対外的な面から発電所の玄関を受け持つ位置に配置する。
- (6) 居住区はプラントの運転・維持管理に従事する要員のためのものであり、良好な住環境が望ましいためプラント敷地外に計画する。

5.2 プラントサイト造成高

プラントの運転を安全に行なうため、プラントサイトの造成高は、潮位、波高、プラント排水等を考慮して決める必要がある。最大波高および越波量の検討結果から現状地盤高を2.2 m～4.0 m盛土により嵩上げし、HAT+4.0 mとする。

5.3 土木および建築設備

5.3.1 設計条件

- (1) コンクリート : 普通ポルトランドセメントコンクリート
- (2) 有義波高 : $H_{1/3} = 3.7 \text{ m}$
- (3) 設計風速 : $V = 80 \text{ ノット } (\approx 40 \text{ m/s})$
- (4) 水平地震係数 : $K_h = 0.02$

5.3.2 基礎

土質調査の結果では、3.0 m～8.0 m以深に標準貫入試験によるN値20以上の層が分布している。2.2 m～4.0 mの盛土を考えると、地盤改良あるいは基礎構築のために5.0 m～12.0 mの掘削が必要となる。不等沈下の可能性、工期、施工性および経済性を考慮すると、直接基礎方式は得策といえない。したがって、主要構造物（中～重量構造物）の基礎方式としてクイ基礎を採用する。クイはオマーン国での実績の多い場所打ちクイとして標準貫入試験によるN値50以上の支持層で支持することとした。

- クイ径 : $d = 500 \text{ mm}$
- クイの許容鉛直支持力 : $q_a = 90 \text{ トン}$

5.3.3 主要構造物の設計

- (1) 基礎 : クイ基礎鉄筋コンクリート造

(2) 蒸気タービン発電機建屋

- 建屋 : 鉄骨構造
- 屋根 : 断熱メタルルーフ
- 壁 : 断熱メタル材および鉄筋コンクリートフレーム造
中空ブロック壁の組み合わせ
- 床 : 鉄筋コンクリート床、一部グレーチング床

- (3) その他建屋 : 鉄筋コンクリート造中空ブロック壁

5.4 海水取水設備

海水取水方式として、開水路方式、海底埋設管方式、栈橋架設管方式が考えられる。グブラ発電海水淡水化プラントにおける実績、油流出の可能性、環境への影響等を考慮した結果、海底埋設管方式を採用することとした。

- 埋設管 : 鋼管 3.4 m 径×3
(タールエポキシ樹脂コーティングおよび電蝕防止処理)
- 取水ピット : 鉄筋コンクリート造

取水設備の機能を常に正常に保持するためには、定期的に点検および保守を行なうことが重要である。標準的な定期点検の内容を次に示す。

- (1) 取水口の損失水頭の測定 : 毎月
- (2) 次亜塩素酸ナトリウムの量および濃度の測定 : 毎週
- (3) 潜水夫による埋設管および取水口の点検 : 1～3年毎
 - タールエポキシ樹脂コーティングの状態
 - 塩素注入管設置状態
 - 沈殿物の状況
 - 生物類の付着状況
 - 埋設状態
- (4) 電蝕防止装置の点検(電位差の測定) : 3年毎

第 6 章 環境評価

第6章 環境調査

6.1 環境調査

プロジェクト実施の際に要求される環境影響調査（EIA）における調査主要項目を明確にする目的で、関係機関への聞き込み調査を中心に以下の調査を行なった。

- － 現地踏査
- － 既存資料調査
- － 環境省、運輸省、商工省、住宅省、文化遺産省、農漁業省、カブース大学等の関係機関への聞き込み調査
- － 現地居住者への聞き込み調査

プロジェクトサイト計画地およびその周辺的环境状況を要約すると次のとおりである。

(1) 社会環境について

- 1) 主な経済活動は漁業とプランテーション（デーツ）である。
- 2) サイトは、海岸保全地域（Coastal Reserve Area）に指定されているが、環境省、住宅省等の関係機関の承認を得れば開発可能である。
- 3) 計画予定地に住民はいない。
- 4) サイト周辺5 km以内の地域にはいくつかの集落がある。
- 5) 計画予定地に公共施設はない。
- 6) 沿岸部は水泳、ボート等のレクリエーションに利用されている。
- 7) 計画予定地近傍における史跡、文化遺産の存在は報告されていない。

(2) 自然環境について

- 1) 計画予定地付近に保護を必要とする貴重な動植物は存在しない。
- 2) 計画予定地付近に海ガメの産卵地は存在しない。また、珊瑚礁、マングローブも存在しない。
- 3) 計画予定地周辺に大気および水質汚染源はない。
- 4) 計画予定地およびその周辺は、開発が進んでおらず、良好な自然が保たれている。

上記の調査結果から、環境上検討すべき主な事項として、以下の項目が考えられる。

- 温排水による漁業および水生生物に与える影響
- 発電プラントから排出される排ガスによる大気汚染
- プラント建設による周辺の景観の変化

6.2 温排水および排ガス拡散予測

自然および社会環境に影響を与えると考えられる項目のうち、温排水と排ガスについては数値的解析が必要である。これらの解析に必要な計画地域の気象および海象データがオマーン国の関係機関において収集、整理されていないため、本調査においては簡易的に解析し、オマーン国の基準と比較した。

6.2.1 温排水拡散

解析結果では、海水温度1℃上昇の最大拡散域は、放水口から下流約2.6kmとなる（付録6.2参照）。

オマーン国の基準では半径300m以遠で1℃上昇以下となっており、結果はこの基準を満足していない。この基準は非常に厳しいものといえる。例えば、日本では補償問題、環境への影響、立地条件等を考慮のうえ、プロジェクト毎に総合的に評価されている。また、台湾では半径500m以遠で4℃以下という基準になっている。

一方、拡散域は温排水量、潮流の変化によって大きく変動するので、現段階では上記結果を本プロジェクトに当てはめて影響度を評価し、結論付けるのは適当ではない。本プロジェクトの詳細設計時に海水温度の鉛直分布、潮流の変化等を実測し、数値シミュレーション、モデル実験等により拡散域について検討したうえで、評価を行なう必要がある。

6.2.2 排ガスの大気拡散

本プロジェクトにおいて、大気汚染に関わる排ガスに含まれる代表的な物質として、SO_xまたはNO_xがある。大気拡散は単機発電容量100MWのガスタービン（コンバインドサイクル）使用時に対して予測を行なった。

予測結果は次のとおりである。

- (1) SO_xの排出濃度はオマーン国の基準（80 μg/m³）以上であるが、SO_xが非常用燃料使用時（短時間）においてのみ発生することを考えると、大きな影響はないと考えられる。NO_xについては、基準値（0.2 g/Nm³）とほぼ同じである。

- (2) オマーン国では環境濃度基準がまだ制定されていないので日本の基準と比較した。無風時のSO_xおよびNO_x濃度は基準値以上であるが有風時にはSO_x、NO_xとも基準値以下である。実際には無風状態の頻度は非常に少ないので、計算結果に示された高濃度は長期平均的には出現しないと考えられる。

詳細設計時には、次のデータを考慮しさらに検討する必要がある。

- 時間毎の風速、風向、日射量、雲量、雲の高さ、気温
- 昼夜のリッド高（大気混合層高度）
- 煙突高、位置、本数
- プラント建造物の外形
- 地形

6.3 環境影響評価

6.3.1 環境マトリックス

本F/Sにおける環境調査の結果を環境マトリックスに示す。マトリックスでは、影響緩和策、環境保全のためのモニタリングの必要性についても提言している。

環境マトリックスで明らかのように、本プロジェクトの実施に伴う環境への重大な影響は認められず、また、環境に配慮した詳細設計を行ない適切な建設工法を採用することにより、環境への影響を最小限に抑えられると考える。

6.3.2 重要検討項目

(1) 海水取水方式

本サイトのように遠浅の海岸では、一般に取水深さを確保するために海岸から相当沖合まで突出した施設が必要となる。この施設による景観の変化、潮流の変化に伴う汀線の変化（漂砂）は十分に起こり得る。この影響に対しては、環境省、商工省から十分に検討し、保全策を講じるべきである旨の意見があった。このような背景を踏まえ、環境保全の観点からは、海底埋設管方式が最善策であると考えられる。

(2) 温排水

温排水について農漁業省より、影響域を小さくする方策を取るよう意見があった。最終的には、水生生物、漁業の実態を詳細に調査したうえで必要な対策を講じることになるが、現段階としては、計画予定地周辺に同等の海洋環境が広がっていること、マングローブや珊瑚礁が分布していないこと、および海岸より約15km沖合の島周辺が主な漁場であることから、扇状に広げた構造の表層放流方式により放流する。詳細設計時に放流による影響域を極力小さくなるよう配慮することにより、水生生物および漁業への重大な影響はないと考える。

(3) プラントからの排水

プラントの運転に伴ない排出されるオイル混じりの水、酸あるいはアルカリ性廃水、その他有害物質混じりの廃水等については、適切な処理を経て、プラント外に排出することになる。処理施設の設計に際しては、オマーン国の排出基準を満足するよう、その規模、システムを決定する必要がある。

一方、造水プラントから排出される塩分濃縮排水、凝集剤等薬品の排水については、以下に記述するとおり、環境に重大な影響を与えることはない。

1) 塩分濃縮排水

造水後排出される余剰海水の塩分濃度は、取水した海水の濃度よりも12～14%高い。この濃縮排水は、発電用冷却水と混合、希釈され、周囲の海水より約1%高い濃度で放流される。放流後は拡散し、周囲の海水と混合、希釈されるので、急速に濃度が低くなる。

2) 凝集剤等薬品

凝集剤等の薬品は原水処理後の余剰分のみが排出されることになる。放流水中の濃度が低く、放流後は速やかに無視できるレベルまで希釈されるので、環境上問題にはならないと考えられる。

(4) 排ガス

排ガスによる大気汚染については、現段階においては特に大きな影響がないと予測されるが、詳細設計時に6.2.2項に示したデータに基づき検討を行なうべきである。

第 7 章 実施計画および建設費見積り

第7章 実施計画および建設費見積り

7.1 実施計画

実施計画は、本プロジェクトの最適開発案として推奨されたB案について、電力および水の需給バランスと経済的な設備投入時期を考慮し、次の4段階の実施計画とする。

また、工事着工前のエンジニアリング業務を次のスケジュールで実施することを前提としている。

- 入札書類の完成 : 1995年9月
- プラント建設契約の締結および工事開始 : 1996年5月

(1) 第1段階の建設 (1996年5月～1998年12月)

- 発電プラント : 1ブロックコンバインドサイクル (292 MW = GTG 96 MW × 2基 + STG 100 MW × 1基) およびオープンサイクルガスタービン 96 MW 1基
- 淡水化プラント : 1ユニット 63,600 m³/日
- 工事開始 : 1996年5月
- 運転開始 : 1998年1月 ガスタービン 96 MW 2基
1999年1月 スチームタービン 100 MW 1基 および
オープンサイクルガスタービン 96 MW 1基
1998年6月 淡水化ユニット 63,600 m³/日

(2) 第2段階の建設 (1998年5月～2001年12月)

- 発電プラント : 1ブロックコンバインドサイクル (292 MW)
- 淡水化プラント : 1ユニット 63,600 m³/日
- 工事開始 : 1998年5月
- 運転開始 : 2000年1月 ガスタービン 96 MW 1基
2001年1月 ガスタービン 96 MW 1基
2002年1月 スチームタービン 100 MW 1基
2001年7月 淡水化ユニット 63,600 m³/日

(3) 第3段階の建設 (2001年5月～2006年12月)

発電プラント : 2ブロックコンバインドサイクル (292 MW×2)
 淡水化プラント : 1ユニット 63,600 m³/日
 工事開始 : 2001年5月
 運転開始 : 2003年1月 ガスタービン 96 MW 1基
 2004年1月 ガスタービン 96 MW 1基および
 スチームタービン 100 MW 1基
 2005年1月/2006年1月
 ガスタービン 96 MW 各1基
 2007年1月 スチームタービン 100 MW 1基
 2005年1月 淡水化ユニット 63,600 m³/日

(4) 第4段階の建設 (2006年5月～2009年12月)

発電プラント : 2ブロックコンバインドサイクル (292 MW×2)
 淡水化プラント : 1ユニット 63,600 m³/日
 工事開始 : 2006年5月
 運転開始 : 2007年1月/2008年1月
 ガスタービン 96 MW 各1基
 2009年1月 ガスタービン 96 MW 1基および
 スチームタービン 100 MW 1基
 2010年1月 ガスタービン 96 MW 1基および
 スチームタービン 100 MW 1基
 2008年1月 淡水化ユニット 63,600 m³/日

上記のスケジュールで工事開始した場合の発電および海水淡水化プラントの年度別の出力/容量は次のとおりである。

項目	年	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
発電プラント (MW)														
設置容量		192 (1月)	196	96	96	100	96	196	96	96	196	96	196	196
累計出力		192	388	484	580	680	776	972	1,068	1,164	1,360	1,456	1,652	1,848
海水淡水化プラント (×10 ³ m ³ /日)														
設置容量		63.6 (6月)			63.6 (7月)				63.6 (7月)			63.6 (7月)		
累計容量		63.6			127.2				190.8			254.4		

7.2 運転・保守計画

本プロジェクトの発電・海水淡水化プラントの運転・保守が安全かつ経済的に実行されるように、プラントの運転・保守に必要な管理の体系・項目を定め、運営組織・要員を設定することが運転・保守計画である。

運転・保守管理の項目としては、運転管理、日常点検、定期点検、修繕・改良工事、設備経歴管理が挙げられる。これらの運転・保守管理を行なうための運営組織は、運転部門、保守部門、管理部門の3部門から構成され、所長および所長を補佐する副所長の指揮のもとにプラントの運営にあたることになる。本プロジェクトで計画している要員総数は445名であり、その内訳は次のとおりである。

(1) 所長・副所長	:	4名
(2) 運転部門 (4シフト体制)	:	184名
(3) 保守部門	:	210名
(4) 管理部門	:	47名
合計	:	445名

これらの要員は、その職種に応じた資格(学歴と経験年数)を必要とし、プラントの建設工程に合わせて採用され、OJT(職場内教育)を含む各種の訓練を受けたうえでプラントの運転・保守管理に加わる。

7.3 建設費見積り

電力および海水淡水化部門のプラント機器、土木建築工事とも諸経費は、1994年価格の基準直接建設費に対し予備費を10%、MEWの一般管理費を0.5%、エンジニアリング費を1.5%計上した。

通貨交換率は次の率を適用する。

1米ドル = 0.3845 リアル オマニ (R.O) (1994年6月現在)
1米ドル = 106円 (平成6年1月2日~平成6年7月1日間の平均レート)
1R.O = 276円

上記の条件に基づいて見積られた1994年価格の概算建設費は次のとおりである。

なお、本プロジェクトの最適開発案としてB案(コンバインドサイクル発電プラントおよび逆浸透法(RO法)海水淡水化プラント)が推奨された。

(1) A案 (海水淡水化プラントMSF法)

1) 電力部門	563.90 百万R.O
2) 海水淡水化部門	332.26 百万R.O

合 計 896.16 百万R.O

(2) B案 (海水淡水化プラントRO法)

1) 電力部門	564.18 百万R.O
2) 海水淡水化部門	262.02 百万R.O

合 計 826.20 百万R.O

また、建設費の内訳は表7.3.1とおりでである。

表7.3.1 建設費

(1) A案 (MSF法)

(百万R.O)

区 分	項 目	外 貨		内 貨	合 計
			(百万US\$)		
電 力 部 門	発電設備	421.47	(1,096.15)	29.56	451.03
	送電・変電設備	40.91	(106.40)	11.53	52.44
	小計 (基準直接建設費)	462.38	(1,202.56)	41.09	503.47
	予備費、管理費、エンジニアリング費	53.79	(139.90)	6.63	60.42
	合計 (1994年価格)	516.17	(1,342.45)	47.72	563.89
海水淡水化部門	淡水化設備	199.78	(519.59)	50.94	250.72
	送水設備	32.60	(84.79)	13.34	45.94
	小計 (基準直接建設費)	232.38	(804.37)	64.28	296.66
	予備費、管理費、エンジニアリング費	27.69	(72.01)	7.91	35.60
	合計 (1994年価格)	260.07	(676.38)	72.19	332.26
合 計	1994年価格建設費	776.24	(2,018.83)	119.92	896.16

(2) B案 (RO法)

(百万R.O)

区 分	項 目	外 貨		内 貨	合 計
			(百万US\$)		
電 力 部 門	発電設備	427.33	(1,111.39)	23.96	451.28
	送電・変電設備	40.91	(106.40)	11.54	52.45
	小計 (基準直接建設費)	468.24	(1,217.80)	35.50	503.73
	予備費、管理費、エンジニアリング費	54.38	(141.43)	6.07	60.45
	合計 (1994年価格)	522.62	(1,359.23)	41.57	564.18
海水淡水化部門	淡水化設備	141.83	(368.93)	46.17	188.00
	送水設備	32.60	(84.79)	13.34	45.94
	小計 (基準直接建設費)	174.43	(453.71)	59.51	233.94
	予備費、管理費、エンジニアリング費	20.96	(54.50)	7.12	28.08
	合計 (1994年価格)	195.39	(508.21)	66.63	262.02
合 計	1994年価格建設費	718.01	(1,867.44)	108.20	826.20

(3) 各段階の建設費

最適開発案（B案）の1994年価格の各段階の概算建設費は次のとおりである。

第1段階（1996年5月～1998年12月）

1) 電力部門	145.10 百万R.O
2) 海水淡水化部門	113.19 百万R.O

合 計	258.29 百万R.O
-----	--------------

第2段階（1998年5月～2001年12月）

1) 電力部門	101.29 百万R.O
2) 海水淡水化部門	49.61 百万R.O

合 計	150.90 百万R.O
-----	--------------

第3段階（2001年5月～2006年12月）

1) 電力部門	157.17 百万R.O
2) 海水淡水化部門	49.61 百万R.O

合 計	206.78 百万R.O
-----	--------------

第4段階（2006年5月～2009年12月）

1) 電力部門	160.62 百万R.O
2) 海水淡水化部門	49.61 百万R.O

合 計	210.23 百万R.O
-----	--------------

第 8 章 經濟・財務分析

第8章 経済・財務分析

本調査の経済評価には、次の4つの目的がある。

- (1) 4つの代替案の中から最小費用の開発案を選定すること。
- (2) 本プロジェクトのアウトプットの価格（または料金）を決定すること。
- (3) 出資者の観点から本プロジェクトの財務的実行可能性を検討すること。
- (4) オマーン国社会全体にとって本プロジェクトが成し得る投資効率を検討すること。

最小費用の開発案とは、初期投資額と運転維持費用の合計を割引率を考慮して現在価値に換算し、これが最小である案を指す。プロジェクトのアウトプットの便益は設備料金とエネルギー（または生産）料金として表わされる。これらの料金は、長期限界費用（LRMC）の概念に基づいて決めることができる。LRMCには電気や水を供給するために必要なすべての費用が含まれている。

経済的・財務的な実行可能性は最小費用の開発案に対してのみ検討を加える。特に、経済的・財務的収益率が、本プロジェクトで仮定した割引率（資本の機会費用）8%あるいはそれ以上であるかについて検討する。

8.1 最小費用開発計画

電気や水のようなユーティリティを扱うプロジェクトでは、各々の代替案によるアウトプットの品質は基本的に同じであるから、それら代替案の実施による便益もまた同じであると言える。すなわち、同一量の需要を満たすことが目的である以上、プロジェクトにかかる建設費用と運転維持費用との総額をもとに最適案を決定することができる。

本プロジェクトのために、信頼性や他の技術条件を満たす4つの開発代替案が策定された。それらは海水淡水化設備の形式（MSF法とRO法）と、プロジェクト実施上の期分け（2期と4期）の違いによる4案である。付録8.1と8.2に示すとおり、各案に対する費用の総額と割引費用を計算した。（運転維持費用の内訳も付録に掲げた。）割引費用の計算結果は、以下のとおりに要約される。

Description	(million R.O.)			
	Capital cost	Operating cost	Not-shadow priced, total (financial cost)	Shadow priced, total (economic cost)
Alternative 1 (MSF, 4 stages)	520.28	199.78	720.05	693.72
Alternative 2 (RO, 4 stages)	471.97	181.41	653.38	630.71
Alternative 3 (MSF, 2 stages)	536.02	199.83	735.84	709.67
Alternative 4 (RO, 2 stages)	478.65	181.41	660.06	637.74

経済的・財務的両観点から、「代替案2」が最小費用の開発案であることが判明した。また割引率を8%から7%、9%、10%へと変化させて4つの代替案の総費用の順位が変動するか調べたが、順位に変動は見られなかった。代替案2（以下「本プロジェクト」と呼ぶ）の経済・財務収益率を本章の後半部分で計算する。

8.2 本プロジェクトのアウトプットの価格（長期限界費用）

現行の電気・水料金は、実際の供給費用を100%回収するだけの水準ではない。1993年では総費用の約1/3を政府補助金に依存している。本プロジェクトの発電電力や生産水の適正料金（または価格）を長期限界費用（LRMC）の概念を用いて、以下に示すとおり設定した。

LRMCは電気や水を1単位量追加して供給するとき、（長期総費用に対して）新たに必要となる費用を指す。この方法によって決められた電気料金や水道料金は、すべての費用を含んでおり、しかも十分な投資収益が確保されている。

（1）電 力

本プロジェクトの範囲は限られており、その支出には、発電・送電設備の建設費と発電設備の運転維持費用（燃料費を含む）とを含む。しかし、配電設備の費用や需要家費は含んでいないので、本プロジェクトのアウトプットの料金は送電線端での料金であって、需要端での料金ではない。この料金は設備（KW）料金とエネルギー（KWH）料金から構成されている。

設備（KW）料金は以下の条件に基づいて34.63 R.O./KW/年と計算される。

Description	96 MW GT	100 MW ST	C/W	T/F
Capital cost (R.O.)	20.4 million	36.65 million	1.78 million	58.74 million
Number of units	13	6	-	-
Life (years)	20	20	30	40
Discount factor (%)	8			
Total installed capacity (MW)	1,848			
Average annuitized generation capacity cost (R.O./KW/year)	27.70			
Reserve margin (%)	8			
Station use (%)	2			
Capacity cost at sending-end (R.O./KW/year)	30.53			
Transmission loss (%)	3			
Capacity cost at transmission-end (R.O./KW/year)	34.63			

Note: 1. GT: Gas turbine C/W: Civil works components
ST: Steam turbine T/F: Transmission facilities

2. The generation equipment cost includes the costs for foundations and powerhouses. The maximum capacity that the transmission facilities is expected to carry is approximately 1,800 MW.

本調査においては、便宜上、限界運転費用に可変費としての燃料費のみならず通常固定費として扱われるその他の運転維持費用を含み、これをエネルギー料金とした。

ピーク時（またはオフピーク時）の限界運転費用とは、ピーク時（またはオフピーク時）の発電を行なうプラントのうち、経済性が最も悪い「限界プラント」（marginal plant）に追加分のエネルギー（KWH）を供給させるためにかかる費用であると一般的に定義される。マスカット、ワジ・ジズジ両系統の既存プラントは大半がガスタービンであるから、1 KWH当たりのエネルギー費用は基本的に同じである。したがって、全プラントの1993年における平均運転費用を限界運転費用とする。この費用は、バルカプラントの予測運転費用である 7.63×10^{-3} R.O./KWH に対し、 10.88×10^{-3} R.O./KWH である。

送電線端での限界運転費用（すなわちエネルギー料金）は以下のとおり 11.45×10^{-3} R.O である。

Marginal energy cost (R.O./KWH)	10.88 x 10 ⁻³
Station use loss (%)	2
Transmission loss (%)	3
Cost at transmission-end (R.O./KWH)	11.45 x 10 ⁻³

(2) 水

水道料金も電気料金と同様な方法で決めることができる。以下の仮定条件に基づき、送水管端での年間の設備費用は 219.34 R.O./m³/d と計算される。

Description	96 MW GT	100 MW ST	C/W	T/F
Capital cost (R.O.)	20.4 million	36.65 million	1.78 million	58.74 million
Number of units	13	6	-	-
Life (years)	20	20	30	40
Discount factor (%)	8			
Total installed capacity (MW)	1,848			
Average annuitized generation capacity cost (R.O./KW/year)	27.70			
Reserve margin (%)	8			
Station use (%)	2			
Capacity cost at sending-end (R.O./KW/year)	30.53			
Transmission loss (%)	3			
Capacity cost at transmission-end (R.O./KW/year)	34.63			

Note: 1. GT: Gas turbine C/W: Civil works components
ST: Steam turbine T/F: Transmission facilities

2. The generation equipment cost includes the costs for foundations and powerhouses. The maximum capacity that the transmission facilities is expected to carry is approximately 1,800 MW.

グブラ海水淡水化プラントは、マスカット地区内の唯一の海水淡水化プラントであるから、このプラントで水を1単位量だけ追加生産したときの生産単価（固定・可変両費用）を単純に限界運転費用とする。

送水管端での限界費用は以下のとおり、0.443 R.O./m³ と計算される。バルカ海水淡水化プラントで採用するRO法では、グブラプラントのMSF法に比べると大幅に低い運転費用で済む。したがって、十分な収益が得られると期待される（バルカプラントでの費用は0.215 R.O./m³ と見積られている。付録8.1(5)参照）。

Marginal cost for water production(R.O./m ³)	0.434
Station use loss (%)	2
Transmission loss (%)	0
Cost at transmission-end (R.O./m ³)	0.443

8.3 財務的収益率¹

2種類の財務的収益率評価を行なった。第1の評価は、本プロジェクト全体の収益率を検討するものであり、この検討においては支払利息やインフレーションを考慮していない。この方法によれば、プロジェクトの本来的健全性が評価できる。負荷率は系統全体で予測される52%とし、最後の発電機の経済寿命が終了する2029年までのプロジェクト全期間にわたってこの負荷率を適用した。同様に需要予測最終年である2010年までのピークロードならびに水需要に関しては、予測された必要量と既存の設備容量との差のみをバルカプラントが負担するとした。

第2の評価は、より現実的な想定のもとにおけるプロジェクト第1期へ投資されるエクイティに対する収益率を検討するものである。この評価においては、名目価格で、また借入金の要素を考慮してキャッシュフローを予測した。バルカプラントは運転経済性が高いことから、実際には他のプラントよりも長い時間、稼働させることになる。したがって、この想定においては負荷率を70%、発電設備の稼働率を92%、造水設備の稼働率を95%とした。

1 厳密に言えば、財務分析にLRMCを適用することは適切ではないかも知れない。(設備費用を特別に賦課していない) 現行の料金は、電気や水を供給するための費用を十分に織り込んでいない。政府は近いうちに料金値上げを行なう予定ではない。しかし将来、電気・水事業が民営化されたとき、その民間の事業体は費用と十分な収益を反映した料金を設定することになるであろう。その料金は、(政府がその一部を補助するかどうかに拘わらず) 現行料金よりも高くなると考えられる。本調査では、LRMCの概念に基づいてその事業体は料金を決めると想定している。よって財務分析(経済分析においても同様)にはLRMCに基づく料金を使用する。

1993年の電気料金の平均値は、 16.67×10^{-3} R.O./KWH (= 65.42 Mill. R.O./3,924,159 KWH)であった。これに対し、LRMCの概念に基づいて決められた料金は、設備費用が34.65 R.O./KWで、エネルギー費用が 11.45×10^{-3} R.O./KWHである。現在の負荷率52%を考慮すれば、設備費用は 7.61×10^{-3} R.O./KWHのエネルギー費用に相当するので、合計すると 19.06×10^{-3} R.O./KWHになる。配電設備の費用と需要家費を合わせた費用が、電力供給の総費用の12%を占めると仮定すれば、電気料金の総額は 21.66×10^{-3} R.O./KWHと計算される。この1994年価格で示された料金は、1993年の平均電気料金よりも約30%高い。

水について言えば、1993年の平均料金は 2.3×10^{-3} R.O./ガロン程度と見積られている。LRMCの概念に基づく、年間設備費用は219.34 R.O./m³/d (負荷率95%として 0.6326 R.O./m³)であり、造水費用は 0.443 R.O./m³である。料金全体の12%を配水設備の費用と需要家費が占めると仮定すれば、1m³の水を供給するための総費用は、1,222 R.O.となる(すなわち 2.688×10^{-3} R.O./ガロン)。これは、1993年の平均料金より17%高い。電気と水の両方について、LRMCの概念で計算した料金と現行の平均料金には差があるが、それらは現在の政府の補助金レベルと同程度である。したがって、本プロジェクトで仮定した料金は「適切」であると考えられる。

(1) 本プロジェクトの収益率 (第1の評価)

本プロジェクトの財務的 (内部) 収益率 (FRR) は全体で13%と計算された (付録8.3参照)。部門別で見ると発電部門は10%、造水部門は17%である。

割引率を変化させてFRRの感度分析を行なったところ、FRRはどの場合においても割引率を超えた。² これは本プロジェクトのリスクが低いことを意味するものである (付録8.4参照)。

(2) 本プロジェクトの第1期に投資されるエクイティに対する収益率 (第2の評価)

本プロジェクトはBOOまたはBOOT方式で実施されることが決定されている。収益率の計算にあたっては、以下の仮定条件を設けた。

1) エクイティとローンの比率 : 1 : 1

(エクイティの一部は、プロジェクト会社の株式を売却することによって調達することもあり得る。)

2) ローン (ノン・リコース商業銀行ローン)

金利 : 8%

償却期間 : 約10年

(実際には変動金利であろうが、固定金利と仮定する。)

3) 政府の優遇措置

① 税金 : プロジェクトの全期間にわたって所得税を含むすべての税金が免除されるとする。

② 「テイク・オア・ペイ」条項による電力・水の買い取り保障
(設備稼働率は、発電設備が70%、造水設備では95%とする。)

2 L RMCの概念の根底にある属性により、設備料金は仮定された割引率と連結している。よって、感度分析は、事実上、エネルギー (または生産) 料金が適正な水準に設定されているかどうかを検討することとなる。料金は費用を反映し、それがすべて回収される水準に定められているため、プロジェクトのインプットの費用に対する感度分析の必要はないと言える。また、本プロジェクトのような長期設備拡張計画では、実際の需要に合わせて計画変更が可能であるため、需要は感度分析のための主要変数ではないと言える。

③ 利権期間 : 発電設備と造水設備の耐用年数(20年)とする。

④ 利権期間中の天然ガスの供給は保証され、1994年時点の価格
0.0283R.O/m³(年増加率3%)とする。³

4) インフレーション : 3%⁴

以下の「分析結果の要約」に示すとおり、必要とされるプロジェクト資金は総額5億USドル(1億9,400万R.O)であり、エクイティに対する収益率は22%と計算される(付録8.5~8.10参照)。⁵

Summary of analysis	
Financial requirement	
Power plant:	US\$324.39 million
Desalination plant:	US\$180.55 million
Total:	US\$504.94 million (194.15 million R.O.)
Finance	
Equity :	US\$252.47 million
Loan:	US\$252.47 million
After-debt service cash flow (1998-2018)	US\$1,863 million (716.32 million R.O.)
Rate of return on equity:	22 %

借入金返済のカバレッジはローン返済の初年度においては1.12と予想される。この比率は着実にしかも速やかに上昇し5年目には1.51になると予測される。

負荷率の変化に対する感度分析を実施した。以下に示すとおりFRRは負荷率が低下しても、大きく変化することはない。

3 この天然ガス価格は、現行の市場価格であって、しかも真の経済価値と考えられる。オマーン国の天然ガス確認埋蔵量は170億ft³である。この天然ガスを20年で潤渇するように消費するとすれば、1年当たりの消費量は2,600億ft³となる。ちなみに、1993年の消費量は20億4,400万ft³で、内訳は発電用15億7,700万ft³、造水用4億6,700万ft³であった。

4 これは国際的なインフレーション率の予測値である。本項に関連する表(付録8.5~8.10)にある数値はUSドルで表示した。オマーン・リアル(R.O)の為替レートは国際的インフレーション率とオマーン国内物価上昇率との差によって自動的に調整されると仮定した。

5 収益率が投資家の財務的目標値を大幅に超えるようであれば、免税適用期間や政府による他の優遇措置の内容を変更することによって、収益率を調整することは可能であろう。

Sensitivity analysis				
Load factor	55 %	60 %	65 %	(70 %)
Net operating income (Thousand R.O.)	976,756	1,001,668	1,026,580	(1,051,492)
FRR on equity	21 %	22 %	22 %	(22 %)

8.4 経済的収益率

経済的収益率を2つのアプローチで分析した。第1は、「収入ベース」のアプローチである。第2は、異種の開発方法に基づく代替案を選ぶ代わりに、本プロジェクトで採用することになった開発案を実行することによって節約できる費用を見積るアプローチ（「比較法」）である。

「収入ベース」のアプローチでは、シャドープライスにした初期投資・運転費用と便益（料金）を使用した。限界設備費用と限界エネルギー（または生産）費用（つまり料金あるいは便益）は次のとおりである。

電力	設備	32.78 R.O/KW/年
	送電線端	34.48 R.O/KW/年
	エネルギー	9.85 R.O/KWH
	送電線端	10.36×10^{-3} R.O/KWH
水	設備	191.21 R.O/m ³ /d/年
	送水管端	214.33 R.O/m ³ /d/年
	造水	0.393 R.O/m ³
	送水管端	0.401×10^{-3} R.O/m ³

「収入ベース」のアプローチを用いて予測した経済的収益率は13%である。（付録8.11参照。また感度分析については8.12参照。）

いわゆる「比較法」においては、本プロジェクトの実施費用とその代替案の実施費用を比較する。この方法では、代替案を採用しないことによって節約できる費用が、プロジェクトで生み出される純便益として扱われる。

本プロジェクトで提案された発電プラント（最終案）に対する代替案は油焚き汽力プラントである（この代替案の主要な仮定条件については付録8.13参照）。この案による設備費用は41.75 R.O/KW/年、またエネルギー費用は 3.30×10^{-2} R.O/KWH

と見積られる。想定された需要を満たすための総費用は、約70億R.Oになる(付録8.14参照)。この費用が最終案に基づいたプロジェクトの便益であるとし、また、この便益と最終案に基づいたプロジェクトの費用との差が本プロジェクトの純便益であるとする、経済的内部収益率は29%になる(付録8.15参照)。

本プロジェクトで提案された造水プラントに対する代替案の一つは、1993年にスールに1,200万USドルで建設された造水プラントと同類の小規模造水プラントの建設であろう。スールプラントの設備容量は4,500m³/dである。このプラントでは、海岸付近の井戸で取水できるので海水取水設備を必要としない。このような小型海水淡水化プラントは、2010年までに多数のユニットを海岸線に建設することにはなろうが、本プロジェクトの代替案として現実的であると考えられる。このプラントもRO法によるため、1単位量の水を生産するための運転費用は、バルカプラントの運転費用と同一と仮定する。とすれば、この代替案の初期投資費用と本プロジェクトのそれとを比較することによって、本プロジェクトの経済的収益率を見積ることができる。需要水量を満たすためには、2010年までに48ユニットのプラントを建設する必要がある。経済的内部収益率は41%と計算される(付録8.16参照)。

上述したように、本プロジェクトの財務的ならびに経済的内部収益率はいずれも仮定した割引率8%を超えると予測されたことから、本プロジェクトは実行可能と結論づけられる。本プロジェクトはBOOあるいはBOOT方式で実施される予定であるから、「投資されるエクイティに対する収益率」の分析が最も重要であろうと考えられる。単位量当たりの運転費用は実績値を用いており、また、設備費用の計算に適用した割引率8%は妥当であろうから、分析の中で仮定した料金は十分根拠がある。求められた収益率は22%であり、本プロジェクトが実行可能であると判断できるだけの高い数値である。

