

国際協力事業団
オマーン国
電気・水省

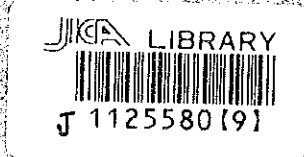
オマーン国

バルカ発電・海水淡水化プラント開発調査

最終報告書

本編

平成6年9月

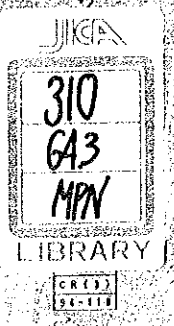


株式会社 パシフィック コンサルタンツ インターナショナル

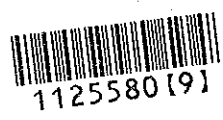
国際協力事業団
オマーン国
バルカ発電・海水淡水化プラント開発調査
最終報告書
本編

平成6年9月

株式会社
パシフィック
コンサルタツ



鉅調資
CR(3)
94-118



1125580(9)

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

本編

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

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。

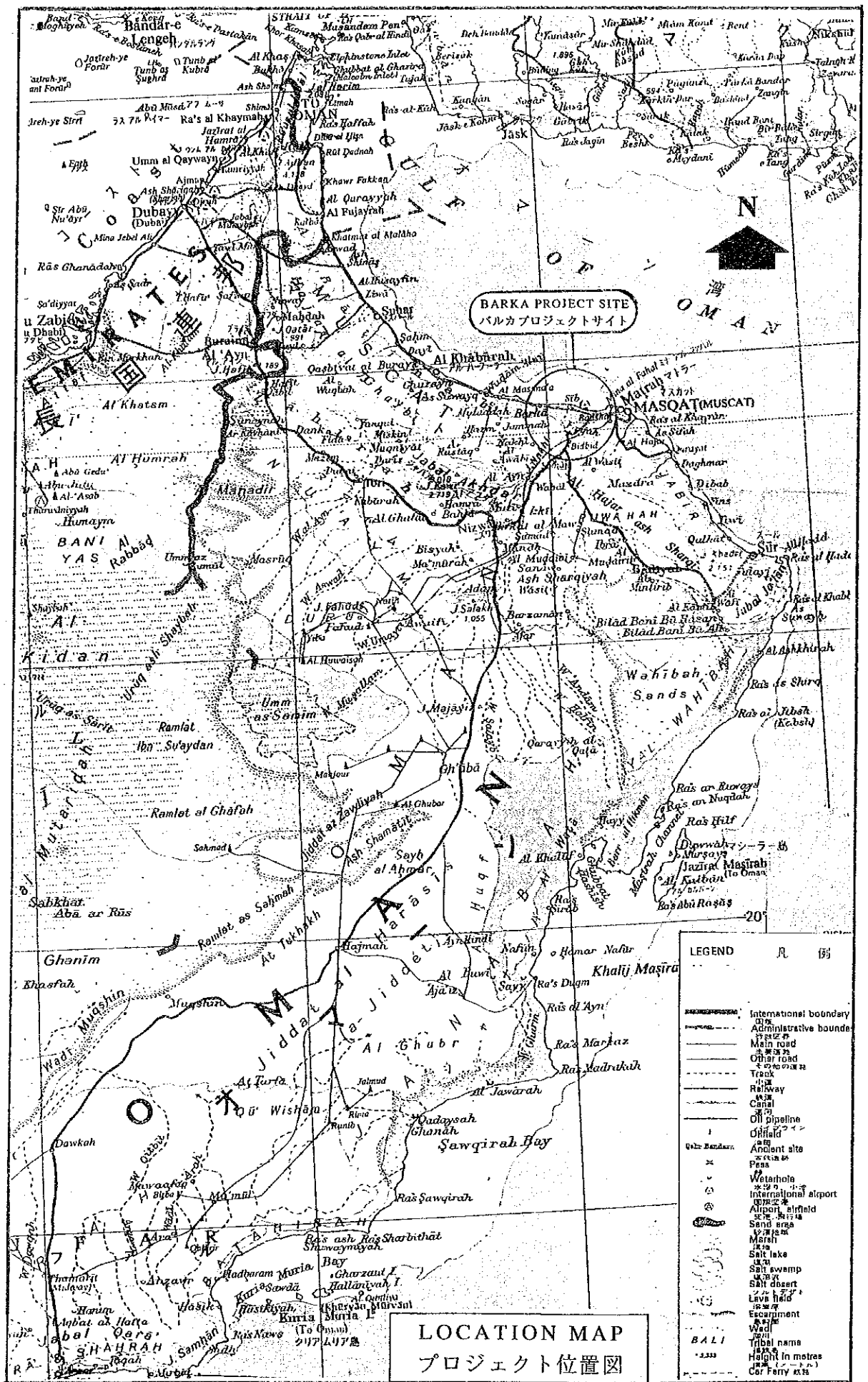
調査団は、オマーン国関係者と協議を行なうとともに、現地における調査を実施、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

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

LOCATION MAP
 プロジェクト位置図

LEGEND	凡	例
International boundary	—	
Administrative boundary	- - -	
Main road	—	
Other road	- - -	
Track	—	
Railway	—	
Canal	—	
Oil pipeline	—	
Oilfield	—	
Old Bandaru	—	
Ancient site	—	
Pass	—	
Waterhole	—	
International airport	—	
Airport airfield	—	
Sand area	—	
Marsh	—	
Salt lake	—	
Salt swamp	—	
Salt desert	—	
Levee field	—	
Excavation	—	
Wadi	—	
Tribal name	—	
Height in metres	—	
Car Ferry	—	

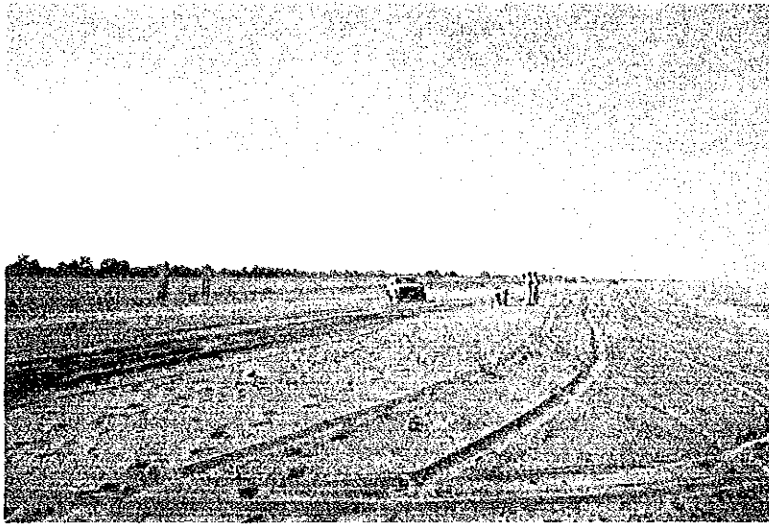


写真1 バルカプロジェクトサイト

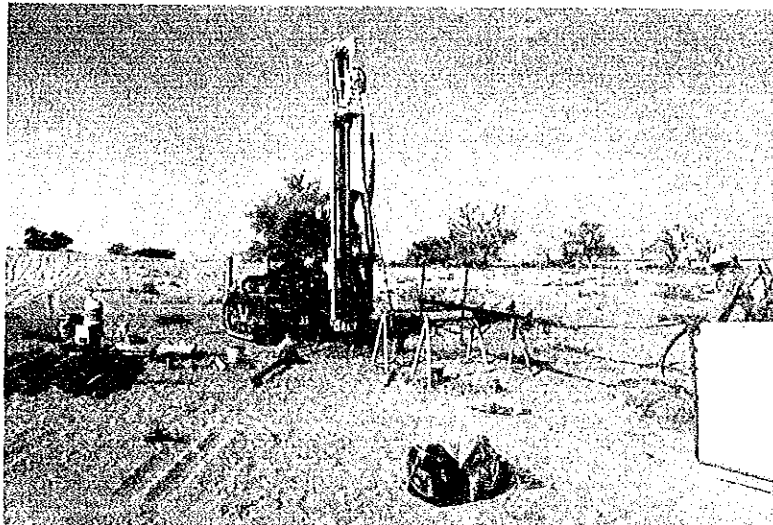


写真2 サイトの地盤ボーリング調査

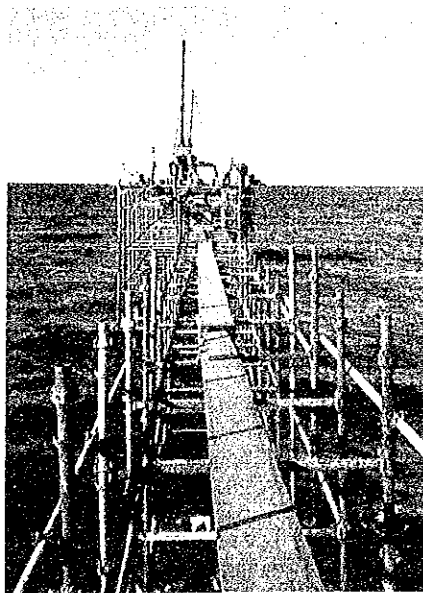


写真3 サイトの海底ボーリング調査

ACRONYMS AND ABBREVIATIONS

Organizations

CBO	Central Bank of Oman
DGE	Directorate General of Electricity (MEW)
DGW	Directorate General of Water (MEW)
DPS	Department of Planning and Statistics
GPDP	Ghubrah Power and Desalination Plant
JICA	Japan International Cooperation Agency
MEW	Ministry of Electricity and Water
MAF	Ministry of Agriculture and Fisheries
MC	Ministry of Communication
MCI	Ministry of Commerce and Industry
MD	Ministry of Development
MNHC	Ministry of National Heritage and Culture
MRME	Ministry of Regional Municipalities and Environment
MH	Ministry of Housing
MWR	Ministry of Water Resources
OIFC	Oman Investment and Finance Company
QU	Qaboos University
RIE	Rusail Industrial Estate
RPS	Rusail Power Station

Others

C.D.	Chart Datum
DCM	Document/Book/Map
EIA	Environmental Impact Assessment
F/S	Feasibility Study
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product
IEE	Initial Environmental Examination
M/M	Minutes of Meeting
Max.	Maximum
Min.	Minimum
RO	Rial Omani
S/W	Scope of Work
SPT	Standard Penetration Test

单位記号

MEASUREMENT

Length

mm	millimetre
cm	centimetre
m	metre
km	kilometre

Area

cm ²	square centimetre
m ²	square metre
km ²	square kilometre
ha	hectare

Volume

l	litre
m ³	cubic metre
Nm ³	normal cubic metre
bal	1 barrel = 36 U.K. gallons
gal	1 U.K. gallon = 4.546 litres
m ³ scf	million standard cubic feet (one barrel of oil = 6 m ³ scf of gas)
MGPD	million gallons per day
MG	million gallons

Weight

μg	microgram
mg	milligram
g	gram
kg	kilogram
ton	metric ton

Others

V	volt
kV	kilovolt
kVA	kilovolt ampere
W	watt
kW	kilowatt
MW	megawatt
kWh	kilowatt hour
MWh	megawatt hour
GWh	gigawatt hour
sec	second
min	minute
hr	hour
dB	decibel
ppm	parts per million
%	percent
μs	microsiemens
cal	calorie

主要術語略語リスト

GT	ガスタービン	Gas Turbine
ST	蒸気タービン	Steam Turbine
HRSG	排熱回収熱交換器 (ボイラ)	Heat Recovery Steam Generator
MSF	多段蒸発 (法)	Multi-Stage Flush
RO	逆浸透膜 (法)	Reverse Osmosis
D	海水淡水化 (海淡化)	Desalination
C/C	コンバインドサイクル	Combined Cycle
P/D	発電・海淡化 (造水)	Power/Desalination
BPST	背圧蒸気タービン	Back Pressure Steam Turbine
G	発電機	Generator
T/L	送電線	Transmission Line
S/S	変電所	Sub Station
P/S	発電所	Power Station
SG	蒸気発生器 (ボイラ)	Steam Generator

主要地名表記リスト

(本レポートでは下記の和文表記を使用した)

アザイバ	Azaiba
アル・アマラット	Al Amarat
アル・カビール	Al Kabir
アル・マスナー	Al Masnah
アル・ワシット	Al Wasit
アワビ	Awabi
イブリ	Ibri
オマーン	Oman
カブラ	Khaburah
クウエイア	Khuwair
グブラ	Ghubrah
クルム	Qurm
サハム	Saham
サマイル	Samail
シーブ	Seeb
スール	Sur
スウエイク	Suwaiq
ソハール	Sohar
ダクリア	Dakhliya
ダンク	Dank
ナックル	Nakhl
ハイル	Hayl
バウシャー	Baushar (Bausher)
バティナ	Batinah
バルカ	Barka
ハルバン	Halban
ビド・ビド	Bid Bid
ファラジ	Falaj
ブスタン	Bustan
ブレミ	Buraimi
マスカット	Muscat
マスナ	Masnah
マディナット・カブース	Madinat Qaboos
マトラ	Muttrah

マナ	Manah
マベラ	Mabella
ムサナ	Musana
モワラ	Mowallah
ヤンケル	Yanqul
リワ	Liwa
ルセイル	Rusail (Rusayl)
ルーイ	Ruwi
ルスタック	Rustaq
ワジ・アダイ	Wadi Adai (Aday)
ワジ・アル・クード	Wadi Al Khoodh
ワジ・アル・マアウル	Wadi Al Maawil
ワジ・カビール	Wadi Kabir
ワジ・ジズジ	Wadi Jizzi
ワジ・ダイカ	Wadi Dayqah
ワジ・ランサブ	Wadi Lansab
ワタヤ	Wattayah

目 次

序 文

地図・写真

略語一覧表他

第1章 緒 論

1.1 調査の背景と目的	1- 1
1.2 調査の範囲と内容	1- 2
1.3 調査の実施	1- 3

第2章 要 約

A. 要 約	2- 1
2.1 プロジェクトの背景と必要性	2- 1
2.2 プロジェクトサイト計画地	2- 1
2.3 電気事業の現況と電源開発計画	2- 2
2.4 発電プラント	2- 7
2.5 送電・変電設備	2-10
2.6 水資源の現状と開発計画	2-12
2.7 海水淡水化プラント	2-17
2.8 送水設備	2-21
2.9 土木・建築工事	2-23
2.10 運転・保守計画	2-24
2.11 環境調査	2-25
2.12 実施計画	2-27
2.13 建設費見積り	2-28
2.14 経済評価	2-30
B. 提 言	2-34

第3章 オマーン国の一般的状況

3.1 位置および地理的特徴	3- 1
3.2 気 候	3- 1
3.3 人口とマンパワー	3- 1
3.4 経済構造と経済開発	3- 2

第4章	電気事業の現況と運営組織	
4.1	電気事業の現況と運営組織	4- 1
4.2	既存の電力供給設備	4-12
4.3	電力需要と負荷変動の特徴	4-19
4.4	電力系統の計画	4-26
4.5	電力需給バランスと電源開発計画	4-32
4.6	電源開発計画	4-58
第5章	水供給事業の現況と水資源開発計画	
5.1	水供給の概況	5- 1
5.2	既存の水供給設備	5- 3
5.3	水需要および供給の変動特性	5-17
5.4	水需要想定	5-21
5.5	造水設備開発計画	5-40
第6章	プロジェクトサイト計画地	
6.1	サイト選定の基本的条件	6- 1
6.2	サイト計画地の状況	6- 1
第7章	発電プラントの概念設計	
7.1	設計条件および使用燃料	7- 1
7.2	単機容量の選定	7- 4
7.3	発電プラントの方式と基本構成	7- 5
7.4	発電プラントの運用	7-19
7.5	コンバインドサイクル発電プラントの仕様	7-24
7.6	背圧タービン発電プラントの仕様	7-33
7.7	電気・制御系統	7-35
第8章	送電・変電設備の概念設計	
8.1	設計方針・基準	8- 2
8.2	送電計画	8- 3
8.3	系統解析	8- 9
8.4	送電設備	8-22
8.5	変電設備	8-40
8.6	給電システム	8-48

第9章 海水淡水化プラントの概念設計	
9.1 設計方針・基準	9- 1
9.2 海水淡水化方式の選定	9- 6
9.3 淡水化プラントの概念設計	9-23
9.4 MSF法の概念設計	9-24
9.5 RO法の概念設計	9-31
第10章 送水設備の概念設計	
10.1 設計方針	10- 1
10.2 送水計画	10- 1
10.3 貯水・送水設備	10- 7
第11章 土木・建築工事の概念設計	
11.1 設計条件	11- 1
11.2 サイト造成高	11- 7
11.3 プラントおよび居住区のレイアウト	11- 9
11.4 海水取水設備	11-11
11.5 土木・建築構造物	11-18
第12章 運転・保守計画	
12.1 運転・保守管理の基本計画	12- 1
12.2 運営組織と要員の配置	12- 4
第13章 環境調査	
13.1 環境調査	13- 1
13.2 温排水および排ガス拡散予測	13- 1
13.3 環境影響評価	13-14
第14章 実施計画	
14.1 プロジェクトの実施計画	14- 1
14.2 コントラクターの選定および契約	14- 1
14.3 プラントの建設	14- 2
第15章 建設費見積り	
15.1 基本的条件	15- 1
15.2 見積り条件	15- 1
15.3 建設費の年度展開の条件	15- 2
15.4 見積り建設費	15- 3

第16章 経済・財務分析

16.1	現在の発電・造水コスト	16- 2
16.2	最小コスト案の選定	16- 8
16.3	本プロジェクトのアウトプットの価格	16-10
16.4	財務分析	16-22
16.5	経済分析	16-37
16.6	結 論	16-49

付 録

表 目 次

表 4.1.1	既存発電所一覧表（北部および南部）	4- 3
表 4.1.2	電力系統・地方別の発電規模の推移（北部）	4- 5
表 4.1.3	電力流通設備	4- 7
表 4.1.4	用途別需要家数の推移	4- 8
表 4.1.5	用途別消費電力量の推移	4- 9
表 4.1.6	電気料金	4- 9
表 4.2.1	マスカット系統内既設発電所	4-13
表 4.2.2	ワジ・ジズジ系統内既設発電所	4-14
表 4.3.1	電力需要の推移－マスカット系統	4-19
表 4.3.2	電力需要の推移－ワジ・ジズジ系統	4-20
表 4.3.3	1993年のマスカット系統の月別負荷変動	4-23
表 4.3.4	1984年のマスカット系統の月別負荷変動	4-23
表 4.3.5	1993年のマスカット系統の日別負荷変動	4-24
表 4.5.1	電力需要－マスカット系統およびワジ・ジズジ系統 （1990年～1993年）	4-40
表 4.5.2	大口電力需要家（1991年～1993年）	4-40
表 4.5.3	地域別総人口（1993年12月）	4-42
表 4.5.4	需要家数（1990年～1993年）	4-43
表 4.5.5	1口当たりの平均消費電力量（MWH） （1990年～1993年）	4-47
表 4.5.6	非家庭用需要家の予想原単位	4-48
表 4.5.7	需要電力量の予想	4-50
表 4.5.8	バルカ発電所のピークロード予測	4-54
表 4.5.9	バルカ発電所の発電端電力量の比較	4-55
表 4.6.1	増設・建設計画中の発電所	4-59
表 4.6.2	発電プラント稼働期間（仮定）	4-60
表 4.6.3	保有目標予備力	4-62
表 4.6.4	最大電力需給バランスと電源開発計画	4-66
表 4.6.5	マナ系統の電力需給予想	4-67
表 5.2.1	水供給設備	5- 3
表 5.2.2	各ユニットの生産量	5- 5
表 5.2.3	各ユニットの運転時間	5- 5
表 5.2.4	各ユニットの造水比	5- 5
表 5.2.5	生産水（1 m ³ ）当たりの造水コスト	5- 5

表 5.2.6	貯水場リスト	5-14
表 5.2.7	グブラ淡水化プラントの送水水質	5-15
表 5.2.8	ブレンディング用井戸水の水質	5-15
表 5.2.9	消費者への供給水の水質	5-16
表 5.3.1	月毎の水供給量	5-19
表 5.3.2	1日当たりの供給量の変動	5-19
表 5.3.3	有収率	5-19
表 5.4.1	消費水量予測の要約	5-24
表 5.4.2	用途別の大口需要家 (1990年)	5-26
表 5.4.3	用途区分別の消費水量、口数および原単位 (1987~1990年および1993年)	5-28
表 5.4.4	南バティナ地方の口数予測 (1999~2010年)	5-31
表 5.4.5		5-33
表 5.4.6	消費水量の予測—シナリオ1	5-35
表 5.4.7	消費水量の予測—シナリオ2	5-36
表 5.4.8	予測結果の比較	5-34
表 5.4.9	需要家区分別の需要の比較 (2010年)	5-37
表 5.5.1	1998年のマスカット地区給水能力	5-42
表 7.1.1	主燃料 (天然ガス) データ	7- 3
表 7.1.2	非常用燃料 (留出油) データ	7- 3
表 7.3.1	発電プラント開発案の比較	7-17
表 7.4.1	2010年の予測日負荷変動	7-20
表 8.4.1	絶縁設計	8-26
表 8.6.1	給電運用と系統情報	8-49
表 8.6.2	自動給電システムの基本機能	8-49
表 9.1.1	海水淡水化プラント用電力の仕様	9- 2
表 9.1.2	原海水水質	9- 3
表 9.1.3	オマーン国の飲料水水質基準 (1)	9- 4
表 9.1.3	オマーン国の飲料水水質基準 (2)	9- 5
表 9.2.1	4,000 m ³ /d以上の海水淡水化プラント (1990~1991年建設のもの)	9- 8
表 9.2.2	4,000 m ³ /d以上の海水淡水化プラント (1992~1993年建設のもの)	9- 9
表 9.2.3	4,000 m ³ /d以上の海水淡水化プラント (1990~1993年建設のもの)	9-10

表 9.2.4	RO法海水淡水化プラントの実績	9-11
表 9.2.5	グブラNo.5プラントの運転記録(1993年)	9-20
表 9.2.6	MSF方式とRO方式の年間運転経費の比較	9-20
表 9.2.7	ユーティリティの単価	9-20
表 9.2.8	プラントの形式による造水コストの比較	9-21
表 9.2.9	MSF法、RO法の比較評価	9-22
表 10.2.1	既存および新設予定の貯水場	10- 4
表 10.2.2	送水管建設費および動力費	10- 5
表 10.4.1		10-13
表 10.4.2	送水管建設費および動力費(南パティナ)	10-13
表 11.1.1		11- 3
表 11.1.2		11- 2
表 11.1.3	サイクロン時の最大風速	11- 4
表 11.1.4	クイ許容支持力	11- 7
表 11.4.1	海水取水方式比較	11-12
表 11.5.2	海水取水方式の比較	11-17
表 13.1.1	社会環境	13- 1
表 13.1.2	自然環境	13- 2
表 13.2.1	排ガス条件	13- 7
表 13.2.2	風速データ	13- 9
表 13.2.3	SO _x 拡散予測(100MWガスタービン)	13-11
表 13.2.4	NO _x 拡散予測(100MWガスタービン)	13-11
表 13.2.5	排出基準	13-12
表 13.2.6	各国の大気環境基準	13-13
表 13.3.1	環境マトリックス	13-18
表 15.1	建設費総括表(A案、電力部門・海水淡水化部門合計)	15- 4
表 15.2	建設費総括表(A案、電力部門)	15- 5
表 15.3	建設費総括表(A案、海水淡水化部門)	15- 6
表 15.4	建設費総括表(B案、電力部門・海水淡水化部門合計)	15- 7
表 15.5	建設費総括表(B案、電力部門)	15- 8
表 15.6	建設費総括表(B案、海水淡水化部門)	15- 9
表 15.7	建設費の年度展開(A案、電力部門)	15-10
表 15.8	建設費の年度展開(B案、海水淡水化部門)	15-11
表 15.9	建設費の年度展開(A案、電力部門)	15-12

表15.10	建設費の年度展開 (B案、海水淡水化部門)	15-13
表16.1	発電コスト (単位: 100万R.O)	16-3
表16.2	電力のプラント外部コスト (1991年~1993年)	16-4
表16.3	電力の総コスト (1991年~1993年)	16-4
表16.4	造水コスト (1991年~1993年)	16-5
表16.5	現行電気料金と需要端原価の比較 (1993年)	16-7
表16.6	現行水道料金と需要端原価の比較 (1993年)	16-7
表16.7	MEW北部電力部門の財政収支 (1990年~1993年)	16-8
表16.8	財務的収益率分析	16-24
表16.8 (2)		16-25
表16.8 (3)		16-26
表16.9	FRRの感度分析	16-27
表16.10	建設コスト (第1期)	16-30
表16.11	投資コストと金融費用の年次展開 (発電設備)	16-31
表16.12	投資コストと金融費用の年次展開 (海水淡水化設備)	16-32
表16.13	利息支払い前の予想キャッシュフロー (運転期間1993年~2018年)	16-34
表16.14	金融計画用キャッシュフロー (第1期)	16-35
表16.15	投資エクイティに対する割引率	16-36
表16.16	経済的収益率の分析 - 収入ベースのアプローチ	16-38
表16.16 (2)		16-39
表16.16 (3)		16-40
表16.17	ERRの感度分析	16-41
表16.18	代替案の経済的コスト (電力)	16-45
表16.19	経済的収益率の分析 (電力) = 比較法	16-46
表16.20	経済的収益率 (水) = 比較法	16-48

図 目 次

図 4.1.1	発電設備容量と発電電力量の推移（北部および南部）	4- 2
図 4.1.2	既存発電所の位置	4- 4
図 4.1.3	電力系統・地方別の電気規模の推移（北部）	4- 6
図 4.1.4	需要家数の推移（北部）	4- 8
図 4.1.5	電気・水省（MEW）組織図	4-11
図 4.2.1	マスカット系統132KV送電網	4-16
図 4.2.2	ワジ・ジズジ系統132KV送電網	4-17
図 4.2.3	132KV送電線ルート図	4-18
図 4.3.1	月別負荷変動曲線（1993年および1984年）	4-23
図 4.3.2	1993年マスカット系統の日負荷曲線	4-24
図 4.3.3	最大負荷日の負荷曲線	4-25
図 4.3.4	最小負荷日の負荷曲線	4-25
図 4.4.1	電力系統計画の手順	4-27
図 4.4.2	供給計画の手順	4-28
図 4.5.1	GDP石油部門と年間ピークロード・電力量 （マスカット系統とワジ・ジズジ系統、1983年～1993年）	4-34
図 4.5.2	ピークロードと電力量の推移	4-37
図 4.5.3	時系列法によるピークロード（マスカット系統 およびワジ・ジズジ系統、2000年および2010年）	4-37
図 4.5.4	時系列法による電力量（マスカット系統 およびワジ・ジズジ系統、2000年および2010年）	4-38
図 4.5.5	ミクロ手法による需要家の区分	4-39
図 4.5.6	需要電力量の推移（予測）1993年～2010年	4-49
図 4.5.7	用途別需要電力量の推移	4-51
図 4.5.8	ピークロードと発電端電力量の関係 （マスカット系統とワジ・ジズジ系統の合計）	4-53
図 4.5.9	マスカットーワジ・ジズジ連系系統 ピークロード予測の比較（1993年～2010年）	4-55
図 4.6.1	経済寿命	4-62
図 4.6.2	稼働劣性	4-62
図 4.6.3	最大電力需給バランス（予測）	4-65
図 5.2.1	グブラ淡水化プラントの生産量	5- 6
図 5.2.2	コスト構成比（1993年）	5- 6
図 5.2.3	スールRO淡水化プラントフローダイヤグラム	5- 8

図5.2.4	マスカット東地区送水配管	5-11
図5.2.5	マスカット西地区送水配管	5-12
図5.2.6	後処理システムの概念図	5-13
図5.3.1	月毎の変動	5-20
図5.3.2	需要と供給能力との関連	5-20
図5.4.1	水需要とGDP石油部門	5-22
図5.4.2	日平均消費水量の推移（民間部門と政府部門） （1981年～1990年）	5-23
図5.4.3	日平均の消費水量	5-24
図5.4.4	水の需要家の構成	5-25
図5.4.5	消費水量の推移（需要予測）（1993年～2010年）	5-38
図5.4.6	水消費の用途別構成比の推移	5-39
図6.1.1	バルカサイト位置図	6- 5
図6.1.2	サイト周辺状況	6- 6
図6.2.1	サイト縦断図	6- 7
図7.3.1	海水淡水化プラントとの組み合わせにおける 発電サイクルの構成	7- 6
図7.3.2	背圧タービンの構成と熱勘定図（例）	7- 8
図7.3.3	コンバインドサイクル発電プラントの基本構成	7-10
図7.3.4	コンバインドサイクル発電プラントのT-s線図	7-10
図7.3.5	コンバインドサイクル発電プラントおよび 汽力発電プラントの熱勘定図比較（LHVベース、50℃）	7-11
図7.3.6	発電・海水淡水化プラントの基本構成の比較	7-14
図7.4.1	2010年の予想日負荷変動曲線	7-21
図7.5.1	コンバインドサイクル発電プラントの構成比較	7-25
図7.5.2	複圧形自然循環型ボイラを適用した発電プラントの主要系統	7-29
図7.5.3	海水冷却系統図（例）	7-31
図7.7.1	単線決戦図	7-36
図7.7.2	制御系統の構成例	7-37
図8.2.1	電力系統の構成	8- 3
図8.2.2	送電計画図	8- 4
図8.3.1	マスカット系統潮流分布（1993年）	8-12
図8.3.2	ダイナミックシミュレーション（1993年、定電力負荷）	8-14
図8.3.3	マスカット、ワジ・ジズジ連系系統潮流分布（2010年）	8-17

図 8.3.4	ダイナミックシミュレーション (2010年、定インピーダンス負荷)	8-18
図 8.3.5	ダイナミックシミュレーション (2010年、定電流負荷)	8-19
図 8.4.1	架空送電線路の絶縁設計の手順	8-23
図 8.4.2	クリアランスダイアグラム	8-27
図 8.4.3	標準的な懸垂鉄塔の形状と寸法	8-38
図 8.5.1	母線方式	8-41
図 8.5.2	変圧器の結線	8-44
図 9.2.1	4,000 m ³ /d以上の淡水化プラント (形式別実績)	9- 7
図 9.2.2	27,300 m ³ /d (6 M G P D) 海水淡水化プラントの プロットプラン (参考)	9-17
図 9.2.3	M S F法、R O法によるプラントの構成	9-18
図 9.2.4	天然ガス価格と造水コストの関係	9-23
図 9.4.1	海水淡水化プラント (M S F法) フローシート	9-23
図 9.4.2	海水淡水化プラント (R O法) フローシート	9-33
図 10.2.1	送水システム開発計画 (出所: Water Supply Master Plan for Muscat)	10- 3
図 10.3.1	送水管ルート図	10- 9
図 10.4.1	送水管ルート図 (南バティナ)	10-12
図 11.1.1.1	再現期間2000年に対する最大加速度	11- 5
図 11.1.1.2	土質条件	11- 3
図 11.2.1	設計諸元	11- 8
図 11.2.2	消波護岸の超波量推定図 (S = 1/30)	11- 8
図 11.2.3	波の打ち上げ高	11- 9
図 11.4.1	海水取水設備 (開水路方式)	11-13
図 11.4.2	海水取水設備 (海底埋設管方式)	11-14
図 11.4.3	海水取水設備 (栈橋架設管方式)	11-15
図 12.1	発電プラントの運転・保守管理の体系	12- 1
図 12.2	定期点検の種別と実施時期	12- 3
図 12.3	運営組織および要員数 (例)	12- 5
図 13.2.1	温排水拡散予測 (ケース1)	13- 5
図 13.2.2	温排水拡散予測 (ケース2)	13- 6
図 13.2.3	風向頻度	13-10

図13.3.1	環境の現況調査の内容	13-16
図13.3.2	環境保全対策項目	13-16
図14.1.	MSF法海水淡水化プラント建設工程	14- 5
図14.2.	RO法海水淡水化プラント建設工程	14- 5
図16.1.	コストの分類	16- 1

第 1 章 緒 論

第1章 緒 論

1.1 調査の背景と目的

1.1.1 調査の背景

オマーン国は、過去20年間に亘り経済において顕著な発展を遂げてきた。特に、1970年以降、石油の収入増により急速な経済成長に伴ない生活水準が向上してきており、その結果、首都マスカットおよびその周辺地域で電力および水の需要が急増し、1980年代末には供給不足が予想された。同国政府はこれを回避し、加えて第3次5ヶ年計画（1986年～1990年）を促進するため、首都マスカットから西へ約60 kmにある都市バルカ近郊に発電・海水淡水化プラントを建設することを計画した。同国政府の要請を受けて、日本国政府は1985年に国際協力事業団（以下、「JICA」という）による同計画のフィージビリティ調査を実施した。

しかし、1986年からの石油価格の低落の影響で同プロジェクトは実行されず、今日に至っている。

1991年に始まった第4次5ヶ年計画において、国の経済基盤を石油依存からの脱却を目指し、製造業、その他の非石油産業の多角化を図っている。この目標を実行するため、政府主導で中小規模の外国企業の誘致を進めており、工業育成に力を入れているところであり、工業用電力・水の需要も今後増大すると考えられる。

かかる背景のもとに、オマーン国政府は1992年11月に日本国政府に対して、バルカ発電・海水淡水化プラントプロジェクトのフィージビリティ調査を実施することを要請した。これを受けて、JICAは1993年2月に鉱工業プロジェクト選定確認調査団を派遣し、また1993年6月にJICAは、下村 則夫を団長とする予備調査団を派遣し、実施細目（以下、「S/W」という）をオマーン国政府側の本調査実施機関である電気・水省（以下、「MEW」という）との間で協議のうえ、S/Wおよび協議議事録の署名を行ない、本調査を実施することを決定した。

1.1.2 調査の目的

本調査の目的は、2010年を目標とするバルカ発電・海水淡水化複合プラントの技術的、環境的、経済的および財務的な最適開発案を策定し、その実現可能性を検討することである。なお、電力・水の早期供給開始の必要性に鑑みて、段階的实施計画についての検討を行なう。

1.2 調査の範囲と内容

S/Wに基づき、電力はマスカット（Muscat）系統およびその接続系統（Wadi Jizzi およびManah）、水はマスカット供給区域および南パティナを対象とする。

調査は次の3段階から成っている。

1.2.1 第1段階調査

第1段階調査は、データ収集、現地踏査、電力および水開発調査、開発スキームの策定が中心となり、その内容は下記のとおりである。

(1) 既存データ収集およびレビュー

(2) サイト踏査

- 1) 発電・海水淡水化プラントサイト
地質調査（海上および陸上のボーリング）を含む
- 2) 燃料輸送ルートおよび容量
- 3) 送電線ルートおよび給水パイプルート
- 4) 港湾および道路等インフラ
- 5) 環境条件（環境影響予備評価を行なう）

(3) 電力および水開発調査

- 1) 既存の制度フレーム（管理、運転、維持、保守を含む）
- 2) 既存および計画中の電力・水供給システム
- 3) 料金制度を含むセクター別電力・水の消費構造
- 4) 電力・水需要予測
- 5) 電力需給バランス（電力増強計画、既存系統への影響評価）

(4) 開発スキームの策定

- 1) 既存開発案のレビュー
- 2) 開発代替案の策定
- 3) 代替案分析
- 4) 最適開発案の選定

1.2.2 第2段階調査

(1) 概念設計

- 1) 発電・海水淡水化プラント
- 2) 建築物、構造物および土木工事
- 3) 送電線および変電所
- 4) 給水パイプライン、ポンプステーション、貯水池および関連施設

(2) 環境調査

- 1) 環境影響評価
- 2) 環境保全計画

1.2.3 第3段階調査

(1) 実施計画および経済／財務分析

- 1) 段階的实施計画（建設計画、訓練計画、運転・保守計画および環境管理計画）
- 2) 段階的スケジュール
- 3) 建設コスト見積り
- 4) 経済および財務分析

1.3 調査の実施

JICAは上記の範囲の調査を行なうため、豊島 幸雄を団長とするフィージビリティ調査団を下記日程に至る期間同国に派遣した。

- | | | | |
|---------|---|---------|--------------|
| 第1次現地調査 | ： | 平成5年12月 | 1日～12月12日 |
| 第2次現地調査 | ： | 平成6年 | 1月26日～ 2月20日 |
| 第3次現地調査 | ： | 平成6年 | 6月15日～ 7月 3日 |
| 第4次現地調査 | ： | 平成6年 | 8月10日～ 8月21日 |

調査団は下記内容の現地調査および日本国内における作業を行ない、ここに本フィージビリティ調査報告書が作成された。

1.3.1 調査事項

電力、水、土木／環境、経済等専門別に分けたグループにより種々の調査が実施された。調査は技術移転を図る目的で業務の大半が現地で実施された。主な調査事項は下記のとおりである。

(1) MEWとの打ち合わせおよび資料の収集

MEWにおける打ち合わせに加えて、MEWおよび関連機関等において必要な資料、データを収集した。

(2) 関連施設の実地調査

本調査に関連する次のような施設を調査して、現状を確認するとともに、必要な情報の収集を行なった。

－ 発電所、変電所、海水淡水化プラント、工業団地、港湾施設等

(3) プラントサイトの測量、地質調査およびその他

- 1) 地形および用地造成高決定のための概略水準測量
- 2) プラント設備、建家、取水路および放水路構造物の設計に資するため、陸上および海上のボーリング調査
- 3) 発電プラントおよび海水淡水化プラントの用水の取水路および放水路構造物の設計に資するため、概略の海底深淺測量
- 4) 発電用復水器および海水淡水化プラントの設計に資するため、海水温度測定と水質分析
- 5) 地図および現地踏査による送電線ルートと変電所地点の調査
- 6) 送水管ルートについても、5)と同様に地図および現地踏査により調査

(4) 環境調査

- 1) 自然および社会環境に影響を及ぼすと考えられる項目を選定して、スクリーニングチェックリストおよびスコーピングチェックリストを作成。
- 2) プロジェクト実施の際に要求される環境影響調査（EIA）における調査重点項目をさらに明確にするため、関係機関へのヒアリング調査を中心に、既存資料調査、現地踏査および環境マトリックスの作成を行なった。
- 3) 簡易プログラムによる温排水拡散予測および排出ガスの大気拡散予測を行なった。

(5) フィージビリティ設計

- 1) 電力／水の需要予測
- 2) 発電／海水淡水化プラントの型式の選定および規模の決定
- 3) 発電／海水淡水化プラントおよび関連施設の概念設計
- 4) 建設スケジュール
- 5) 建設コストの見積り
- 6) 経済／財務分析

1.3.2 国内調査

日本国内における調査業務は現地調査後に提出された下記の報告書作成を主たる業務とした。

- (1) インセプションレポート
- (2) プログレスレポート
- (3) インテリムレポート
- (4) ドラフト・ファイナルレポート
- (5) ファイナルレポート

第 2 章 要 約

第2章 要 約

A. 要 約

2.1 プロジェクトの背景と必要性

オマーン国においては、社会開発、経済の発展等の理由により、首都マスカットおよびその周辺地域で電力および水の需要が急増しており、現有設備だけでは需要の増大に対応できず、近々に大幅な供給不足が予想されている。このような状況に対処するため、電気・水省（MEW）は、首都マスカットから西へ約60kmにある都市バルカ近郊に発電・海水淡水化プラントの建設を計画した。

本報告書は、オマーン国の要請を受けて、日本国政府は国際協力事業団（JICA）による同計画のフィージビリティ調査を実施し、その結果を報告するものである。

本プロジェクトは、オマーン国にとって非常に重要なプロジェクトであり、電気および水の需給バランスを考慮すると早期の完成が望まれるものである。したがって、可及的速やかに建設を開始する必要がある。

2.2 プロジェクトサイト計画地

2.2.1 周辺環境

計画地は、MEWによって選定された地点であり、マスカット市の西方約60km、バルカ市の東方約5.5kmの海岸に位置している。計画地のサイズは610m×1,000mであり、プラント建設に必要な面積を確保している。

周辺には、ロメイス、ハラディ、ハヤシム等の町村があり、農業および漁業を営んでいる。また、文化遺産、保護を必要とする動植物等はみられない。

2.2.2 地形および地質

計画地の地形は、比較的平坦で、現地盤の高さは最高高潮面（HAT）上0m～1.8mである。波浪の影響を考慮すると、現地盤面をHAT+4.0mまで嵩上げする必要がある。海底地形は、遠浅で緩やかな海底勾配（1/100～1/200）を有している。

土質調査の結果によると、標準貫入試験のN値50以上の支持層は地表面下5.0m～11.0m以深に分布している。

2.2.3 海水の水温および水質

計画地の沿岸海域の冬期（12月）の海水温度は約26℃であり、深さによる温度差はなかった。夏期の水温は、表層で30℃以上になるものと考えられる。

2.2.4 搬出入路

計画地の南約3.7kmには海岸に平行に幹線道路（国道1号線）が走っており、それから分岐した支線が計画地のすぐ南を通ってバルカ市へ延びている。道路の状態は良好であるが、資機材の搬入に際してはマスカット近傍の数ヶ所の立体交差により制限を受ける。設計および輸送計画において、重量、幅および高さの制限を考慮するとともに、橋の補強工事も計画に入れる必要がある。

2.3 電気事業の現況と電源開発計画

2.3.1 電気事業の運営組織

オマーン国の電気事業は、電源開発計画と電力流通設備計画の策定から、発電・送電・変電・配電事業の運営までMEWが行なっている。MEWにおける本プロジェクトの担当局は、発電プラント部門が電力局（DGE）であり、海水淡水化プラント部門は水道局（DGW）である。また、計画の調整機関として、計画・統計局がMEWに設けられている。なお、マスカット系統の電力供給設備の運転・保守は、MEWとの契約に基づいてオマーン国の民間企業SOGEX社が行なっている。

2.3.2 既存の電力供給設備

（1）発電設備

オマーン国は、1976年から経済開発5ヶ年計画に基づき積極的に電源開発と電力流通設備の拡充を推進してきた。その結果、1976年から1993年の間に、発電設備容量は85MWから1,410MW、また発電電力量も266.1GWhから5,832.2GWhへと顕著な伸びを示した。電力系統としてマスカット系統とワジ・ジズジ系統が中心的存在であり、1993年現在それぞれ815MW（総設備容量に対し58%）、222MW（16%）の設備容量を有している。

マスカット系統は、マスカット首都圏とサウス・バティナ地方を供給区域としており、グブラとルセイルの2発電所で発生した電力を供給している。マスカット系統の電源は、グブラ発電所に海水淡水化プラント用蒸気源を兼ねて5台の

蒸気タービンが設置されているほかは、ガスタービン発電機が主体であり、グブラ発電所に11台、ルセイル発電所に6台設置されている。また、ワジ・ジズジ系統はノース・パティナ地方を供給区域とし、電源はワジ・ジズジ発電所に設置された9台のガスタービンである。

(2) 電力流通設備

マスカット系統においては、グブラとルセイルの両発電所間を132KV 2回線の送電線で連系し、7ヶ所の132KV/33KV 1次変電所を通じて需要地に送電・配電している。送電線は、合金アルミより線(AAAC)400mm²と、鋼心アルミより線(ACSR)240mm²が使われ、架空方式による2回線方式が主体である。また、変電所には、塩じん害対策と省スペース、外観を重視した屋内型ガス絶縁開閉装置(GIS)、また最大容量が135MVAの油入空冷式変圧器などが設置されている。

ワジ・ジズジ系統には、マスカット系統と同様に132KV/33KV 1次変電所が7地点に設置され、132KV架空送電線によって変電所間を接続している。この系統は、現在、マスカット系統とは連系されていない。

2.3.3 負荷変動の特徴

マスカット系統の日負荷変動のうち、本プロジェクトの発電プラントが分担すべき部分を決定するとともに、年間電力量バランスを検討するために負荷変動の記録を調査した。調査の結果、負荷変動の特徴は以下のとおりである。

- (1) 首都圏およびパティナ地方の気温は季節的変動が激しく、気温の変化に敏感に連動する冷房用需要が負荷変動の主因となっている。
- (2) 1993年の年間最大電力に対し、冬期の最小負荷日の電力は昼間が36%、夜間では17%であった。また、最大負荷日と最小負荷日の日負荷曲線は1984年と1993年で極めて相似の関係を示していることから、今後も同様の負荷変動の傾向が続くと考えられる。
- (3) 負荷率(平均電力/最大電力×100)は、50%台の前半で横ばいの傾向を示している。

2.3.4 電力系統の計画

電力供給設備は、電圧、周波数、停電などが適正レベルに管理された良質な電力を需

要家に供給することが使命である。また、その建設に長期間を要するとともに耐用年数も長いことから、初期投資額だけでなく、燃料費などの稼働費を含めたライフサイクルコストが優れていることが要求される。

電力系統が具備すべきこれらの条件を満たすため、次の手順によって系統計画を行なう。

- (1) 1994年から2010年までの17年間を計画対象期間とし、需要想定、電源開発計画、流通設備計画の順で電力供給計画を策定する。
- (2) 想定された需要に対し、適正な需給均衡度（バランス）を確保するため、最大電力バランスと電力量バランスを需要、供給力、予備力の面から計算する。
- (3) 発電設備の容量を決定するため所内比率、送電損失率、負荷率、計画外停止率などの計画パラメータを検討する。

2.3.5 電力需要想定

オマーン国では原油が主要な歳入源であることから、歴史的に見ても、電力消費量と原油生産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公的支出の拡大に伴う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年では10,874GWHに増加すると予測される。（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。

電力消費構造は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。「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%と増加を続ける。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、この点からも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

いることが大きな原因とされている。どの家庭も最低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。したがって家庭用原単位を以下のとおり提案した。

	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年収が2,500 R.O.であり、これに対して電気料金は160 R.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」の電力需要では、「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が1993年の20%から2010年の15%へと低下することである。しかし、商工業用の比率が上昇するためにこの低下分も相殺されることになる。これは、開発に対する政府の役割が、民間部門への直接的関与から間接的支援へと段階的に変更されてゆくと考えられるためである。

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1,000 MWから2,900 MW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1,288 MW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106 MW、2000年に304 MW、2010年には1,640 MWになる。¹(本プロジェクトの最初の1号機が運転を開始する前の1997年に、電力不足が予想される。)

1 積み上げによるマイ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、最終的にマイ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はRO法をベースとした。

2.3.6 電源開発計画

(1) 確保すべき供給力の種類

本プロジェクトにおける供給力は、オマーン国における需要特性を考慮し、天然ガスを燃料とするガスタービンと蒸気タービンの組み合わせによるコンバインドサイクルプラントを採用する。また、負荷の分担部分はベース負荷からピーク負荷までとし、幅広い負荷変動に柔軟に対応できる供給力を構築する。

(2) 供給力の見通し

マスカット系統とワジ・ジズジ系統の現在の供給力は、合計で1,037MWであり、これに1996年までに運転を開始する供給力276MW（マスカット系統220MW、ワジ・ジズジ系統56MW）を加えると、1,313MWになる。この供給力は、発電設備の老朽化に伴う運転休止や廃止によって減少することになる。発電設備の耐用年数を20年として供給力の推移を見ると、既存の発電設備が順次耐用年数に達するため、1996年の1,288MWをピークとして2010年の304MWまで供給力が急速に低下することが予想される。しかし、発電設備の休廃止計画と供給力の減少分を補充するための電源開発計画は、MEWから明らかにされていない。

(3) 発電プラントの設備容量

本プロジェクトで開発すべき発電プラントの設備容量は、マスカット系統とワジ・ジズジ系統に対し2010年までの各年について想定される最大電力に供給予備力（150MW）を加えた規模、すなわち総出力1,848MWとし、以下のとおり4段階に分けて運転を開始する。

第1期	1999年	388MW
第2期	2002年	292MW
第3期	2007年	584MW
第4期	2010年	584MW

合 計	1,848MW
-----	---------

設備容量の決定にあたっては、MEWとの協議により、1996年時点での設備容量1,288MWが2010年まで同一水準で維持されるものとし、耐用年数に達した既存の発電プラントは、MEWが別途順次更新するものとした。

2.4 発電プラント

2.4.1 使用燃料

本プロジェクトの発電プラントに使用する燃料は、MEWとの協議に基づき次のとおりとした。

- (1) 主燃料 天然ガス (低位発熱量 35,800KJ/kg)
- (2) 非常用燃料 軽油 (低位発熱量 42,915KJ/kg)

2.4.2 プラント単機容量の選定

発電プラントは、単機容量を大きくすれば単位出力当たりの建設費と運転維持費は低下するが、その反面、事故の場合は供給面に及ぼす影響が大きいという不利な面が生ずる。本プロジェクトに適用する単機容量を60～120MWを対象として経済性に重点を置いた場合と電力系統の信頼性・安定性に重点を置いた場合の両面から検討した結果、100MW級が最適容量であると判断された。既存の発電設備の最大単機容量はルセイル発電所の83MWであり、MEWは運転・維持管理に十分な経験を有していることから100MW級への移行は問題ないと判断した。

2.4.3 発電方式の選定

(1) 検討の対象とする発電方式

発電方式の選定にあたっては、海水淡水化プラントとの組み合わせを信頼性、安定性、経済性の観点から総合的に検討する必要がある。本プロジェクトでは、海水淡水化プラントの代表的なプロセスであるMSF法とRO法について、適用可能な発電方式を選定した。また、変動する電力需要（中間ロードおよびピークロード）に対応可能な発電プラントの方式についても検討した。

(2) MSF法海水淡水化プラントに適用する発電方式

水は季節的、時間的な需要変動が少ないことから、MSF法による海水淡水化プラントの蒸気使用量の変動は少ない。したがって、発電方式は、電力負荷変動への追従性が良いこと、熱利用率が高いこと、発電・海水淡水化プラントの総合的な運転信頼性、安定性が高いことが要求される。これらの要求条件を満たす方式は、海水淡水化プラントが必要とする蒸気を背圧タービンの排気で供給すると同時に発電する熱電併給方式であり、電力負荷のベースロード部分を分担することになる。

発電プラントの単機容量は、蒸気使用量を確保することと電力供給の信頼性・安定性を見地から、60MWが最適である。この場合、2010年時点の年間のベースロード486MWのうち136MWをグプラプラントの蒸気タービン発電機が分担し、残り350MWをバルカプラントが分担することになる。この350MWに対しては背圧タービン発電機4台で構成し(60×4=240MW)、不足分110MWを発電専用プラントから供給することが適切と考えられる。

(3) RO法海水淡水化プラントに適用する発電方式

RO法の海水淡水化プラントとの組み合わせの場合は、蒸気負荷はなく、100%電力負荷である。この電力負荷が発電プラントのベースロードになるため、高い熱効率を維持できる発電方式が不可欠である。したがって、発電端の熱効率が48%以上(低位発熱量LHVベース、50℃)に達するコンバインドサイクル方式が最適である。

(4) 海水淡水化プラントとの組み合わせにおける最適発電方式

次の2案について、熱効率、信頼性、安定性、運転・保守性、建設期間、建設費用、燃料消費量などを比較した。

A 案 : MSF法海水淡水化プラントと背圧タービンを用いた熱電併給方式発電プラントの組み合わせ

B 案 : RO法海水淡水化プラントとコンバインドサイクル方式発電プラントの組み合わせ

B案は、ガスタービンの持つ良好な負荷追従特性がオマーン国の負荷変動の特徴に合致するのみならず、建設費、稼働費などの経済性の面で有利である。したがって、総合的観点からB案がA案よりも優れていると判断される。

(5) 発電専用プラントの発電方式

発電専用プラントは、電力需要の季節的、時間的変動を吸収するために日負荷曲線上の中間ロードおよびピークロード部分を分担させることを目的として設置される。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特性を持つ発電方式が求められる。コンバインドサイクル方式は、これらの条件を満たすものであるから、発電専用プラントにおいてもこの方式を採用する。

2.4.4 RO方式の場合の発電プラントの基本構成

RO法海水淡水化プラントとの組み合わせの場合、コンバインドサイクル方式が有利であること、また発電専用プラントに対してもコンバインドサイクル方式が優れていることから、本プロジェクトの発電プラントの基本構成は次のとおりとする。

- (1) ガスタービン2台(96MW×2)、排熱回収ボイラ(HRSG)2缶、蒸気タービン1台(100MW×1)を1系列としてコンバインドサイクルプラントを構成する。1系列の総出力は292MWとする。
- (2) 本プロジェクトの計画期間の最終年度である2010年における発電設備は、コンバインドサイクルプラント6系列とオープンサイクルガスタービン1台から構成され、総出力1,848MWとする。

2.4.5 コンバインドサイクル発電プラントの特長

コンバインドサイクル発電プラントは、ガスタービンのブレイトンサイクルと蒸気タービンのランキンサイクルを組み合わせ、総合熱効率の向上を図るものであり、その特長は以下のとおりである。

- (1) 最高熱効率が48%と極めて高い(本プロジェクトでは48%で計画)。
- (2) 部分負荷においても比較的高い熱効率を維持可能。
- (3) 起動停止時間が短い。
- (4) 最大出力が周囲温度の低下とともに増加する。
- (5) 温排水量が少ない。
- (6) 天然ガスを使用するため大気汚染物質が極めて少ない。

2.5 送電・変電設備

2.5.1 送電計画

計画設備容量1,848MWを有するバルカ発電所の発生電力の大部分は、既存のバイト・バルカ変電所およびマディナット・カブース変電所を通じてマスカット首都圏に送電される。送電線ルートは、通過地域の土地開発を阻害しないよう、また既存の132KV送電線の山側を通るようルートを選定した。

2.5.2 系統解析

バルカ発電所の建設に伴う電力系統の諸特性を検討するために、次の事項に関する系統解析を行なった。

- (1) 送電・変電設備の電力潮流および電圧低下
- (2) 上位送電電圧
- (3) 連系変圧器の容量
- (4) 安定度、周波数低下および系統運用
- (5) 送電系統の短絡容量

系統解析の内容は、電力潮流と安定度を主体としたコンピュータ・シミュレーションによってMEWに説明を行なった。

2.5.3 送電電圧の選定

バルカ発電所～バイト・バルカ変電所～マディナット・カブース変電所を結ぶ送電線は1,200MWの電力を約60km輸送する必要があるため、既存の132KVの電圧では多回線を要し、技術的・経済的見地から実際的ではない。したがって、上位電圧の導入が必要であり、公称電圧220KV、275KVおよび400KVの3種類の電圧階級を比較検討の対象とした。技術比較・経済比較を行なった結果と将来の系統拡大に対する適応性も考慮して220KVを選定した。

2.5.4 送電線

送電線は、垂直配列2回線を鉄塔に架設する。導体は、アルミ合金より線(AAAC)を採用し、そのサイズは安定限界送電容量によるサイズ計算の結果と将来の需要増加を考慮し、1回線あたり400mm²×4条/相とした。

2.5.5 変電所

変電所の母線方式は、系統運用の利便性や点検時・事故時の操作性、信頼性を考慮して2重母線4ブスタイ方式を採用する。変電所内にはSF₆(六フッ化イオウ)しゃ断器、断路器などの機器を一体として組み込んだガス絶縁開閉装置(GIS)を配置する。GISは塩じん害対策、周囲との環境調和、省スペースなどの面で有利である。

1次、2次側がいずれも中性点直接接地方式で構成されている系統では、Y-Y-Δ結線の変圧器のY-Y巻線に単巻変圧器を用いることによって信頼性だけでなく、経済性が特に優れたものになる。したがって、220KV/132KV連系用の変圧器に単巻変圧器を採用した。

2.6 水資源の現状と開発計画

2.6.1 既存の水供給設備

(1) 水資源

オマーン国は、他の湾岸諸国と比べると表流水、井戸水などの天然水に恵まれている。しかし、マスカット地区では、近代化の進展により新たな水資源の確保の必要が生じ、グブラ淡水化プラントが1976年より逐次建設され、1993年末現在、5基で132,000m³/dの生産能力を有する。一方、井戸水は資源保護の目的で20,000m³/dに規制されている。

1993年末現在のマスカット地区の水供給能力は、石油工場の造水プラント1,000m³/dを含め合計で153,000m³/dであり、1996年にはNo.6グブラ淡水化プラント(27,300m³/d)の運転開始が予定されている。淡水化設備の平均生産コストは1993年度で約600バイザ/m³である。一方、南バティナ地方は、淡水化設備は全くなく、すべて井戸水に依存している。

(2) 水供給設備

マスカット地区の水の供給は、次のルートで行なわれている。



水源は、グブラポンプ場、東地区井戸、中央地区井戸、西地区井戸である。

主送水管は、直径1,000mmのものがグブラポンプ場から東西に41km布設されている。また、西端のモワラから600mm径の管がシーブ貯水場まで布設されている。

貯水場は大小併せて12ヶ所で、担当供給地域の水消費量の1日分を目途に設置されている。

MSF法淡水化設備の生産水は、井戸水やアルカリ成分、フッ素などを加えて飲料に適したものになるように調整され、供給されている。

水道料金は、一般用2バイザ/ガロン(約440バイザ/m³)(約120円/m³)、事業用3バイザ/ガロン(約660バイザ/m³)(約180円/m³)である。

2.6.2 水道事業の組織運営

オマーン国の水道事業はすべてMEWが行なっている。淡水化プラントの計画、建設および運転管理はMEWの1部局たる電力局(GDW)が担当し、運転保守は発電設備同様SOGEX社に依託されている。送水設備・配水設備の管理は水道局(DGW)の担当で、マスカット地区はマスカット水道局が運転、管理している。

2.6.3 水需要および供給の変動特性

マスカット地区の水の需要は着実に増加している。消費は夏期に多く、冬期に少ないというパターンで変動するが、その幅は小さく、最も消費が多い6月でも平均月間消費量より11%多い程度である。日変動も最大で平均日消費量の30%増であり、貯水および井戸水の供給の増減により対応し得る。

2.6.4 水需要想定

電力消費量と同様に水の消費量も原油生産量と深い結びつきがある。送配水設備への公共投資の規模は原油生産による政府の収入に左右され、投資規模によって水需要も大きく変わる。

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。さらに重要な点は、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ていることである。

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な広がりをもって急速に拡大されるならば、水の消費量は大幅に増加すると見られる。水の潜在的な需要は大きいと考えられており、十分な水道水量があれば、水の消費量が増大する。

本プロジェクトは、既存のマスカット水道網と南バティナ地方の6つの行政区(バルカを含む)とに、給水することを目的としている。需要水量は、1993年の実績9万9,000m³/dに対し、2000年で15万m³/d、2010年で28万3,000m³/dと予測されている。1993年～2010年の年平均増加率は6.4%である。1981年の消費量は23m³/dで1981～1993年の年平均増加率は14.3%であった。

南バティナ地方のみの消費量は2000年で5,000m³/d、2010年で3万2,000m³/dと見積られている。この地方では水道水が普及していないが、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。例えば、「家庭用」の原単位は

2000年で $0.5\text{ m}^3/\text{d}$ 、2010年で $0.75\text{ m}^3/\text{d}$ 程度である。これに対するマスカット首都圏の原単位は、それぞれ $1.1\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $1.4\text{ m}^3/\text{d}$ 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。また、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。1990年～1993年の間の3年間では年平均1990口であった。

これらの口数の予測は、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たものである。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口当たりのコストは、さらに高くなるであろう。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。

口数の増加が予測どおりであれば、マスカット行政区の水道普及率は約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に換算すると、約13R.Oになる。水道料のメジアン(中間値)は不明であるが、メジアンは平均値より小さいと推定される。それにも拘わらず、月収のメジアンが200R.Oであることを考慮すれば、この水道料はメジアンクラスの世帯にとって高い。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需要は、1993年～2010年の17年間で3.5倍増加するが、政府用は2倍以上と予想される。これは、首都圏以外での政府関係の潜在需要家数が限られているためである。

商業需要家の消費量には工業需要家の分も含まれ、1993年～2010年に3.6倍増加する。また、原単位は年率2%以下で増加するが、需要家数は5%以上の増加率となる。

このように、増加率が大きくなっているのは、政府が工業化と経済開発を継続的に推進しようとする姿勢を反映したからにはほかならない。商業需要家の新規口数は、新たに水道網を拡張する地域だけではなく、既存の供給地域にも発生する。また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。

2.6.5 淡水化設備開発計画

(1) 既存の開発計画との関連

1993年に策定したマスカット地区のマスカット給水マスタープラン（以下、「マスタープラン」と略称）では、2010年までの水需要の増加に対応するため地下水、表流水、グブラ淡水化プラントの拡張、バルカ発電淡水化プラントの新設の4案を検討し、井戸水以外は採用可能としている。

今回のF/Sでは他の案を考慮せず、2010年におけるマスカット地区および南バティナ地方の水需要の増加に対応できる造水設備をバルカに建設するためのものである。

(2) 既存供給力の見直し

バルカ発電淡水化プラントが一部完成する時点、すなわち1998年のMEWの既存供給力は180,000 m³/dと推定される。淡水化プラントの法定耐用年数はオマーンでは20年であるが、実際には経済的合理性が成り立つ範囲で、これ以上の使用が可能である。しかし、グブラNo.1ユニットおよびNo.2ユニットは単一目的のMSFプラントであるため、燃料消費率が大きく、かつ2010年時点ではそれぞれ34年と27年の使用となるため、更新が必要と推定される。更新期間中はバルカ淡水化プラントの余剰能力で対応する。

(3) 淡水化プラントの単機容量

MSF法の場合、単機容量が大きい方が経済的であるが、保守点検の場合など設備停止の際、需給バランスに与える影響が大きく好ましくない。グブラ淡水化プラントはNo.1ユニットを除き、単機容量は27,300 m³/dであるが、バルカの場合規模の大きさから考えて、単機容量を31,800 m³/dにする。また、発電所設備との組み合わせの関係で2基を1セットとして建設する。

(4) 2010年における必要設備

2010年における必要設備を以下の計算で求めた。

2010年におけるマスカット、南バティナ地区需要	282,809 m ³ /d
必要設計容量 ((282,809 ÷ 0.85) × 1.2) *	399,260 m ³ /d
既設設備容量	180,230 m ³ /d

バルカ設備容量

219,030m³/d

※ 0.85 : 有収率 5.3.2 (1) 参照

1.2 : 設計容量比 5.3.2 (3) 参照

この結果、バルカの淡水化プラントの設備容量は、254,000m³/dであり、単機容量を31,800m³/dとすれば、合計で8ユニットが必要である。

(5) 建設計画

需要想定に基づき4段階に分けて建設する。

第1期	1998年商業運転開始	63,600 m ³ /d
第2期	2002年商業運転開始	63,600 m ³ /d
第3期	2006年商業運転開始	63,600 m ³ /d
第4期	2009年商業運転開始	63,600 m ³ /d

2.7 海水淡水化プラント

2.7.1 計画条件

(1) 生産水質

オマーン国の飲料水基準に合致するものとする。

(2) 海水性状

海水の水質や温度はグブラ発電所で得られたデータを使用する。

塩分 (TDS)	39,600 ppm
温度	24～25 ℃

2.7.2 海水淡水化方式の選定

(1) 淡水化方式

淡水化方式はいくつかあるが、主流はMSF法とRO法で、単機容量が4,000 m³/d以上のものでは、1993年末でそれぞれ71.7%、19.7%のシェアを占める。

最近の海水淡水化プラントの発注実績では、1990年～1993年の間に契約された4,000 m³/d以上の大型プラントでは、MSF 75%、RO 15%となっている。また、現在までに建設または契約されたRO法による海水淡水化プラントは4,000 m³/d以上で、31プラント、約700,000 m³/dであり、その半数は1990年以降に契約されたものである。RO法によるプラントの稼働実績は今後確実に増加していくと思われる。

(2) 技術的評価

MSF法は1960年頃に確立され、技術的に成熟段階にあり、信頼性は高いが、今後の技術的發展はあまりないと思われる。

RO法は、Soarirajan、Leob等により1950年代に原理が発見され、急速に実用化されたが、海水への適用は遅れ、大型のプラントは1989年完成のバーレンの45,000 m³/dが最初であり、技術的には発展段階にあると言える。

MSF法とRO法の実用上の大きな相違点は、エネルギー消費率と保守費用である。

MSF法は蒸気と電力を必要とする。エネルギー効率を良くするため、2重目的として蒸気を造水に使用する前に発電に利用するのが一般的である。しかし、それでもエネルギー消費はRO法に比べて大きく経済的に不利である。

一方RO法は、RO膜の劣化によりROエレメントの交換が頻繁に必要で、長期間交換せずに使用できない。劣化の原因は通常4種類、すなわち機械的、生物学的、物理的および化学的な原因に分けられる。これらの劣化の原因は、前処理技術の進歩により防止できるようになった。特に危険なCl₂による酸化は耐Cl₂性の膜の使用や還元剤の注入により防止できる。

このような劣化原因の解明と対応する前処理技術の進歩により膜の平均寿命が延び、以前は年間30%の交換が必要だったものが適切な前処理を前提に年間12~20%の交換率で5年間の性能保証が可能となり、信頼して採用できるようになった。

上記の点以外では、MSF法の優れた点は、生産水の水質が良く、また使用する海水の水質に対する要求も厳しくなく、このため、海水の前処理に必要な薬品などが少なく済む点である。一方、RO法の優れた点は、生産水の塩分が高いためブレンドや後処理の必要がなく、また海水の取水量が少なく、運転が容易で維持管理が簡単なことと、建設工期がMSF法より約6ヶ月短いことである。上記での比較点はしかし大きな差ではなく、ほぼ対等で、プロセス選択は経済性に依存すると判断してよい。

(3) 両方式の経済性の比較

両プロセスの経済性を次の条件で比較した。

- 1) MSF法のプラントのデータとして、グブラNo.5ユニットの1993年度の稼働時間、送電端電力量、送水量、運転費用などの実績値を採用した。
- 2) RO法の場合、グブラNo.5ユニットと同量の電力、水を外部に送り出すことのできるプラントを想定した。発電プラントの型式はコンバインドサイクルを採用した。また、運転費用などは各種文献を参照した。

上記の条件を基に、次の3つのケースを想定した。

ケース1 : グブラNo.5ユニットの送電電力の売電単価を14 RO/MWhと仮定してMSF法による生産水コストを計算する。

ケース2 : RO法による生産水コストを計算する。

ケース3 : RO法とコンバインドサイクルの発電プラントと組み合わせ、グブラNo.5ユニットと同じ電力を送電し、その売電単価を14 R.O/MWh、ケース1と全く同じと仮定して生産水コストを計算する。

それぞれの造水コストの計算結果は次のとおりである。

ケース1	640 バイザ/m ³
ケース2	515 バイザ/m ³
ケース3	430 バイザ/m ³

この絶対値は、仮定条件により変動するが、相対的な差は比較条件が両方法に公平であるのであまり変わらない。

(4) 総合評価

MSF法は稼働実績が多く、信頼性も高いが、経済性、納期および運用の面で劣っている。RO法は信頼性も向上し、このプロジェクトでの採用は十分可能であり、最終判断は経済的にどの程度の差があるかによって決定される。

このため、以上の稼働実績、技術および経済性評価の要点を表9.2.9にまとめて示した。また、概念設計は両方法について実施した。

2.7.3 淡水化プラントの概念設計

MSF法およびRO法について、次の条件で概念設計を行なう。

(1) MSF法

60MWの背圧タービン発電機に31,800 m³/d×2系列を組み合わせたもの。

(2) RO法

63,600 m³/dの淡水化プラント

2.7.4 MSFプラントの概念設計

主要仕様は次のとおりである。

型 式	短管式長方箱型
淡水生産能力	254,000 m ³ /d
ユニット数	31,800 m ³ /d × 8 ユニット
作動方式	ブライン再循環式
スケール防止方式	スケール制御剤注入およびボールクリーニング方式
蒸発缶段数	熱回収部 20段 熱放出部 3段 合 計 23段
造水比	8.0
循環ブライン最高温度	107℃
後処理	CO ₂ + 石灰石、塩素注入

2.7.5 ROプラントの概念設計

主要仕様は次のとおりである。

型 式	逆浸透膜法
淡水生産能力	254,000 m ³ /d
ユニット数	63,600 m ³ /d × 4 ユニット
前処理	塩素処理 重力式濾過槽 pH調整、安全フィルター
高圧ポンプ (ユニット当たり)	950 m ³ /h × 8 基 (エネルギー回収タービンと組み合わせ)
ROモジュール	8台
後処理	塩素投入 Ca(OH) ₂ によるPH調整
<u>運転条件</u>	
塩素注入量	1~2 ppm as Cl ₂
回収率	40%
所要動力	7.2 kWh/m ³ 以下

2.8 送水設備

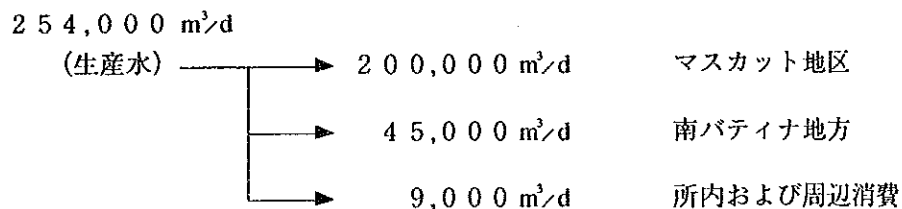
2.8.1 送水計画

(1) 概念設計の範囲

バルカプラント構内に設置する貯水槽・ポンプステーションおよびサービスエリア貯水槽までの主送水管とする。

(2) 送水計画

2010年時点で、バルカプラントで生産する254,000 m³/dを次のように配分する。



(3) 送水管の計画

送水量に応じて配管径を選定し、Hazen-Williams式で圧力損失を計算した。

2.8.2 貯水および送水設備

(1) 貯水設備

バルカプラント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 m³/d × 2槽を4基設置する。

(2) 送水ポンプ

ポンプ台数	10台 (予備2台を含む)
型式	単段遠心式
流量	1,460 m ³ /h
全揚程	100 m

(3) 送水管 (マスカット地区)

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。

起 点	終 点	距 離	管 径
バルカ	→ シーブリザーバー	30km	1,400mm径

モワラはから東への送水は、既設の配管を利用する。

シーブリザーバーからの送水管は、バルカプロジェクトの着工までにMEWが建設する。

2.8.3 南バティナへの送水計画

(1) 送水地区とルート

次のルートで送水する。

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

(2) 送水設備

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

2.8.4 送水コスト

送水コストを次の表に示した。

項 目 \ 送水地区	単 位	バルカ	ナカール	アル・マスナー	ルスタック	アワビ	合 計
1993年12月現在の人口		61,164	12,570	45,414	59,379	8,488	187,015
2010年における水需要予測	m ³ /d	15,000	3,000	11,000	14,000	2,000	45,000
見積み建設コスト	百万R.O.	0.42	3.41	2.69	7.41	2.36	16.30
送水コスト計	バイザ/m ³	6.8	99.9	25.6	84.2	131.9	

2.9 土木・建築工事

2.9.1 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 : $V = 80 \text{ knots} (\approx 40 \text{ m/s})$
- (4) 水平地震係数 : $K_h = 0.02$

2.9.2 基礎構造

土質調査の結果によると、現地盤面下3.0m～8.0m以深にN値20以上の層が分布している。サイト造成面(HAT+4.0m)からは、5.0m～12.0m深となり、直接基礎方式は得策ではない。したがって、場所打ちグイを基礎として採用し、N値50以上の層で支持することとした。

- グイ径 : $d = 500 \text{ mm}$
- 許容鉛直支持力 : $q_a = 90 \text{ t}$

2.9.3 サイト造成高

プラントの運転を安全に行なうためには、波浪を考慮し、計画地の地盤面を嵩上げする必要がある。越波量および波の打ち上げ高を検討のうえ、サイト造成高をHAT+4.0mとした。この結果、2.2m～4.0mの盛土が必要となる。

2.9.4 海水取水方式

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、油抽出の可能性、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にした。

2.10 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。

2.1.1 環境調査

2.1.1.1 自然環境

プロジェクトサイト計画地およびその周辺は、開発が進んでおらず、海岸保全地域にも指定され、良好な自然が保たれている。

計画地周辺には、低木が分布しており、数種類の動物、鳥類も生息しているが、保護を必要とする貴重な生物種は存在していないようである。

2.1.1.2 社会環境

プロジェクトサイト計画地周辺には、ハラダイ、ハヤシム等いくつかの町村があり、主に漁業と農業が営まれている。他に目立った産業は見られず、公害の発生源もない。

沿岸部は、海水浴やボート遊び等レクリエーションにも利用されている。

計画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。

2.1.1.3 重要検討項目

調査の結果、環境に与える影響が懸念される事項として、以下の項目が考えられる。

(1) 海水取水方式

海水取水施設の構築により、景観への影響および汀線の変化が懸念される。環境保全の観点からは、海底埋設管方式を採用することが最善策と考える。

(2) 温排水

計画地周辺には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、および約15km沖合の島周辺が主な漁場であることから、温排水による水生生物および漁業への重大な影響はないと考える。ただし、温排水の影響域を極力小さくするよう、放水口の設計を行なう必要がある。

(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廃水については、適切な処理を経て、プラント外に排出する必要がある。

(4) 排ガス

発電施設の運転に伴ない排出される排ガスによる大気汚染については、天然ガスが主燃料であることから、大きな影響はないと予測される。

(5) 工事中の騒音、海面汚濁等

周辺地域の経済活動および環境に与える影響は大きくないと考えられるが、地域住民の理解を十分に得るとともに、影響を低減する工法を採用する必要がある。

2.1.1.4 環境保全対策

プロジェクトの実施にあたっては、計画地周辺の自然環境および社会環境等に関し、建設前に詳細調査を行ない、本F/Sの影響評価を補足する必要がある。詳細設計時には、この結果に基づき環境保全対策を計画することが重要である。

2.12 実施計画

現在マスカット地区における電力および水の需要はすでに供給能力を超えており、今後とも急速に増加すると予測される。これらの需要に対応するためには、発電部門では1998年初期には少なくとも200MW相当の発電プラントの運転開始が必要である。海水淡水化部門では技術的に可能な限り早い時期の運転開始を図ることとし、1998年中頃から63,000m³/日相当の海水淡水化プラントを運転開始する計画とする。このためには工事実施前に必要とするエンジニアリング業務について、次のスケジュール内に実施することが条件となる。

- － 入札書類の完成 : 1995年9月
- － 工事契約の締結および工事開始 : 1996年5月

上記のスケジュールで着工した場合、発電および海水淡水化プラントの年度別出力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 (×10³m³/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		

2.13 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)

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。

(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
<hr/>	
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
<hr/>	
合計	826.20百万R.O

また、建設費の内訳は次のとおりである。

(1) A案 (MSF法)

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)

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

2.1.4 経済評価

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) オマーン国の社会全体にとって本プロジェクトへの投資の効率がどうであるかを検討すること。

最小費用の開発案は、生産設備費用と運転費用の合計に対し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とした。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。

2.1.4.1 最小費用の開発案

以下に示すとおり、経済的・財務的観点から4つの代替案のうち第2案（Alternative 2）が最小費用の開発案である。

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

8%の割引率を7%・9%・10%に変えて、総費用の順位に変動がないか調べたところ変動は見られなかった。第2案（以下「本プロジェクト」と呼ぶ）について経済的・財務的収益率を計算する。

2.14.2 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、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。本プロジェクトは、発電・造水設備と送電・送水設備を範囲に含むが、配電・配水設備は含まない。したがって、料金は送電線端・送水管端の料金であって、需要端の料金ではない。

電 気	： 設備料金	34.63 R.O/KW/年
	エネルギー料金	11.45×10^{-3} R.O/KWH
水	： 設備料金	219.34 R.O/KW/年
	エネルギー料金	4.43×10^{-3} R.O/m ³

2.14.3 財務的収益率

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の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ろう。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) 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。部門別で見ると発電部門は10%、造水部門は17%である。

(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・ベイ」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。)

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保証は、1994年時点の価格0.0283 R.O/m³ (年増加率3%)で行なう。

4) インフレーション : 3%

分析結果は以下の要約のとおりである。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年度には1.51になると予測される。

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 %

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。

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 %)

2.14.4 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。このアプローチを用いて計算した経済的収益率は13%であった。

第2のアプローチは、代替案の費用とプロジェクト実施案の費用とを比較する方法である。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は、プロジェクトで生み出された純便益として扱われる。

実施案の発電プラントに対する代替案は油焚き汽力プラントである。この代替案による設備費用は41.57R.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。経済的内部収益率は29%と計算された。

本プロジェクトの造水プラントに対する現実的代替案の一つは、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プラントを建設することである。この代替案は井戸で取水するRO法のプラントで、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。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。経済的內部収益率は41%と計算される。

本プロジェクトの財務的ならびに経済的內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」の分析が最も需要であろう。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と判断できるだけの高い数値である。

B. 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、適切な民間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。

第 3 章 オマーン国の一般的状況

第3章 オマーン国の一般的状況

3.1 位置および地理的特徴

オマーン国 (Oman) は、アラビア半島の東南端、北緯16～26度、東経52～60度に位置し、インド洋およびオマーン湾に面し、アラブ首長国連邦、サウジアラビア、イエメンと国境を接する。面積は約300,000km²で、日本の約4分の3に相当し、アラビア半島ではサウジアラビア、イエメンに次ぐ広さである。ホルムズ海峡のムサンダム半島に飛び地を有している。

3.2 気 候

北部は高温多湿で6月から8月は最高気温が連日45℃を越す酷暑が続く。とりわけ、バーティナ (Batinah) 平野では温度が高い。冬季 (11月から2月) は最低気温が10℃を下らない快適な季節となり、また時として大雨もみられる。中央土漠地帯は高温多湿のインド洋沿岸を除き典型的な砂漠気候である。南部サララ (Salalah) 平野はインド洋からのモンスーンの影響を受ける亜熱帯性気候で年間500mm以上の降雨がみられ、また夏季は最高温度が30℃程度までしか上がらず格好の避暑地となっている。

3.3 人口とのマンパワー

1993年12月に実施された全国的な国勢調査によれば、人口数は約2,020,000人であり、オマーン人と非オマーン人の割合は1,480,000人 (74%) と537,000人 (26%) となる。人口増加率は年平均3.5%である。

総人口のうち、約30%はマスカット (Muscat) 首都圏、約27%がバーティナ (Batinah) 海岸地方に居住し、約半数は内陸部に居住している。

オマーン国の人口構成の特徴の一つは外国人 (インド人、バングラデシュ人、パキスタン人、スリランカ人等) が非常に多いことであり、総人口に占める外国人の割合は26%となる。また、マスカット首都圏では47%にも達している。これは、外国労働者の労働力への依存度が極めて高いことを示しているが、近年外国人労働者の労働力を自国民労働力にとって替えようとするオマナイゼーションがさまざまな分野で着実に進められている。

3.4 経済構造と経済開発

(1) 概要

オマーン国の経済開発は、1970年に即位したカブース国王 (Sultan Qaboos) が石油収入の多くをインフラストラクチャー整備に費やし、1976年からは経済開発5ヶ年計画に基づき開発を推進しめざましい成果を上げている。1991年に始まった第4次5ヶ年計画は湾岸危機勃発前に作成されたため、石油に代わる収入源となる鉱工業、農漁業分野への投資の拡充、後進地域における生活水準の向上、水資源の確保、オマナイゼーションの促進等を基本事項として民生経済の発展を図ることを主眼としている。

(2) 湾岸危機後の財政状況

湾岸危機の勃発は、オマーン国経済に対してさほど深刻な影響を与えず、原油価格の高騰による石油収入の増加がみられた。しかし、1991年の原油価格は年平均17.44ドル/バレルとなり、予算策定時における政府見積り価格の19ドルを下回った。このため政府は、3億ドルのシンジケートローンの締結、国債発行等の措置を講じ、これを補う第4次5ヶ年計画の実施を継続した。1992年度予算は原油価格平均15.5ドルとして策定しているが、1月から9月までの平均原油価格は18.09ドルで推移している。

(3) 財政収支の特徴

1) 石油収入への高依存度：

脱石油政策の実績により非石油関連収入が漸増傾向にあるが、歳入に対する石油収入の割合は依然高く、1992年は77.1%である。このため、オマーン国経済は原油価格の変動に大きく左右される。1982年以降の原油価格下落で大幅な歳入不足が生じたために開発プロジェクトの延期およびシンジケートローンの借入を余儀なくされた。

1985年に実施されたF/S調査に基づくプロジェクトの具体化について第4次5ヶ年計画で実施されることが期待されたが、上述の経緯により先送りされた。

2) 高支出の国防関連経費：

1970年代のドファール地方の反乱、1980年代のイラン・イラク戦争

によるホルムズ海峡防衛のために国防への高支出（歳出全体の3～4割）を余儀なくされた。

3) 慢性的な歳入欠損：

1982年以降歳入欠損が慢性的に続いており、特に1986年は平均原油価格が前年の27ドル/バレルから13.5ドルへと大幅に下落したために666百万リアルの歳入欠損を計上した。1991年の歳入欠損は283百万リアルであった。

4) 国家一般積立基金への貯蓄：

同基金は1980年に設立され、1985年までは石油収入の15%が毎年積み立てられた。1986年以降は5%を積み立てることとなっていたが、原油価格下落のため実現し得ず、1989年になりようやく再開された。1991年からは原油価格の回復が見込まれたため再び15%が積み立てられることとなった。

(4) 貿易構造

輸出総額における石油の割合は年々減少傾向にあるが、未だ90%を占めている。その最大の輸出先は日本（1990年39.2%）である。

輸入は、自動車を含む機械類、工業製品および食料・家畜等が主で、アラブ首長国連邦（1990年は23.2%）が第1位を占める。同国経由の再輸出の形で相当量の日本製品が入っている。实体经济においては、輸出輸入とも日本が最大の貿易相手国である。貿易収支は一貫して黒字が続いている。

(5) 天然資源

1) 石 油

1964年に商業ベースに乗る最初に油田が発見され、1967年から輸出が開始された。現在オマーン石油開発（PDO）により70万バレル/Dが、エルフ（仏）、オクシデンタル（米）、JAPEX（日）の3社により合計5万バレル/Dが生産されており、総計は約75万バレル/Dとなっている。推定可採埋蔵量は約50億バレルであり、可採年数は約20年である。オマーン国はOPECに加入していないが、国際スポット価格と連動させ

たその販売価格は極めてリーズナブルと評価されている。1992年1月～11月の平均価格は17.64ドル/バレルである。

2) 天然ガス

1991年に巨大なガス田が発見され、埋蔵量は約17兆立方フィートと推定され、近い将来さらに倍増するとの観測もある。現在は国内消費のみであるが、LNGプロジェクトが順調に進めば1999年頃には500万トン/DのLNGを生産・輸出でき貴重な外貨獲得源として期待されている。

3) 鉱物資源

オマーン国は古代より銅の産地として知られ、現在ソハール近郊にあるオマーン鉱業会社(OMCO)の電気精練プラントでは約1万5千トン/年の銅を生産している。

また、ソハール、イズキでは約200万トンのクロムが存在すると推定されており、1991年に創設されたオマーンクロム会社では約1万2千トン/年の生産を目標としている。

(6) 産 業

1) 工 業

オマーン国の工業政策では食品加工、建築資材および住宅関連の民生に密着した分野における中小規模の企業を育成することを基本方針とし、今後20年にわたり継続する予定である。

1983年に企業誘致を目的としてモデル工業団地がマスカット郊外のルセイルに設立された。1992年にソハールおよび南部ライーストにも同様の工業団地が完成した。1991年～1992年は「工業年」として、特に工業振興に重点がおかれた年である。

2) 農 業

耕地面積は約4万ha(国土の1/700)で、バーティナ地域(オマーン北部)が約2万haを占める。農家の大部分は1ha以下の零細農家であり、生産性はあまり高くない。

主要な産品は、デーツ、ライム、スイカ、インゲン、オクラおよびキャベツである。1981年には農産物の販売促進・能率化を目的として農産物流通公社（PAMAP）が設立された。

3) 漁 業

1,700kmの海岸線を有するオマーン国にとって、水産資源開発は脱石油政策の一環として注目されている。インド洋に面した海岸線には高級魚も多く、マグロ、ロブスター、イカをGCCおよびEC諸国に対し総額665百万ドル（1990年）輸出している。日本にはエビを中心に総額1,371万ドル（1991年）を輸出している。

第4章 電気事業の現況と電源開発計画

第4章 電気事業の現況と電源開発計画

4.1 電気事業の現況と運営組織

4.1.1 電源開発の概況

1970年に即位したカブース国王は、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源開発と電力流通設備の拡充を強力に推進してきた。その結果、図4.1.1に示すとおり、発電設備容量は1976年では85MWであったものが、1993年には1,410MWと顕著な伸びを記録した。同じ期間の発電電力量についても、266.1GWHから5,832.2GWHと大きな伸びを示している。

堅調な電力需要の伸びに対応して、需要地に数多くの発電設備が設置されてきた。1993年における地方別の発電設備の容量と位置をそれぞれ表4.1.1と図4.1.2に示す。また、これらの発電設備の設備容量、最大電力、発電電力量の推移を表4.1.2と図4.1.3に示す。これらの図表から、オマーン国の電源開発の特徴として次の点が指摘される。

- (1) 発電電力量の年平均増加率は1976年から1985年までの10年間では28.4%であり、1986年～1993年では10.8%となっている。増加率は低下しているものの、依然として高い水準で推移している。特に注目すべき点は、1993年の発電電力量が前年比で14.0%の伸びを示しているが、これは設備容量が8.5%増加したことが誘因とみられることである。すなわち、電力の供給と需要が密接に連動しているのである。
- (2) オマーン国北部における1993年の総発電電力量に占める系統別の割合は、マスカット系統が73.0%、ワジ・ジズジ系統が16.5%となっており、これら2つの系統が89.5%を占め、電力需要の中心地となっている。特に、ワジ・ジズジ系統の増加率は1984年～1993年の期間に4.9倍であり、マスカット系統の2.5倍に対し際だって大きい。
- (3) 発電設備の形式は、短納期・高効率の特徴を持つディーゼルエンジンが導入され、その後に経済性の点で有利なガスタービンに段階的に取り替えられている。ガスタービンは、1993年の総発電設備容量の66.2%を占めており、特に、ルセイル発電所には83MWの大型ガスタービンが6台設置され、マスカット系統の中核発電所となっている。また、蒸気タービンは、海水淡水化プラント用蒸気発生源として、グブラ発電所に設置されているのみである。

Year	設備容量 (MW)				発電電力量		
	Steam Turbines	Gas Turbines	Diesel Engines	Total	Percent Increase	Million KWH	Percent Increase
1976	26		59	85		266.1	
1977	76		59	135	58.8%	404.2	51.9%
1978	76	52	73	201	48.9%	463.1	14.6%
1979	76	157	107	340	69.2%	575.0	24.2%
1980	76	157	142	375	10.3%	787.2	36.9%
1981	76	157	142	375	0.0%	1,043.5	32.6%
1982	76	211	185	472	25.9%	1,314.4	26.0%
1983	76	265	221	562	19.1%	1,712.4	30.3%
1984	76	431	273	780	38.8%	2,241.2	30.9%
1985	76	571	293	940	20.5%	2,743.8	22.4%
1986	76	627	334	1,037	10.3%	3,152.8	14.9%
1987	76	877	272	1,225	18.1%	3,393.3	7.6%
1988	76	877	307	1,260	2.9%	3,772.8	11.2%
1989	76	877	306	1,259	-0.1%	3,926.8	4.1%
1990	76	905	318	1,299	3.2%	4,501.0	14.6%
1991	76	905	318	1,299	0.0%	4,627.8	2.8%
1992	76	905	318	1,299	0.0%	5,116.9	10.6%
1993	105	934	371	1,410	8.5%	5,832.2	14.0%

出所：MEW Statistical Year Book 1992
MEW Annual Report 1993

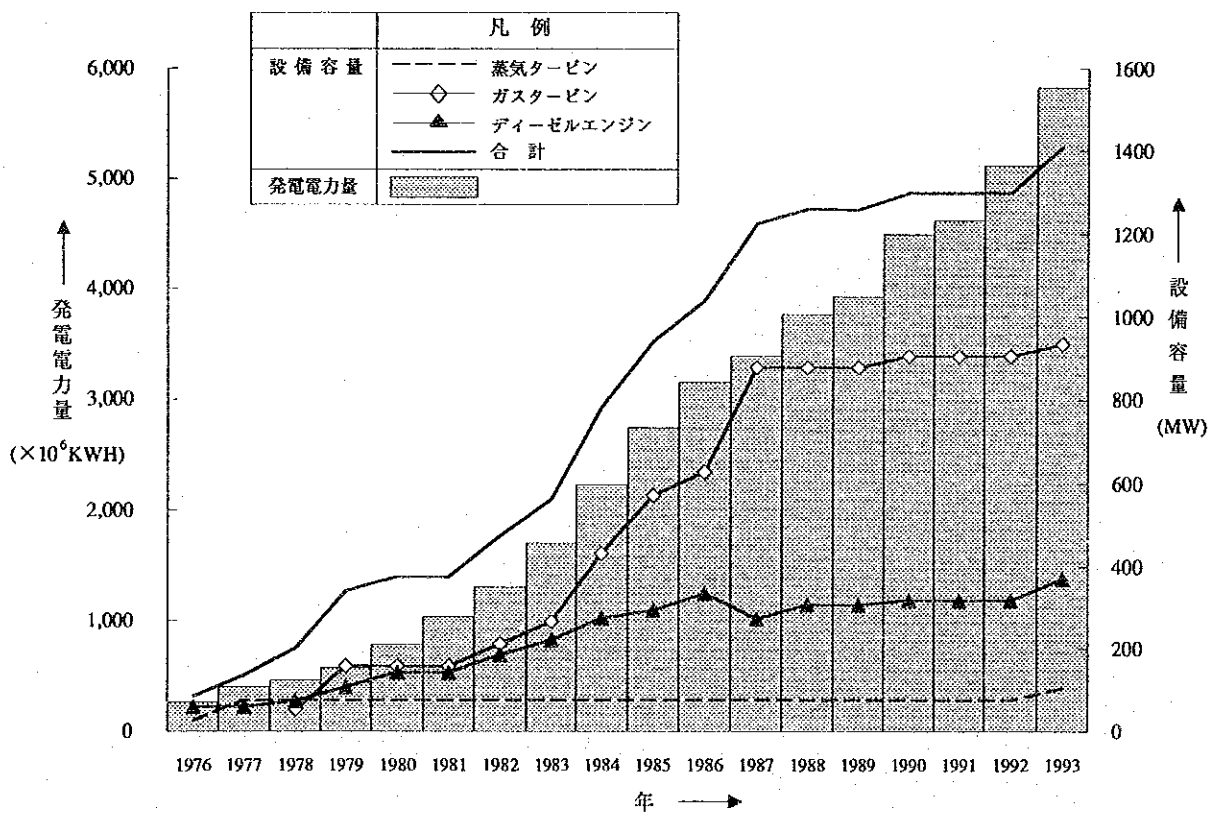


図 4.1.1 発電設備容量と発電電力量の推移 (北部および南部)

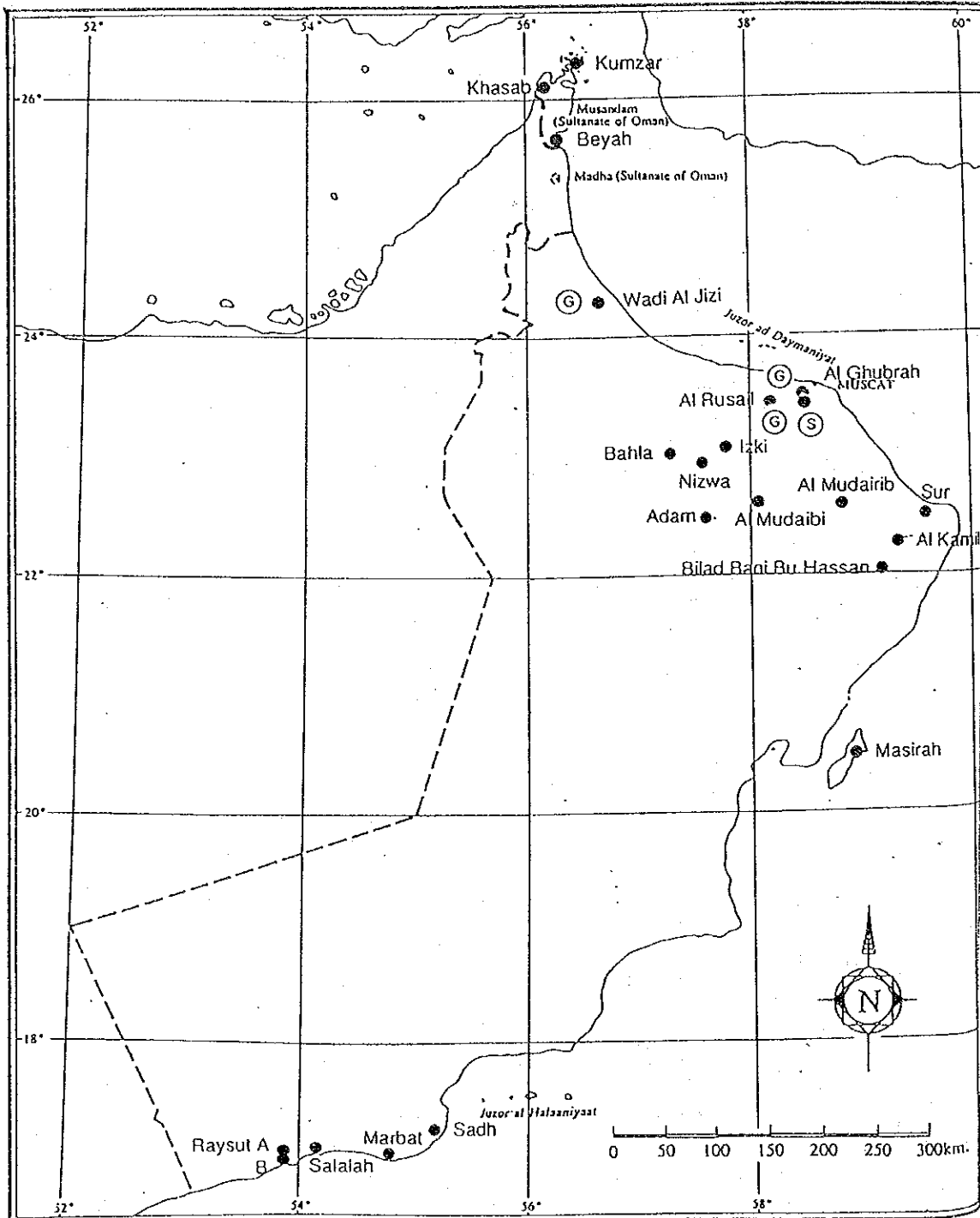
表 4.1.1 既存発電所一覧表 (北部および南部)

Region	Power Station	Installed Capacity MW as on 1993	No. of machines as on 1993	Year of Commissioning
Muscat	Al Ghubrah	3 17.000	16	1976
	Al Rusail	5 00.000	6	1984
Wadi Jizzi	Wadi Al jizzi	2 22.000	8	1982
Dakhliya	Adam	7.435	10	1980
	Bahla	23.152	8	1980
	Izki	8.867	7	1980
	Nizwa	37.676	10	1978
Sharqiyah	Sur	37.244	11	1979
	Al Mudaibi	18.638	7	1980
	Al Mudairib	28.202	10	1980
	BBB Hassan	36.468	10	1980
	Al Kamil	5.630	5	1980
	Masirah	5.461	7	1976
Musandam	Khasab	17.000	6	1982
	Beyah	8.430	5	1978
	Mudha	2.380	4	1982
	Kumzar	1.198	4	1984
	Sheesa	0.956	4	1984
Dhahirah	Al Fayya	0.731	4	1988
Dhofar	Salalah	42.381	8	1971
	Raysut A	37.920	6	1983
	Raysut B	42.206	6	1988
	Marbat	3.205	7	1975
	Sadh	1.930	5	1974
	Al Halanyat	0.544	4	1987
	Rakhyut	0.480	3	-
	Thumrayt	1.860	4	1993
	Dalkut	0.480	3	-
	Hasik	0.264	2	-
TOTAL		1,409.738	190	

出所：MEW Annual Report 1993

SULTANATE OF OMAN

LOCATION OF POWER STATIONS



Produced by Ministry of Electricity & Water in September 1993.

Based on National Survey Authority OR 3, edition 1,
dated April 1993.

This map is not an authority on International Boundaries.

- International Boundary
- Gas Turbine Station (G)
- Steam Turbine Station (S)
- Diesel Engine Station

出所：MEW Statistical Year Book 1992

図 4.1.2 既存発電所の位置

表4.1.2 電力系統・地方別の発電規模の推移（北部）

系統または地方／発電所		対象年	設備容量 (MW)	最大電力 (MW)	発電電力量 (GWH)
Muscat		1984	489.0	340.0	1516.6
		1993	817.0	826.0	3,862.5
Wadi Jizzi		1984	54.0	34.0	178.1
		1993	222.0	218.0	870.8
Dakhliya	Adam	1984	2.3	2.1	4.7
		1993	7.4	5.4	16.0
	Bahla	1984	4.1	4.0	11.6
		1993	23.2	20.9	56.1
	Izki	1984	2.6	2.2	7.1
		1993	8.9	11.2	28.3
	Nizwa	1984	12.3	7.6	29.9
		1993	37.7	29.5	93.2
	計	1984	27.7	15.9	53.3
		1993	77.2	67.0	193.6
Sharqiyah	Sur	1984	17.3	11.0	32.0
		1993	37.2	25.1	85.5
	Al Mudaibi	1984	7.6	3.7	8.9
		1993	18.6	16.1	42.5
	Al Muderib	1984	7.6	5.4	15.7
		1993	28.2	26.7	80.2
	BBB Hassan	1984	5.4	2.8	6.6
		1993	36.5	28.1	58.9
	Al Kamil	1984	4.4	2.7	4.9
		1993	5.6	8.9	9.9
	Masirah	1984	4.5	1.2	7.8
		1993	8.4	2.5	12.9
	計	1984	46.8	26.8	75.9
		1993	134.5	107.4	289.9
Musandam	Khasab	1984	10.0	6.7	22.3
		1993	17.0	16.1	53.8
	Beya	1984	5.9	2.5	7.5
		1993	8.4	4.1	14.8
	Mudha	1984	2.4	—	1.9
		1993	2.4	1.5	5.2
	Kumzar	1984	1.1	—	0.0
		1993	1.2	0.5	1.0
	Sheesa	1984	0.1	0.0	—
		1993	1.0	0.1	0.2
	Al Faya	1986	0.1	—	—
		1993	0.7	0.3	0.7
	計	1984	19.6	9.2	29.8
		1993	30.7	22.6	75.7

出所：MEW Annual Report 1993

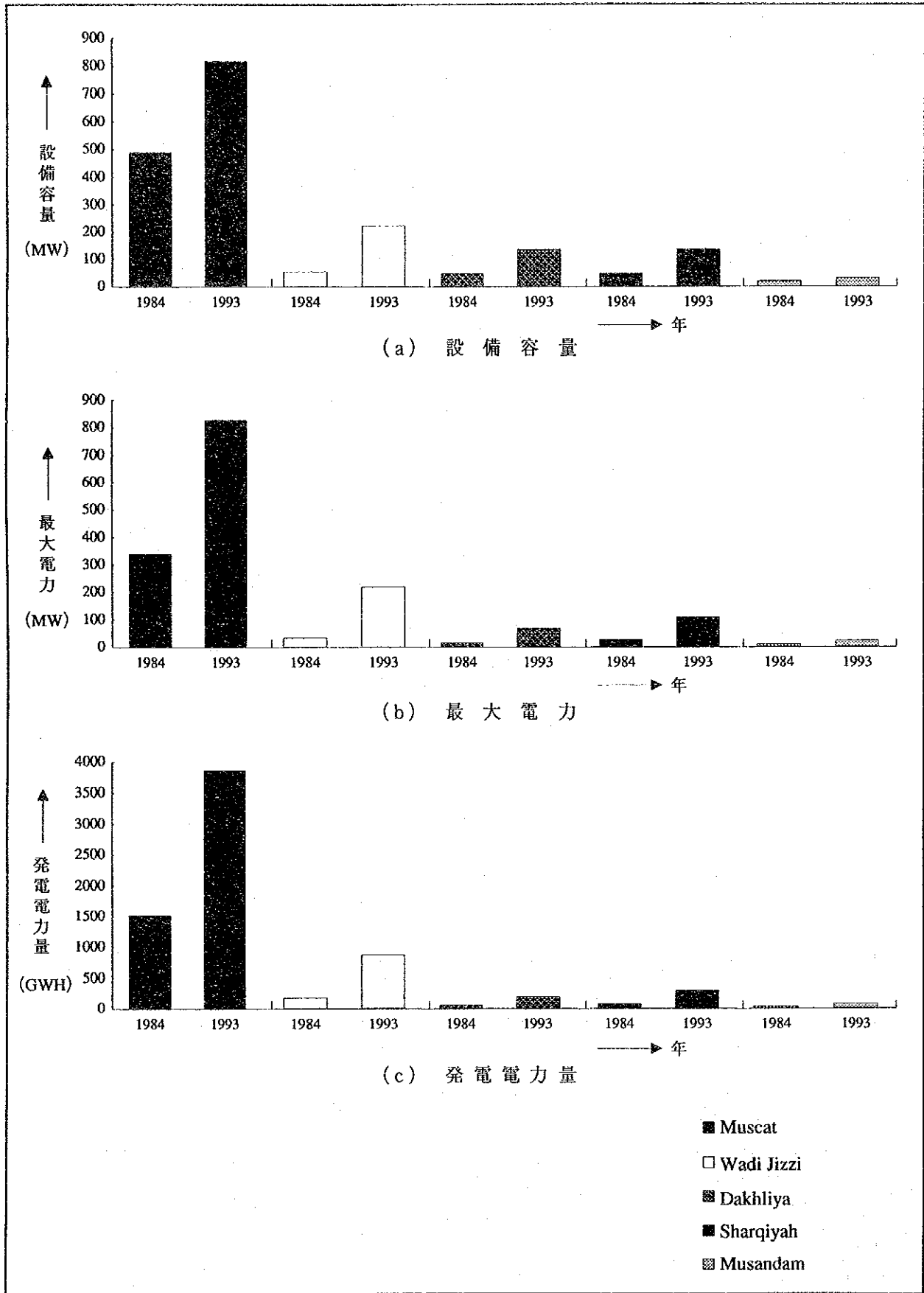


図4.1.3 電力系統・地方別の電気規模の推移 (北部)

4.1.2 電力流通設備

電力流通設備は、発電所の発生電力を需要家に送り届けるための送電・変電・配電設備の総称であり、マスカット、ワジ・ジズジ両系統の電力流通設備の内容と概算数量を表4.1.3に示す。

変電設備の中核をなす変圧器の総容量は5,795MVA(223台)であり、また、送電線、配電線の総延長はそれぞれ488km、1,568kmである。送電線、配電線は周囲の環境との調和を図って整然と施工されていること、また、配電線の総延長の9.2%が地中に埋設されていることから、オマーン国が都市景観の保全に努力している姿勢が窺える。

表4.1.3 電力流通設備

系 統	変 電 設 備	送配電設備
マスカット	① 発電所内変圧器 2地点、22台、1,535.2MVA	① 132KV送電線 架空 196km
	② 1次変電所内変圧器(132KV/33KV) 7地点、14台、1,521MVA	② 33KV配電線 架空 649km 地中 137km
	③ 配電用変電所内変圧器(33KV/11KV) 106台、1,470MVA	
ワジ・ジズジ	① 発電所内変圧器 1地点、11台、372MVA	① 132KV送電線 架空 292km
	② 1次変電所内変圧器(132KV/33KV、 66KV/33KV) 7地点、10台、482MVA	② 66KV配電線 架空 23km
	③ 配電用変電所内変圧器(33KV/11KV) 7地点、60台、414.5MVA	③ 33KV配電線 架空 752km 地中 7km

出所：MEW Statistical Year Book 1992

4.1.3 需要家

オマーン国北部における系統・地方別の需要家数(契約口数)の推移を図4.1.4に示す。1993年におけるマスカット系統の需要家数は、全体の54.3%を占め、一方、ワジ・ジズジ系統は21.5%であり、この2つの系統に属する需要家数は際だって多い。また、増加率についてみれば、年平均増加率はマスカット系統が5.7%、ワジ・ジズジ系統では9.7%となっており、全体の増加率が7.7%であることから、ワジ・ジズジ系統の伸びが顕著である。

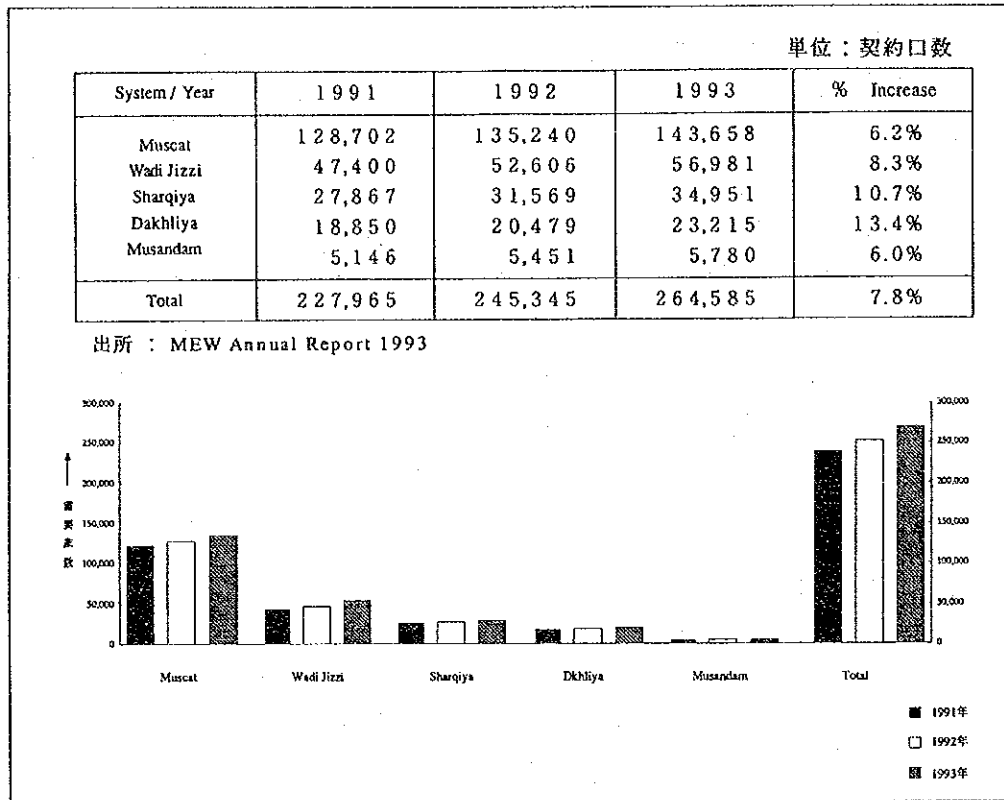


図4.1.4 需要家数の推移（北部）

需要家は用途別に家庭用、政府用、民間産業用、商業用の4つに区分されており、契約口数、消費電力量の推移をそれぞれ表4.1.4、表4.1.5に示す。契約口数、消費電力量ともに、家庭用と政府用の合計が90%を超えており、一方、商工業用の占める割合が小さいのが特徴といえる。

表4.1.4 用途別需要家数の推移

単位：契約口数

Category / Year	1991	1992	1993	Percent of Total 1993
Domestic	201,280	215,458	232,324	87.8%
Government	12,314	13,699	14,971	5.7%
Industrial (Private)	67	72	79	0.0%
Commercial	14,304	16,116	17,211	6.5%
Total	227,965	245,345	264,585	100.0%

出所：MEW Annual Report 1993

表 4.1.5 用途別消費電力量の推移

単位：GWH

Category / Year	1991	1992	1993	Percent of Total 1993
Domestic	2,017.3	2,302.1	2,651.0	64.9%
Government	896.3	942.0	1,047.9	25.7%
Industrial (Private)	60.3	73.3	93.5	2.3%
Commercial	230.2	238.3	291.6	7.1%
Total	3,204.1	3,555.7	4,084.0	100.0%

出所：MEW Annual Report 1993

4.1.4 電気料金

用途別の電気料金を表 4.1.6 に示す。一般家庭の毎月の消費量は 3,000KWH 以下とみられることから、10 バイザ/KWH の料金が適用される需要家数が全体の 70% 以上を占めると推定される。また、政府用の消費電力量は全体の 25.7% 近くを占めていることから、政府用の消費量および料金が電気事業の収支に及ぼす影響は特に大きいと考えられる。

表 4.1.6 電気料金

区 分	適用範囲 (KWH)	料 金 (バイザ/KWH)
家 庭 用	0 - 3,000	10
	3,001 - 5,000	15
	5,001 - 7,000	20
	7,001 - 10,000	25
	10,001 -	30
政 府 用	家庭用と同一	
民間産業用	特定地域 - 夏期	24
	- 冬期	12
	特定地域以外 - 夏期	24
	- 冬期	16
商 業 用	0 -	20
農 漁 業 用	0 - 7,000	10
	7,001 -	20
ホテル・観光業	0 - 3,000	10
	3,001 - 5,000	15
	5,001 -	20

出所：MEW Annual Report 1993

(注) 1 バイザ = 1/1,000 R.O. ≒ 0.27 円

4.1.5 電気事業の運営組織

電源開発計画と電力流通設備計画の策定から始まって発電・送電・変電・配電事業の運営まで、電気事業に関わる基幹業務を電気・水省（Ministry of Electricity and Water：MEW）を通し、オマーン国政府が直接行なっている。本プロジェクトの実施機関は、MEWである。MEWの組織は図4.1.5に示すとおりで、総務・財務局、南部電力局、水道局（DGW）、電力局（DGE）の4局に分れている。総務・財務局は全体の管理、人事、財務事項を処理し、南部電力局はサララ、レイスットなどを含むドーファ地方における電力設備の建設と配電事業を行なっている。また、DGWは首都圏および地方における造水・給水設備の建設と配水事業を担当している。DGEは、南部電力局が管轄する地域を除くすべての地方と首都圏における電気事業を統括しており、マスカット系統とワジ・ジズジ系統が中心的な管轄地域となっている。

本プロジェクトの電力設備は、マスカット系統に属することからDGEが担当局となる。DGEは、電力プロジェクトの立案段階から建設契約の締結までの業務を所管事項とするプロジェクト計画部、系統・地方別に配電事業を管理するエリア別電力部（全部で7部）、また、一般管理・財務事項を担当する3つの部、合わせて10部で構成されている。

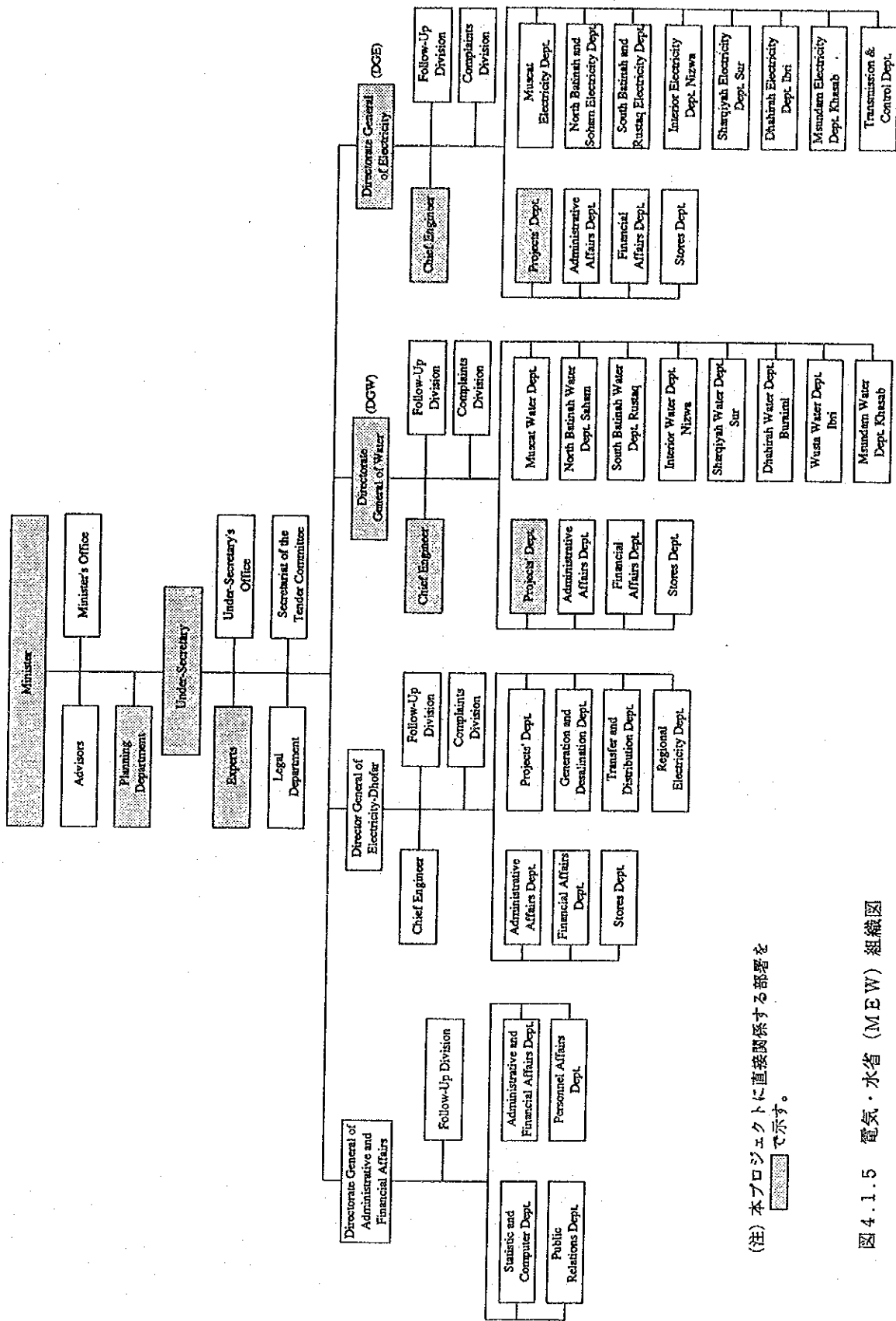
4.1.6 設備の運転・保守

マスカット系統の電力設備の運転・保守は、MEWとの契約に基づいてオマーン国の民間企業SOGEX社が行なっている。この契約は5年ごとに更新される。

発電設備・機器のオーバーホールは、メーカーの推奨により部品を全品取り替え、旧部品をメーカーが持ち帰り、オーバーホールする方法で実施しており、発電能力は定格出力の水準に維持されている。

4.1.7 検針と料金調定・集金

需要家の電力消費量や水消費量を測定するための検針や、これに基づく料金調定・集金業務は、オマーン投資金融会社（Oman Investment and Finance Company）がMEWと契約を結び、業務を代行している。集金は銀行振込の形で、一般需要家からは毎月、政府機関からは3ヶ月毎に行なわれている。



(注) 本プロジェクトに直接関係する部署を [] で示す。

図 4.1.5 電気・水省 (MEW) 組織図

4.2 既存の電力供給設備

4.1節では、オマーン国の電気事業の全容を概観した。本節では本プロジェクトの電源開発計画、電力流通設備計画に関係する既存の電力供給設備について、その状況を述べる。

4.2.1 既存の発電設備

本プロジェクトに関係する電力系統は、首都圏と近傍の地方を供給区域とするマスカット系統とバティナ地方を供給区域とするワジ・ジズジ系統の2つであり、近い将来、マナハ系統が加わる予定である。これらの系統は、現在、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順次連系される計画になっている。

(1) マスカット系統

マスカット系統に電力を供給している発電所は表4.2.1に示すとおり、グブラとルセイルの両発電所であり、総設備容量は815MWとなっている。グブラ発電所には海水淡水化プラントが併設されており、蒸気タービンからMSF法海水淡水化プラントに蒸気を供給している。また、ルセイル発電所は、マスカット系統の発電能力の61%を占め、グブラ発電所と132KV送電線で接続され、首都圏の電力需要を満たしている。

(2) ワジ・ジズジ系統

表4.2.2に示すように、ワジ・ジズジ発電所が唯一の発電所で、小型のガスタービン9台を設置し、総設備容量は222MWである。

表 4.2.1 マスカット系統内既設発電所

発電所	ユニットNo.	形 式	メーカー	設備容量 (MW)	設置年
グブラ	ST-1	KAE/20/71/118/100	BBC	8.5	1976
	ST-2	KAE/20/71/118/100	BBC	8.5	1976
	ST-3	KAE/20/71/118/100	BBC	8.5	1976
	ST-4	KAE/20/106/180/200	BBC	50.0	1977
	ST-5	1-K-2301	ABB	30.0	1993
	GT-1	GE Frame 5	Alsthom	17.5	1978
	GT-2	GE Frame 5	Alsthom	17.5	1978
	GT-3	GE Frame 5	Alsthom	17.5	1978
	GT-4	GE Frame 5	Alsthom	17.5	1979
	GT-5	GE Frame 5	Alsthom	17.5	1979
	GT-6	GE Frame 5	Alsthom	17.5	1979
	GT-7	GE Frame 5	Alsthom	17.5	1979
	GT-8	GE Frame 5	Alsthom	17.5	1979
	GT-9	GE Frame 5	Alsthom	17.5	1979
	GT-10	GE Frame 6	GE	27.0	1983
	GT-11	GE Frame 6	GE	27.0	1983
合 計				317.0MW	
(ST合計 105.5MW、GT合計 211.5MW)					
ルセイル	GT-1	GE Frame 9	JBE	83.0	1984
	GT-2	GE Frame 9	JBE	83.0	1984
	GT-3	GE Frame 9	JBE	83.0	1984
	GT-4	GE Frame 9	GE	83.0	1987
	GT-5	GE Frame 9	GE	83.0	1987
	GT-6	GE Frame 9	GE	83.0	1987
	合 計				498.0MW
設備容量総合計				815.0MW	

出所：MEW Statistical Year Book 1992

MEW Annual Report 1993

(備考) ST：蒸気タービン、GT：ガスタービン

表 4.2.2 ワジ・ジズジ系統内既設発電所

発電所	ユニットNo.	形式	メーカー	設備容量 (MW)	設置年
ワジ・ジズジ	GT-1	GE Frame 5	GE	18.0	1982
	GT-2	GE Frame 5	GE	18.0	1982
	GT-3	GE Frame 5	GE	18.0	1982
	GT-4	GE Frame 6	Thomassen	28.0	1985
	GT-5	GE Frame 6	Thomassen	28.0	1985
	GT-6	GE Frame 6	Alsthom	28.0	1986
	GT-7	GE Frame 6	Alsthom	28.0	1986
	GT-8	GE Frame 6	Thomassen	28.0	1990
	GT-9	GE Frame 6	Thomassen	28.0	1993
合 計				222.0 MW	

出所：MEW Statistical Year Book 1992

MEW Annual Report 1993

(備考) GT：ガスタービン

4.2.2 既存の送電・変電設備

(1) 概 要

オマーン国の送電・変電設備は、132KV、33KV、11KV系統で結ばれており、地方ではワジ・ジズジ発電所からマガン地区への送電系統のように66KV系統もみられる。基幹電力系統は、マスカットとワジ・ジズジの両系統であり、いずれも最上位電圧132KVで送電している。

(2) マスカット系統

マスカット系統の主要系統を図4.2.1に示す。グブラ、ルセイルの両発電所は132KV2回線の送電線で連系されており、系統内には7ヶ所の132KV/33KV1次変電所があり、ワジ・カビル、アル・ファラジ、ワジ・アダイ、マダイナット・カブース、シーブ・パレス、ベイト・バルカ、ムサナに設置されている。変圧器の最大ユニット容量は、発電所用が135MVA、変電所用が125MVAである。また、132KV系統に使用されている送電線は、架空方式で総延長200kmに及び、電線にはA A A C (All Aluminum Alloy Conductor) (合金アルミより線) 400mm²およびA C S R (鋼心アルミより線) 240mm²を使用し、基幹部分には複導体の2回線構成を適用している。

(3) ワジ・ジズジ系統

ワジ・ジズジ系統の主要系統を図4.2.2に示す。総設備容量222MWを有するワジ・ジズジ発電所から、132KV送電線で132KV/33KV1次変電所が位置するブライミ、アル・ワシット、ダング、アル・ハイル、ソハール、イブリに送電され、マガンには66KV送電を行なっている。変圧器の最大ユニット容量は63MVAである。また、132KV架空送電線の総延長は300km程度で電線にはAAACまたはAAC（いずれもアルミより線）を使用している。

(4) 電力系統設備の位置

図4.2.3に発電所、1次変電所、132KV送電線の位置を示す。マスカット系統とワジ・ジズジ系統は連系されていないため、系統内の電力需給は自系統内で調整している。また、マナハ系統は建設計画中のものであり、1996年の営業運転開始を目指し近い将来に建設が始まる予定である。

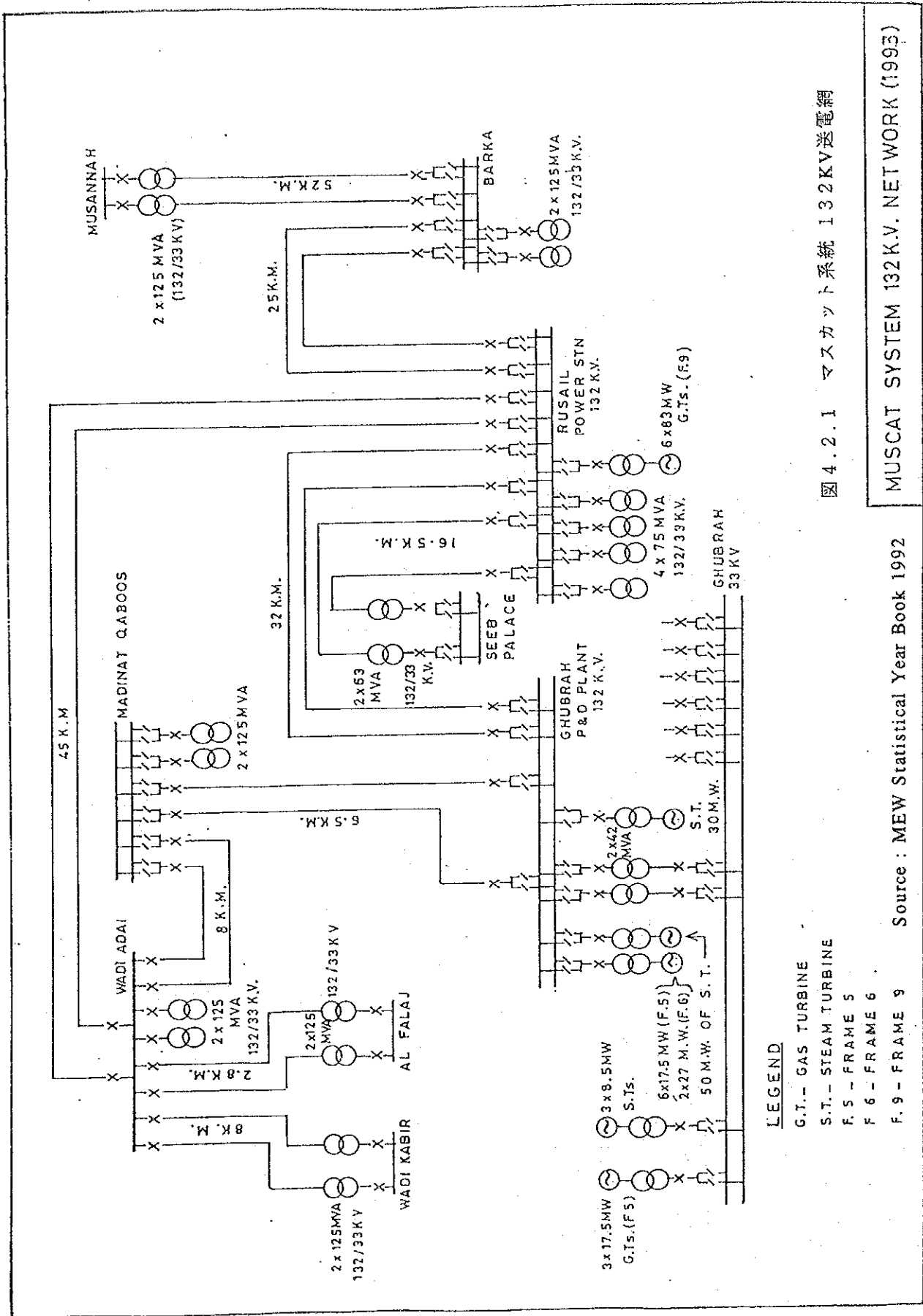


図 4.2.1 マスカット系統 132KV送電網

MUSCAT SYSTEM 132 K.V. NETWORK (1993)

Source : MEW Statistical Year Book 1992

LEGEND

- G.T. — GAS TURBINE
- F.5 — FRAME 5
- F.6 — FRAME 6

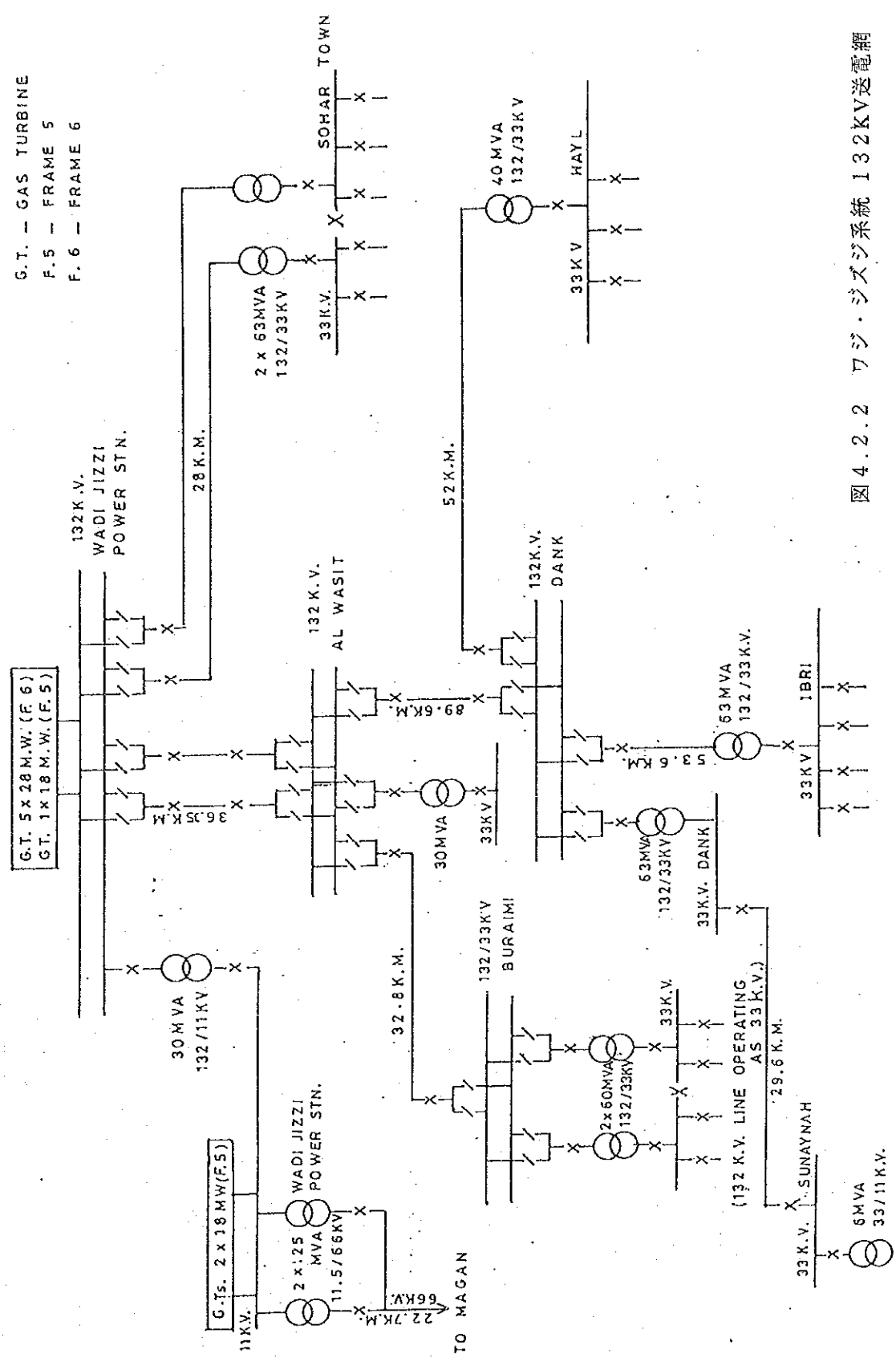


図 4.2.2 ワジ・ジズジ系統 132KV送電網

Source : MEW Statistical Year Book 1992

WADI JIZZI SYSTEM 132KV NETWORK (1993)

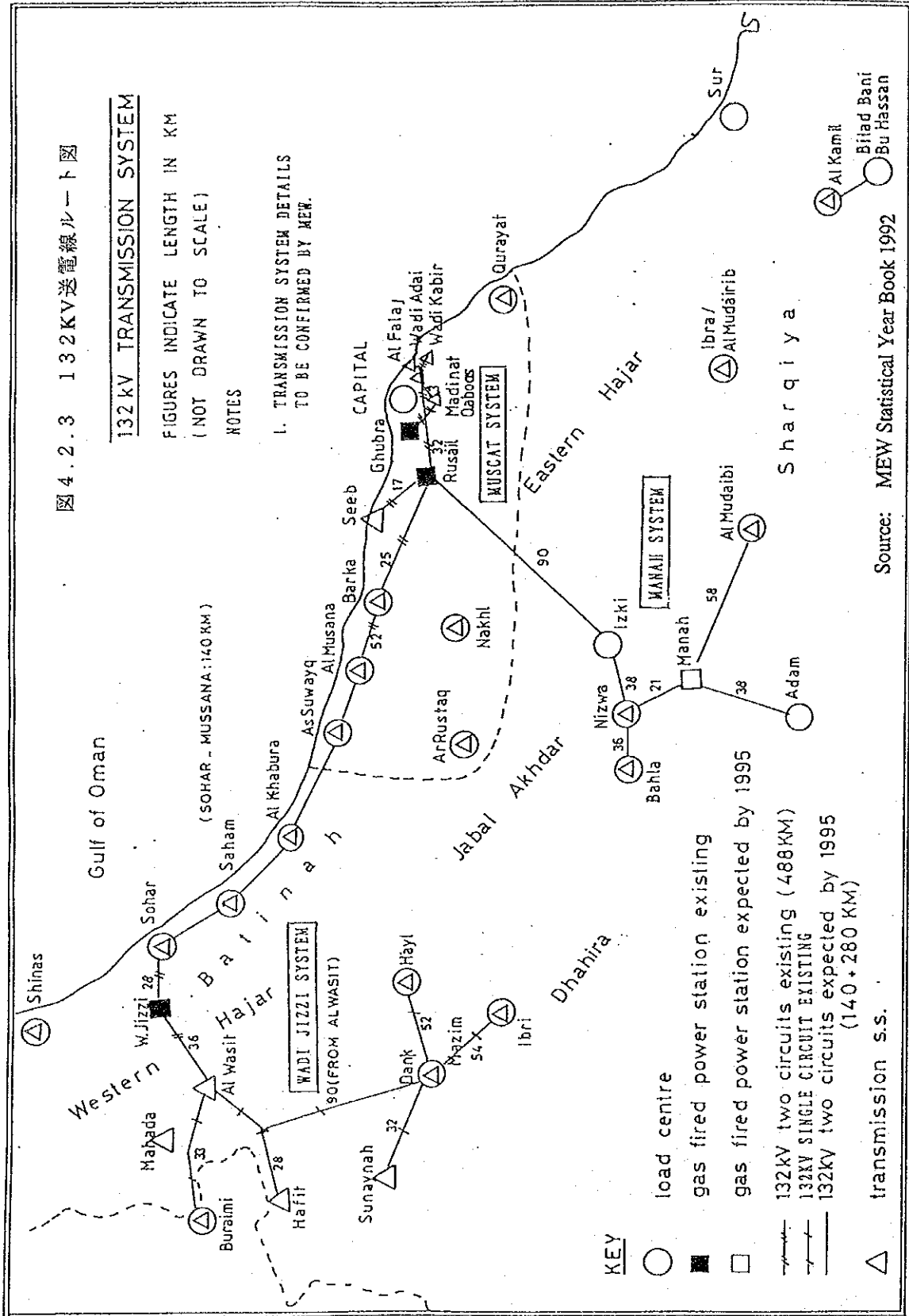
図 4.2.3 132KV送電線ルート図

132KV TRANSMISSION SYSTEM

FIGURES INDICATE LENGTH IN KM
(NOT DRAWN TO SCALE)

NOTES

1. TRANSMISSION SYSTEM DETAILS TO BE CONFIRMED BY MEW.



Source: MEW Statistical Year Book 1992

4.3 電力需要と負荷変動の特徴

4.3.1 電力需要の推移

マスカット、ワジ・ジズジ両系統の発電電力量、最大電力（ピークロード）、発電設備容量の推移について考察を加えると以下のとおりである。

- (1) マスカット系統については、表4.3.1のとおり、過去5年間（1988年～1993年）の発電電力量、ピークロードの平均増加率は、いずれも8.5%で大きな伸びを記録したが、発電設備容量は需要に応じきれない状況にある。これらの増加率は、発電電力量については1976年～1980年が31.6%、1980年～1984年では23.9%、またピークロードに対しては1976年～1980年が30.6%、1980年～1984年では25.9%であったことに比べれば、低下しているとはいえ、依然として高水準で推移している。MEWのAnnual Report 1993では、1993年には夏期の最大負荷日に20MWの負荷制限を余儀なくされ、1994年にはピークロードが900MWに達すると予想されていることから、90MW程度の負荷制限が必要になると指摘している。
- (2) ワジ・ジズジ系統では、1988年～1993年の過去5年間の発電電力量、ピークロードは表4.3.2のとおり推移し、平均増加率は、それぞれ12.9%、13.3%とマスカット系統を大きく上回った。

表4.3.1 電力需要の推移 — マスカット系統

Year	Electricity Generated (Million KWH)				Peak Load (MW)	Installed Capacity (MW)			
	Ryam	Ghubrah	Rusail	Total		Ryam	Ghubrah	Rusail	Total
1976	130.3	83.9		214.2	45	36	26		62
1977	80.4	248.8		329.2	65	36	76		112
1978	37.9	338.8		376.7	77	36	128		164
1979		473.0		473.0	107	36	233		269
1980		611.0		611.0	136	36	233		269
1981		773.4		773.4	175	36	233		269
1982		940.1		940.1	214	36	233		269
1983		1,133.9		1,133.9	281	36	287		323
1984	15.7	1,031.2	469.6	1,516.5	340	36	287	166	489
1985	0.6	1,069.5	781.9	1,852.0	397		287	250	537
1986		1,206.3	974.3	2,180.6	492		287	250	537
1987		1,096.5	1,187.2	2,283.7	494		287	500	787
1988		822.9	1,759.5	2,582.4	551		287	500	787
1989		779.9	1,905.2	2,685.1	593		287	500	787
1990		780.6	2,257.6	3,038.2	658		287	500	787
1991		781.0	2,302.4	3,083.4	679		287	500	787
1992		978.1	2,419.2	3,397.3	725		287	500	787
1993	MOD (4.6)	1,298.2	2,559.7	3,862.5	826		317	500	817
Average Growth Rate for the past 5 years				8.5%	8.5%				0.8%

Source: MEW Statistical Year Book 1992
MEW Annual Report 1993

表 4.3.2 電力需要の推移—ワジ・ジズジ系統

Year	Electricity Generated (Million KWH)	Peak Load (MW)	Installed Capacity (MW)
1982	9.7	3	54
1983	123.0	29	54
1984	178.1	34	54
1985	240.6	52	110
1986	266.4	58	166
1987	391.2	100	166
1988	475.5	118	166
1989	541.7	143	166
1990	635.6	172	194
1991	668.3	177	194
1992	755.8	192	194
1993	870.8	218	222
Average Growth Rate for the past 5 years	12.9%	13.3%	6.3%

Source : MEW Statistical Year Book 1992
MEW Annual Report 1993

4.3.2 負荷変動の特徴

本プロジェクトで建設される発電所（バルカ発電所）が、日負荷曲線のどの部分を分担すべきか決定するとともに、年間電力量バランスを検討するためには、負荷変動の特徴を把握する必要がある。そこで、1985年のF/Sで1984年の首都圏の負荷変動が調査されていることから、今回のF/Sにおいても、マスカット系統を対象として1993年の負荷変動の記録を調査し、以下のとおり比較・検討した。

(1) 概要

首都圏およびバティナ地方の気温は季節的変動が激しく、夏期には最高45～47℃にも達し、冬期には10℃以下に下がることもある。また、1983年にルセイル工業団地が造成され、今後も工業化が促進される予定とはいえ、電力総需要のうち工業用需要の占める割合は依然として低い。したがって、気温の変化に敏感に連動する冷房用需要が負荷変動の主因となっている。

(2) 月別負荷変動

付録（付表4.3.1）に1993年の1年間に記録されたマスカット、ワジ・ジズジ

両系統の最大・最小電力の変動状況を示す。また、1993年のマスカット系統、1984年の首都圏における毎月の最大電力、最小電力および年間の最大電力に対する比率をまとめたものを表4.3.3、表4.3.4にそれぞれ示す。さらに1993年と1984年を比較した月別の負荷変動を図4.3.1に示す。これらの図、表から電力の月別変動には次のような特徴が指摘される。

- 1) 1993年の年間最大電力に対し、冬期1、2月の最小負荷日の電力は、昼間が最高で約36%、深夜が最低で約17%に低下した。1984年では33~17%であったことから、同様の傾向を示している。
- 2) 1993年の冬期の最小負荷は年間最大電力の約17~25%であったことから、年間ピークロードの25%以下がベースロードと考えられる。
- 3) 1993年の負荷率(=平均電力/最大電力)は54.0%で、1976年~1980年の平均54.7%、1980年~1984年の平均50.9%と比べ横ばい傾向であるが、これは首都圏でのエアコンの導入が一段落したためと考えられる。

(3) 日負荷変動

マスカット系統の1993年の最大負荷日(6月22日)と最小負荷日(1月16日)の毎時の負荷変動を表4.3.5、日負荷曲線を図4.3.2に示す。また、1984年の最大負荷日(6月19日)、最小負荷日(2月3日)の負荷曲線と対比したものを図4.3.3と図4.3.4に示す。この日負荷曲線から次の特徴が指摘される。

- 1) 夏期の最大電力(ピークロード)は昼間の14~15時に発生する。これは、この時間帯に最高気温を記録することから、エアコンによる電力需要が集中するためと考えられる。一方、冬期のピークロードは、電灯需要が主体となり、18~19時に発生する。なお、最大負荷日、最小負荷日ともに大気温度の時間的変化は緩やかである。
- 2) 夏期、冬期いずれも深夜から早朝にかけて需要は低下するが、夏期の最小電力は最大電力の70%であり、70%以下になるのは1日に3時間程度である。
- 3) 1984年と1993年の最大負荷日、最小負荷日の日負荷曲線は極めて相似の関係を示していることから、過去10年間の電力需要構造に大きな変化がなかったと推察される。

要約すれば、月別負荷変動、日負荷変動ともに1984年と1993年では同様の特徴がみられることから、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がないと仮定すれば、電力負荷変動は従来と同じ傾向を維持すると考えてよいであろう。本プロジェクトの計画期間である2010年の時点における予想日負荷曲線とバルカ発電所の分担部分については、7.4節で述べる。

表 4.3.3 1993年のマスカットシステムの
月別負荷変動

Month	Maximum Load Day		Minimum Load Day		Ratio to Annual Maximum Load		
	Maximum Load (MW)	Minimum Load (MW)	Maximum Load (MW)	Minimum Load (MW)	Maximum Load Day (%)	Minimum Load Day (%)	
January	325	185	279	137	39.3	33.8	16.6
February	355	228	296	157	43.0	35.8	19.0
March	399	266	267	186	48.3	32.3	22.5
April	639	386	358	251	77.4	43.3	30.4
May	791	534	580	350	95.8	70.2	42.4
June	826	537	673	456	100.0	81.5	55.2
July	820	565	763	465	99.3	92.4	56.3
August	820	594	676	438	99.3	81.8	53.0
September	736	470	638	383	89.1	77.2	46.4
October	653	414	386	283	79.1	46.7	34.3
November	449	304	325	205	54.4	39.3	24.8
December	375	216	336	187	45.4	40.7	22.6

表 4.3.4 1984年のマスカットシステムの
月別負荷変動

Month	Maximum Load Day		Minimum Load Day		Ratio to Annual Peak Load		
	Maximum Load (MW)	Minimum Load (MW)	Maximum Load (MW)	Minimum Load (MW)	Peak Load Day (%)	Minimum Load Day (%)	
January	112	61	111	58	32.9	32.5	16.9
February	112	60	102	56	32.8	30.0	16.5
March	191	117	121	68	56.0	35.5	20.0
April	249	146	175	112	73.2	51.5	32.8
May	296	211	206	137	87.0	60.5	40.2
June	340	226	306	182	100.0	90.0	53.5
July	329	238	261	168	96.6	76.8	49.4
August	302	194	250	171	88.7	73.5	50.3
September	295	201	258	165	86.6	75.8	48.5
October	254	157	176	116	74.6	51.7	34.1
November	184	110	153	91	54.1	45.0	26.7
December	161	101	133	78	47.3	39.1	22.9

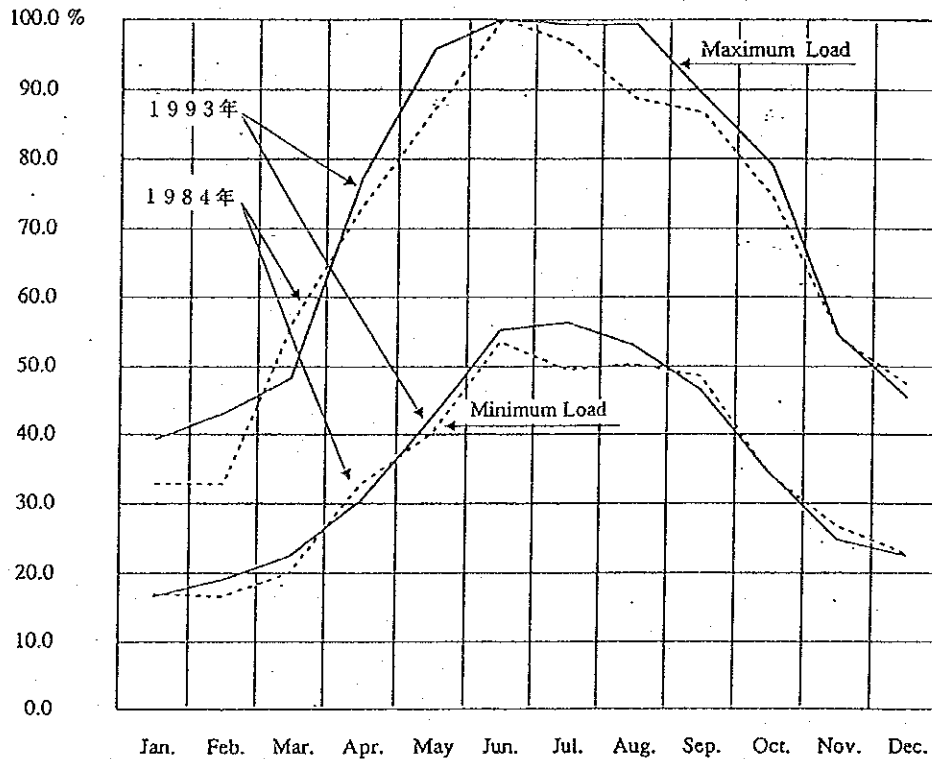


図 4.3.1 月別負荷変動曲線 (1993年および1984年)

表 4.3.5 1993年のマスカット系統の日負荷変動

Time (Hrs)	Maximum Load Day (June 22 : 826 MW)			Minimum Load Day (January 16 : 137 MW)		
	System Load		Amb. Temp. (°C)	System Load		Amb. Temp. (°C)
	(MW)	(%)		(MW)	(%)	
0100	741	89.7	38.0	147	52.7	16.5
0200	726	87.9	37.0	142	50.9	16.0
0300	710	86.0	38.0	137	49.1	17.0
0400	696	84.3	37.0	139	49.8	16.5
0500	638	77.2	37.0	147	52.7	16.0
0600	567	68.6	37.0	187	67.0	16.0
0700	537	65.0	39.0	225	80.6	16.0
0800	591	71.5	41.0	231	82.8	16.0
0900	610	73.8	41.5	239	85.7	17.0
1000	626	75.8	43.5	237	84.9	17.0
1100	647	78.3	44.0	231	82.8	18.0
1200	677	82.0	44.0	225	80.6	19.0
1300	730	88.4	44.5	218	78.1	19.0
1400	785	95.0	43.5	202	72.4	19.0
1500	773	93.6	44.0	197	70.6	19.0
1600	778	94.2	44.5	207	74.2	18.5
1700	700	84.7	43.0	215	77.1	18.0
1800	614	74.3	41.0	278	99.6	17.5
1900	605	73.2	40.0	279	100.0	17.5
2000	670	81.1	39.0	266	95.3	16.0
2100	721	87.3	39.0	248	88.9	16.0
2200	768	93.0	40.0	229	82.1	16.0
2300	794	96.1	40.0	191	68.5	16.5
2400	785	95.0	37.0	169	60.6	16.0

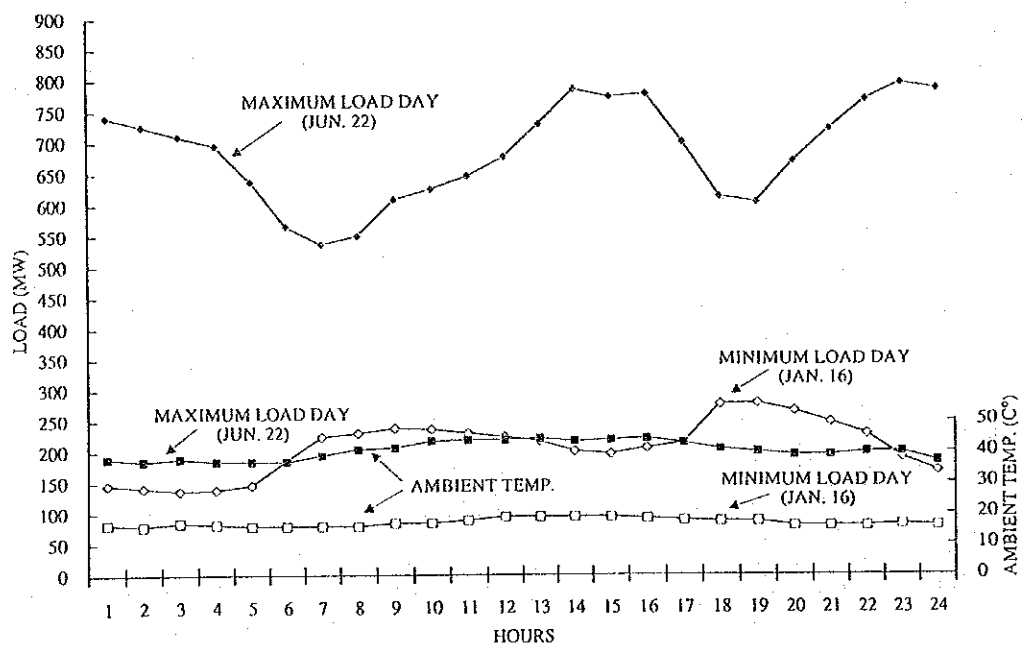
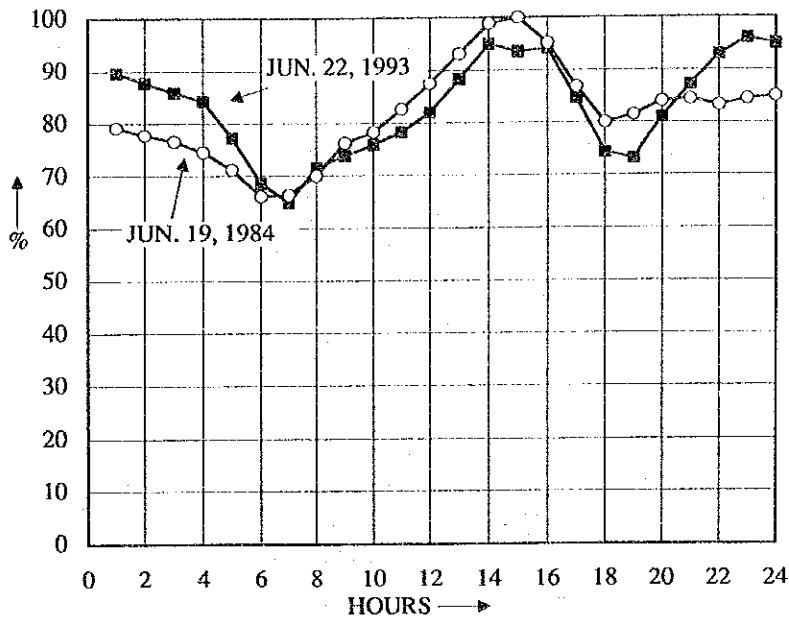
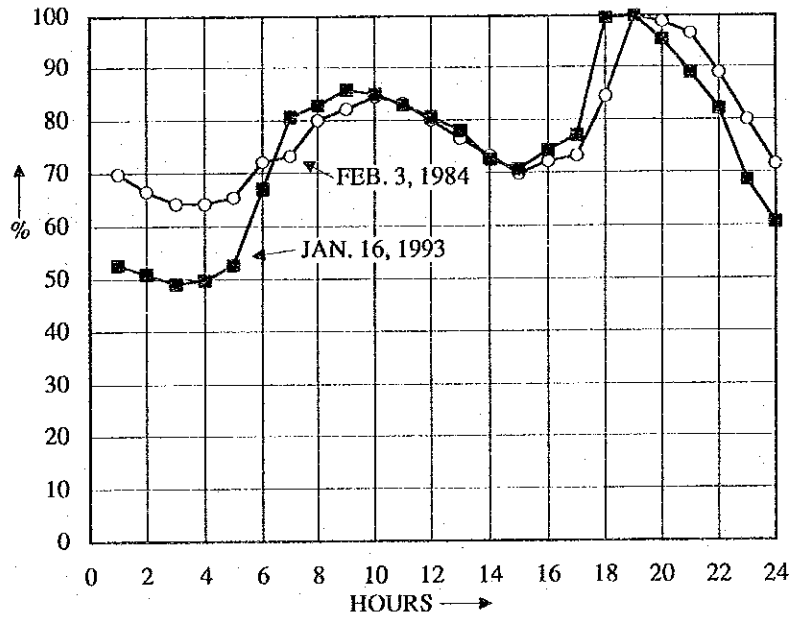


図 4.3.2 1993年のマスカット系統の日負荷曲線



HOURS	YEAR	
	1993	1984
1	89.7 %	79.2 %
2	87.9	77.7
3	86.0	76.5
4	84.3	74.5
5	77.2	71.2
6	68.6	66.2
7	65.0	66.5
8	71.5	70.0
9	73.8	76.2
10	75.8	78.3
11	78.3	82.7
12	82.0	87.6
13	88.4	93.2
14	95.0	98.9
15	93.6	100.0
16	94.2	95.2
17	84.7	86.9
18	74.3	80.0
19	73.2	81.5
20	81.1	84.1
21	87.3	84.5
22	93.0	83.3
23	96.1	84.5
24	95.0	85.0

図 4.3.3 最大負荷日の負荷曲線



HOURS	YEAR	
	1993	1984
1	52.7 %	69.8 %
2	50.9	66.5
3	49.1	64.2
4	49.8	64.2
5	52.7	65.4
6	67.0	72.1
7	80.6	73.2
8	82.8	80.0
9	85.7	82.1
10	84.9	84.4
11	82.8	83.2
12	80.6	80.0
13	78.1	76.5
14	72.4	73.2
15	70.6	69.8
16	74.2	72.1
17	77.1	73.2
18	99.6	84.4
19	100.0	100.0
20	95.3	98.9
21	88.9	96.6
22	82.1	88.8
23	68.5	80.0
24	60.6	71.5

図 4.3.4 最小負荷日の負荷曲線

4.4 電力系統の計画

4.4.1 系統計画の基本事項

電力系統は、機能の異なる多種類の電力設備が互いに有機的に結びついて、需要家に良質な電力を供給することが使命である。すなわち、需要端における電圧と周波数、停電回数・時間を適正レベルに維持することが第一に考慮すべき事項である。しかしながら、良質な電力の供給のみを追求すれば、電力設備への投資額と電力価格の上昇を招くことから、電力供給の信頼度レベルと設備投資額との間の協調を図ることが重要である。

電力設備は、その建設に長期間を要するとともに、耐用年数も長いので、初期投資額だけでなく、燃料費、修理・保全費などの稼働費を含めたライフサイクルコストが優れていることが要求される。特に、省エネルギー、省力化、環境保全などへの配慮が不可欠であることから、最近の技術革新の成果を積極的に導入した電力設備を計画する必要がある。

4.4.2 系統計画の期間

系統計画は、将来の電力需要の動向、技術の進歩などに留意して長期的な設備形成の計画を策定するものである。その計画期間は、一般には10ヶ年程度であるが、本プロジェクトではMEWとの打ち合わせに基づいて1994年から2010年まで17年間に及ぶ長期需要見通しに立った計画を策定することとした。すなわち、1985年にJICAが本プロジェクトのF/Sを実施し、その後に計画の全面的な見直しを要する大きな環境変化がなかったこと、また、MEWが国家開発計画との整合上2010年までの計画を要請したため、10年を大幅に超える長期の計画期間を設定したものである。しかしながら、電力の需給状況は景気変動などの要因によって毎年変化するものであるから、系統の計画と運用にあたっては、短期・中期的な見直しが不可欠である。

4.4.3 系統計画の手順

電力系統の計画は、計画期間中（1994年～2010年）の電力需要の想定から始め、需要に見合った電源開発計画と電力流通設備計画を行なう。

電力設備計画の基礎となるのは需要の想定であり、毎年の最大需要電力と需要電力量を想定することになる。また、電源開発計画では、系統として保有すべき予備力を見込んだ供給力を段階的に建設することになるが、負荷変動に応じた電源構成の立案が必要である。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、バルカ発電所からマディナット・カブス変電所までの電源送電系統のみ計画の対象範囲とする。

図4.4.1に系統計画の手順を示す。

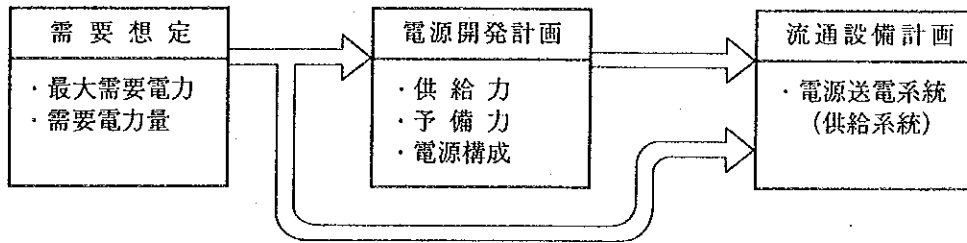


図4.4.1 電力系統計画の手順

4.4.4 電力の需給バランス

電源開発の計画にあたっては、電力系統計画の手順に従って、想定された需要に対し適正な需給均衡度（バランス）を確保し、経済的な供給力の運用を行なうことが基本的事項である。したがって、最大電力バランスと電力量バランスを見るために、供給能力計算と供給電力量計算を行なう。計算の手順は次のとおりである。

(1) 供給能力計算

電力需要は、短期的な見直しを行なう場合は、各月について最大3日平均需要（毎日の最大電力を上位から3日とり平均したもの）をとるが、本プロジェクトでは2010年までの長期計画を対象としているので、各年の最大電力を需要として供給能力を策定する。図4.3.1の月別負荷変動曲線のとおり、年間の最大負荷日が夏期に現われ、この最大電力に近い電力が数ヶ月にわたって記録されていることから、年間の最大電力を供給計画上の需要と判断することが実態に即していると考えられるためである。

供給力は、年間の最大電力に対応できる能力を持つものとし、発電能力から計画補修による停止電力を差し引き、さらに所内消費電力を差し引いたもので表わす。オマーン国の冬期需要は、低水準にとどまることから、この時期に計画補修を実施する予定である。したがって、実質的な供給力は、次のとおり表わされる。

$$\text{供給力} = \text{発電端電力} - \text{所内消費電力} = \text{送電端電力}$$

供給予備力は、供給力から需要を差し引き、別に定められた目標供給予備力と比較することによって、需給均衡度の判断を行なう。具体的には、下式による供給予備率を用いて、最大電力バランスを評価する。

$$\text{供給予備率} = \frac{\text{供給予備力 (MW)}}{\text{最大需要電力 (MW)}} \times 100 (\%)$$

(2) 供給電力量計算

供給電力量計算は、供給力の稼働状況を想定し、運用実態に基づき年間電力量を算定するために行なわれる。供給電力量は、発電設備の各ユニットの供給能力に、平均的な計画外停止を見込んだ稼働可能時間を乗ずることによって得られる。

供給電力量の前提となる需要電力量は、各月の最大3日平均需要、平日平均需要、休日平均需要、月間電力量で表現される。しかしながら、供給能力計算と同様、長期計画の策定であるから、計画期間中の各年の3ヶ月毎の日負荷曲線を想定し、代表的な時間帯の平均電力に時間数を乗ずることによって需要電力量を把握する。時間帯としては、オマーン国の需要特性を考慮して、1時～6時、7時～14時、15時～24時の3時間帯を設定する。

以上の供給計画の手順を図示すると、図4.4.2のとおりである。

	供給能力計算	供給電力量計算
計画対象	年間最大電力バランス	年間電力量バランス
供給力	A. 発電能力 (発電端電力) B. 計画補修による停止電力 C. 所内消費電力 D. 供給能力 (送電端電力) (D = A - B - C)	A. 供給能力 B. 稼働可能時間 (プラント運用を考慮) C. 供給電力量 (C = A × B)
需 要	E. 年間最大電力	D. 年間需要電力量 (平均日負荷曲線)
予 備 力	予備力 (F = D - E)	予備力 (E = C - D)

図4.4.2 供給計画の手順

4.4.5 設備容量計画用指標

新たに開発する電源（発電所）の容量を計画する際に考慮すべき条件として、供給予備力、発電所所内比率、送電損失率などの指標がある。本項では、バルカ発電所の計画に適用すべき指標について以下のとおり検討する。なお、供給予備力については、4.6.3項で述べる。

(1) 発電所所内比率

発電所に設置される発電機の出口の電力量（発電電力量）に対する発電所内部の消費電力量（所内電力量）の割合が所内比率であり、発電電力量を効率よく需要地に送り出すためには、この所内比率が低いことが望ましい。この所内比率は、MEW Annual Report 1993によれば、グブラ発電所では3.3%、これに海水淡水化プラント用負荷11.8%を加えると15.1%になり、また、ルセイル発電所では1.0%であった。グブラ発電所ではボイラ、蒸気タービンの所内負荷が大きい、ルセイル発電所ではガスタービンのみで、所内負荷が小さいため、所内比率の差になって現われている。ちなみに、マスカット系統全体での海水淡水化プラント用負荷を除いた所内比率は1.8%であった。既存の発電設備は適正な水準に保守・維持されており、負荷率も近い将来に一定水準に落ち着く傾向にあるので、これらの所内比率は今後も同一水準で推移すると予想される。

(2) 送電損失率

発電所から送り出した送電電力量（発電電力量から所内電力量を差し引いたもの）のうち、需要家に供給されるまで途中の送電線、変電所、配電線で失った電力量の比率が送電損失率として表わされ、この比率はマスカット系統の1993年の送電電力量、販売電力量から計算すると12.2%であった（1993年 MEW Annual Reportによる）。この損失率は、日本における損失率5.7%を比較対象とするのは適当でないにせよ、極めて大きいといえる。

送電損失率は、負荷の大きさと線路の抵抗に比例し、電圧と力率の2乗に反比例する。したがって、送電損失率を低減するためには、需要密度が大きい需要地を対象として、電力用コンデンサを設置することによって力率の改善を行ない、場合によっては、電圧の格上げ、電線の大サイズ化などの措置を講ずる必要がある。しかし、これらの対策を実施するためには大規模の設備投資が必要であることから、長期的な視野に立った流通設備計画をMEWが実施することが望まれる。

本プロジェクトでは、2010年までの計画期間中の既存設備の送電損失率は12%として計画する。

以上の検討にあたっては、送電損失率として対応期間の平均的損失率を表わすKWh損失率を用いたが、最大電力発生時の損失率を表わすKW損失率も考えられる。KWh損失とKW損失の比は損失係数として表わされ、これは次のBuller-Woodrowの実験式から求められる。

$$L_s = 0.3 L_d + 0.7 L_d^2$$

ここで、 L_s : 損失係数 (=KWh損失/KW損失)

L_d : 負荷率

この実験式を利用すると、損失率、損失係数、負荷率の関係は次のとおり表わされる。

$$\frac{\text{KWh損失率}}{\text{KW損失率}} = \frac{\text{損失係数}}{\text{負荷率}} = \frac{0.3 L_d + 0.7 L_d^2}{L_d} = 0.3 + 0.7 L_d$$

したがって、送電損失率12%をKWh損失率とし、負荷率を仮に70%とすれば、KW損失率は15%と計算される。

(3) 年負荷率

負荷率は、一定期間中の最大電力に対する平均電力の比率で、負荷の特性を表わすものとして用いられる。期間を1年としたときの年負荷率は、送電端電力を基準として、次式で表わされる。

$$\text{年負荷率} = \frac{\text{年平均電力}}{\text{年最大電力}} \times 100 (\%)$$

年負荷率は、天候、季節、社会経済情勢などの諸条件に影響され、特に家庭用エアコン、ビルの冷房空調設備の普及に伴って低下する傾向がある。

(4) 計画外停止率

電力供給設備には、突発的な事故、あるいは計画になかった緊急補修などによって、計画外停止が発生することも考えられる。したがって、需給均衡度の検討にあたっては、計画外停止の水準を把握する必要がある。この計画外停止率は、次のように定義される。

$$\text{計画外停止率} = \frac{\text{計画外停止日数}}{\text{運転日数} + \text{計画外停止日数}} \times 100 (\%)$$

日本におけるコンバインドサイクルプラントの計画外停止率は、実績値が2.0%と低い数値であり、また4.6.3項で述べるとおり、本プロジェクトでは供給予備力として5%程度確保することを目標としている。よって、供給予備力で計画外停止率を吸収できると考えられるので、計画外停止率は上乗せ計上しないこととする。