No. 2.

国際協力事業団

電気水省
オマーン国

オマーン国

電力合理化システム需給管理計画調査

最終報告書

要　　約

1998 年 11 月

プロアクトインターナショナル株式会社

株式会社　四国総合研究所

JICA LIBRARY
J 1146617 [4]

鉱調資
JR
98-160

1146617(4)

国際協力事業団

電気水省
オマーン国

オマーン国

電力合理化システム需給管理計画調査

最終報告書

要　　約

1998 年 11 月

プロアクトインターナショナル株式会社
株式会社　四国総合研究所

目　　次

1.　オマーンの電気事業における課題 ---------- 1

2.　需要想定 ---------- 1

3.　ガスタービンの性能向上 ---------- 2

4.　系統連系 ---------- 5

5.　中央給電指令所 ---------- 12

6.　DSM 推進プログラム ---------- 18

7.　電気事業収支の改善方策 ---------- 20

8.　政策提言 ---------- 25

1. オマーンの電気事業における課題

オマーンではこれまでの 10 年間は順調な経済発展があり、これに伴って電力需要も堅調な伸びを示した。夏期における高温、高湿度のため、冷房需要が著しく大きいのが特徴であり、この結果、夏冬の需要格差が広がり、設備稼働率の低下を招くという構造的問題を抱えている。同国の主要電力系統である Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統では 1998 年時点で設備容量がピーク時には絶対的に不足しており、夏場は頻繁に負荷遮断が行われている。このような事情から早急に発電設備の増設を実施し、供給予備力を含めた供給力の確保を図る必要がある。また、同時に Demand Side Management(DSM)の手法を活用して、負荷シフト、負荷削減、燃料転換などによって需要の増加を抑制することも必要である。

Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統ではガスタービン発電機が主に用いられている。このガスタービン発電の場合には、その特性から外気温が上昇すると発電出力が低下するという現象が生じる。これはオマーンにおける電力供給事業にとっては不利な条件である。さらに、各発電所でのこれらガスタービン発電機の運用方法にも問題がある。すなわち、スピニングレザーブ（瞬時予備力）を確保するために多数の発電機を部分負荷で運転しているため、燃料効率が低下しているのである。

供給力整備の問題とは別に、事業収支についても構造的な問題を抱えている。現状では電気料金収入である 87.7 million RO は総費用 152.65 million RO の 57.5%しかカバーしておらず、残りは政府の補助金で埋めている。装置産業である電気事業は長期に亘って設備投資を行っていく必要があり、そのためには財務体質の強化を図る必要がある。慢性的な赤字構造からの脱却が急務であり、そのためには電気料金の見直しによる増収策とコスト削減の両面から適切な対策を果断に実行していく必要がある。

2. 需要想定

本調査においては 2010 年までの電気事業マスタープランを作成することが目標であるが、そのためには将来における電力需要の伸びをできるだけ詳しく予測することが出発点となる。1998 年夏に発生した最大需要の数値をベースに、Fichtner レポートにある予測手法を準用して、今回、新たな需要想定を実施した結果を表Ｓ－１に示す。本調査における各種対策技術の評価、将来計画の作成においても、この需要想定結果が基本となっている。

表 S-1　　電力需要予測　　(MW)

Year	Fichtner Forecast		After Modification			
	Muscat	Wadi Jizzi	Muscat	Growth. Rate	Wadi Jizzi	Growth. Rate
1997	1129	295	1080	-	293	-
1998	1185	317	1210	12.0%	310	5.8%
1999	1242	335	1268	4.8%	328	5.7%
2000	1393	358	1423	12.2%	350	6.9%
2001	1482	375	1514	6.4%	367	4.7%
2002	1571	390	1605	6.0%	381	4.0%
2003	1658	404	1693	5.5%	395	3.6%
2004	1720	418	1756	3.7%	409	3.5%
2005	1782	432	1820	3.6%	422	3.3%
2006	1842	447	1880	3.4%	437	3.5%
2007	1901	462	1940	3.2%	452	3.4%
2008	1958	476	2000	3.0%	465	3.0%
2009	2016	491	2060	3.0%	480	3.2%
2010	2075	507	2120	2.9%	496	3.3%

発電設備の新増設においてはその他の電力設備計画と同様に（N－１）基準が適用される。この考え方を要約すると以下の通りである。

a. 発電機のトリップ事故などで生じる供給力不足を未然に防止するためには，各系統ごとに最大容量の発電機に等しい容量のスピニングリザーブを保有していなければならない。

b. 事故が発生しても電力供給に支障が生じないよう、開発する１基当たりの容量を系統規模に比べて 15%から 20%に抑えておく必要がある。

このような考え方から、オマーンでは小容量の発電機を多数建設していく必要があるが、最近では電源開発の遅れが顕在化し、需給がきわめてタイトとなり、ピーク時間帯では負荷遮断が日常的に行われている。このような事情であるため、設備運用が難しさを増しており、このままでは来年（1999 年）の夏場にはさらに深刻化することは明らかである。1999 年に向けて供給力確保のため、できるだけ早く電源の開発に取り組まを行わなければならない。このような状況において短期間で出力増加が可能であるガスタービンへの注水と入口吸気冷却についての検討結果を以下に示す。

3. ガスタービンの性能向上

(1) 注水

ガスタービン燃焼室に水または蒸気を注入すると、効率は若干低下するが、出力

が増加する。注水は、本来、燃焼温度を下げて NOx の排出を減らすために行われたもので、注水の結果として言わば副産物的に出力が増えるものであるが、この特性を利用して、注水運転を出力増加策として利用することも出来る。注水運転は既存ガスタービンの設計者である GE 社が 30 年以上の経験を持つ充分に実証された技術であり、数多くの実績がある。

効果が大きいので、全てのガスタービンユニットに適用するのが望ましいが、造水プラントへの影響を避けるため、これに蒸気を供給している Ghubrah 発電所の 2 基のガスタービン GT12 と GT13 は適用対象から除外する。また、Oman Mining Co.の所有する Wadi Jizzi 発電所の 2 基のガスタービンも対象から除外する。従って、注水の対象となるガスタービン発電設備は以下のものである。

- Ghubrah 発電所 : GT1-GT11 Frame 5 型及び Frame 6 型ガスタービン
- Rusail 発電所 : GT1-GT6 Frame 9 型ガスタービン
- Wadi Jizzi 発電所: GT3-GT11 Frame 5 型及び Frame 6 型ガスタービン

表 S-2 出力増加と水タンク容量

Object	Units	Output Increase (MW)	Tank Capacity (t)
Ghubrah PS	GT 1～11	29.1	800
Rusail PS	GT 1～6	93.8	2,200
Wadi Jizzi PS	GT 3～11	29.1	800

3 カ所の発電所での注水による出力増加の合計は 152MW であり、準備工事を的確に行えば 1999 年の夏に間に合うはずである。この 152MW という出力増加は、ちょうど Ghubrah, Rusail 及び Wadi Jizzi 各発電所の注水による出力増加が、それぞれ Frame 6、Frame 9 もしくは Frame 6 型ガスタービン 1 基を増設した場合の出力増加にほぼ等しくなることを示しており、経済計算はこの前提に基づいて行う。

①投資額

ガスタービンを追加する場合と注水を行う場合の投資額の比較を表 S-3 に示す。

表 S-3 注水運転設備投資額

Unit : RO 1000

Power Station	Total Investment Amount		
	GT Addition	Water Injection	Difference
Ghubrah	6,660	2,630	- 4,030
Rusail	13,850	2,420	- 11,430
Wadi Jizzi	6,660	2,280	- 4,380
Total	27,170	7,330	- 19,840

注水運転では出力の増加が達成できるが、同時にガスタービンの効率低下による燃料費の増加と注水費用の追加費用が発生するため、この点を考慮しなければならない。

②総合評価

このような投資金額及び年間の運転費用の差について 20 年間の NPV を計算した評価結果を表 S－4 に示す。総合評価の結果として、注水運転を行えばガスタービンを追加設置するより NPV で 15 百万 RO という大きなプラスが生じる。このように大きなメリットが発生するため、夏季のピーク負荷対策として注水運転を実施するよう、メーカーとの調整等を早急に進めていくことを勧告する。

表S-4　注水運転総合評価(NPV)

Unit : RO 1000

Power Station.	Cost difference		NPV of Water Injection
	Investment	Generation Cost	
Ghubrah	- 4,030	+ 50	+ 3,078
Rusail	- 11,430	+ 129	+ 8,863
Wadi Jizzi	- 4,380	+ 42	+ 3,466
Total	- 19,840	+ 221	+15,407

(2) 入口空気冷却

ガスタービンは外気温度が低下すると出力が増加する。入口吸気冷却はこの原理を使ってガスタービンの出力増加を行う技術である。技術的には何れのガスタービンにも適用出来るが、小容量の Frame 5、Frame 6 型ガスタービンに採用するのは経済的でなく、大型の Frame 9 型ガスタービンに適用するのが望ましい。従って、ここでは Rusail 発電所の 6 基の Frame 9 型ガスタービンに入口空気冷却を採用した場合の経済性につき検討した。空気冷却を行って空気温度を 20°C 下げると、Rusail 発電所全体での出力増加は 102MW で、Frame 9 型ガスタービン 1 基を追加設置した場合の出力増加に匹敵する。したがって、経済計算ではこのような前提に基づいて行う。

40°C 大気温度において入口空気温度を 20°C 下げる空気冷却運転を行った場合の Rusail 発電所空気冷却を行うと、出力増加はユニット当たり 102.1MW から 119.1MW へと 17MW(17%)増加、熱消費率が約 4%向上する。Rusail 発電所全体では 6 基のユニットで 102MW の増加となり、ちょうど Frame 9 型ガスタービン 1 基の出力増加に相当する。

①投資額

Frame 9 型ガスタービンの追加設置と空気冷却設備追加に関する設備投資額を比

較したのが表 S-5 である。空気冷却設備に対する投資額はガスタービン追加設置の場合のそれの略 70%である。

表 S-5　　空気冷却運転設備投資額

Unit : RO 1000

Power Station	Total Investment Amount		
	GT Addition	Inlet Cooling	Difference
Rusail	13,850	10,160	- 3,690

②総合評価

20 年間のキャッシュフローをもとに空気冷却運転の NPV を計算した評価結果を表 S-6 に示す。空気冷却運転を行えば、現在価値で 2.7 百万 RO だけガスタービンを追加設置する場合より有利であることが分かる。空気冷却運転も経済性には優れているが、先に述べた注水運転と併用するとガスタービンの出力が発電機、主変圧器等電気設備の定格容量を超えるので、先ず、より経済性に優れた(NPV の値が大きい)注水運転から実施することを推奨する。

表 S-6　空気冷却運転総合評価(NPV)

Unit : RO 1000

Rusail Power Station.	Cost difference		NPV of Inlet Air Cooling
	Investment	Generation Cost	
	- 3,690	+ 57	2,710

注水運転によるガスタービンの出力増加（まとめ）

出力増加　;　152 MW
投資額　;　7.33 mil RO
注水運転の NPV ;　15.4 mil RO (1999-2018)

4. 系統連系

Wadi Jizzi 系統では系統容量が小さく、かつ需要の伸びが比較的高いため、所定の信頼度を確保するためにかなりの開発量が必要であるが、次のような問題を抱えている。

・系統規模からみて大容量ユニット（95MW クラス）が開発できない。

・比較的大きい容量のユニット(60MW クラス)を開発しても、運用ルールとしてこの最大容量のスピニングリザーブを持つ必要がある。

以上のことから、小容量ユニット（30MW クラス）を多頻度で開発せざるを得ず、その開発が遅れ気味であることから、至近年の供給力不足の原因となっている。このような事情から Muscat 系統と連系することにより大きなメリットが生まれる。

① 連系によるメリット

a. 不等時性

Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統の最大電力の不等時性は 4%程度であり、両系統の連系によって設備開発量の削減は合計出力に対して 2%程度は見込めるものと考えられる。

b. スピニングリザーブの削減

連系に伴い、Wadi Jizzi 系統はこれまで持っていたスピニングリザーブ（最大容量 30MW）を Muscat 系統と共用することにより削減しゼロとすることが可能となる。

c. Wadi Jizzi 発電所の高効率運転

Wadi Jizzi 発電所におけるガスタービンは、常にスピニングリザーブ(30MW)を保持しながら運転しているため、平均運転負荷率は 1997 年実績で約 53%である。Muscat 系統と連系をすれば、スピニングリザーブ分だけより高い負荷率で運転でき、燃料消費効率が上昇し、燃料費を 13.9%節約できる。

連系する場合と連系しない場合の 2018 年までの 20 年間の電源開発量を算定した結果、連系するケースでは約 176MW の開発量の低減が可能となり、投資コストの大幅な低減がはかれる。これは Wadi Jizzi 系統のスピニングリザーブの削減、両系統のピーク時間帯の不等時性、などによるものである。さらに Wadi Jizzi 発電所を高い負荷率で運転できることによる燃料費節約効果も加わり、総合的な経済的メリットは約 30 百万 RO となる。

設備投資額	7,530,000 RO
設備投資削減効果 (現在価値)	15,285,000 RO
燃料費節減効果 (2001 to 2018)	15,537,000 RO
系統連系の NPV	30,822,000 RO

②電圧低下問題

現在でも、Wadi Jizzi 系統の Saham、 Dank、 Ibri 変電所、Muscat 系統の Khabura、Musanna 変電所などでは電圧低下問題が深刻である。夏季重負荷時に

は地方に供給している長距離送電線で負荷脱落が度々発生している。これについて検討の結果、原因は送電設備の容量不足や電圧安定度の崩壊によるものではなく、無効電力源の不足による電圧低下から負荷脱落にいたるものと考えられ、この対策として、早急に SC を設置して無効電力を供給し、132kV と 33kV 系統の電圧維持をはかるとともに系統の負荷力率の改善をはかるよう下記の提案をした。この問題は系統連系とは別個の問題である。

表 S-7　　132kV 系統の問題点と対策

個所	問題点	対策
Barka SS 33kV Bus	電圧低下	10MVA SC 新設
Musanna SS 33kV Bus	電圧低下	40MVA SC 新設

Table S-8　Musanna SS の 33kV 系統の問題点と対策

個所	問題点	対策	その他
Khaborah fdr-2	送電限界	132kV 送電線の導入	計画済 (Wadi Jizzi 系統より送電)
Rustaq-2 SS 11kV Bus	電圧低下	5MVA SC 増設	
Sana Bani Gafar SS 11kV Bus	電圧低下	3MVA SC 新設	
Suweiq-2 SS 11kV Bus	電圧低下	5MVA SC 新設	
Marble Factory SS 11kV Bus	電圧低下	3MVA SC 新設	
Wadi Jawahir SS 11kV Bus	電圧低下	3MVA SC 新設	

電圧低下問題に必要な投資額　;　　0.6　mil RO

③Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統の連系時の検討

Muscat 系統、Wadi Jizzi 系統は、2000 年までそれぞれ単独系統で運転を行い、2001 年に両系統を連系した場合を想定し、連系時の系統電圧および系統安定度について検討した。

a.系統電圧

検討断面：2001 年

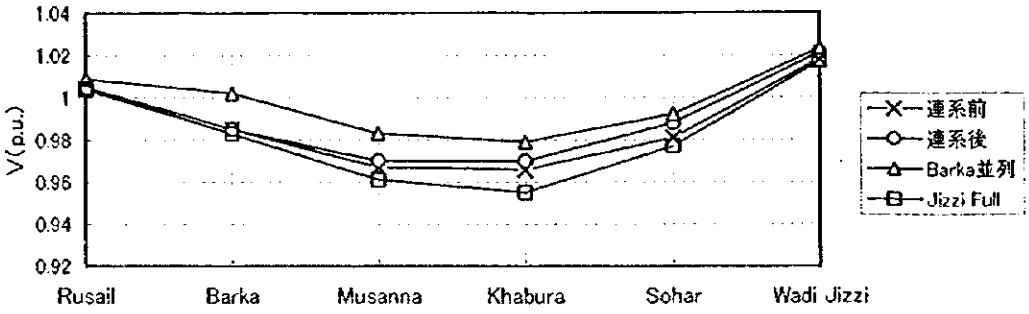


図 S-1　　132kV 母線電圧（2001 年）

この図から分かることは

・単独系統で電圧維持を図っていれば、連系による電圧問題は特には発生しない。

・ BARKA 発電所を新設し、BARKA 変電所で系統に並列した場合、連系線の電圧は上昇し、系統の安定性が向上する。

・ WADI JIZZI 発電所をフル発電した場合、Muscat 系統への送電電力が増加し連系線の電圧はやや低下するが目標電圧値以内であり、特に問題はない。

・ 2001 年以降、需要増加により電圧は徐々に低下するが、供給力面からの BARKA 発電所の新増設、電圧面からの KHABURA 変電所などへの SC 増設により電圧維持は可能である。

以上より、連系後の連系線の電圧維持は可能である。

b.系統安定度

検討断面：2001 年

・ Muscat System および Wadi Jizzi System をそれぞれ縮約発電機で模擬

・発電機の定数および制御系は日本での標準的なモデルを使用

・連系線とその間の変圧器，負荷，SC を詳細模擬

故障条件：1 相地絡故障

・故障個所は最も過酷な故障点である Wadi Jizzi 発電所至近端（図 S-2）
・故障除去タイミングは図 S-3 の通り

検討結果： 解析結果の動揺波形は S-4、 S-5 の通り

この図から分かることは，

i）故障端の CB 開放までの時間が 0.12sec〔6 ｻｲｸﾙ〕以下であれば安定
ii）相手端の CB 開放までの時間は 0.5sec 以下であれば安定
iii）Mussana から Khabura への送電電力は約 170MW のとき安定限界
iv）Barka 発電所 が連系されれば安定限界は 40MW 増加

以上より、 i）、iii）の条件を満たせば連系しても安定度上問題はない。

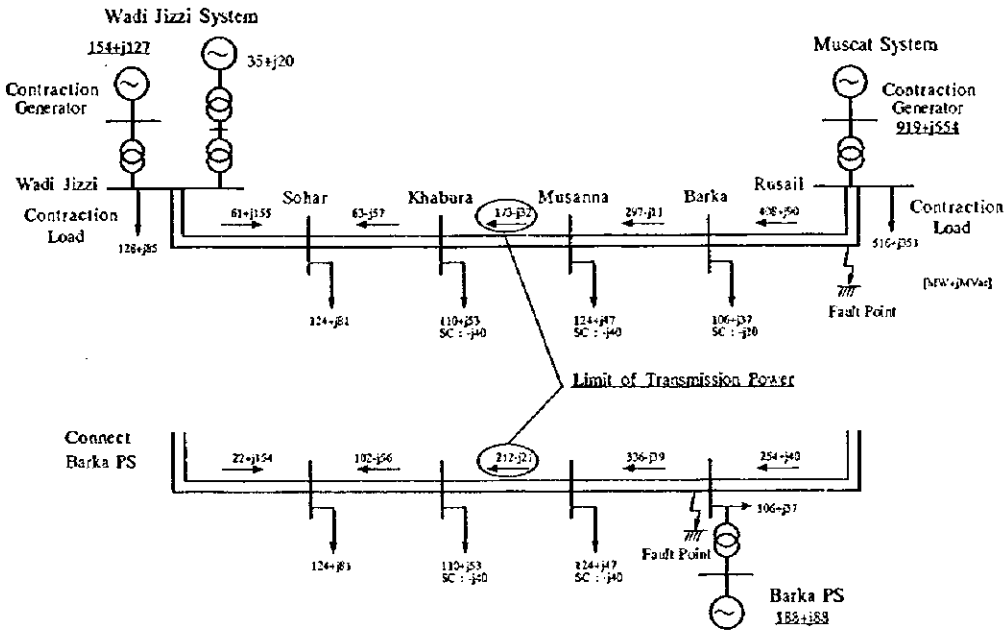


図 S-2 System model for the stability analysis

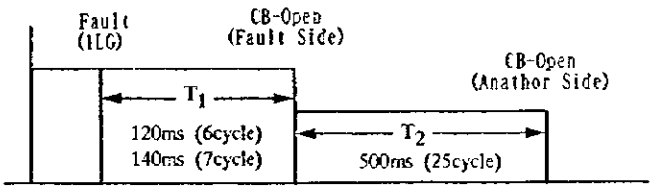
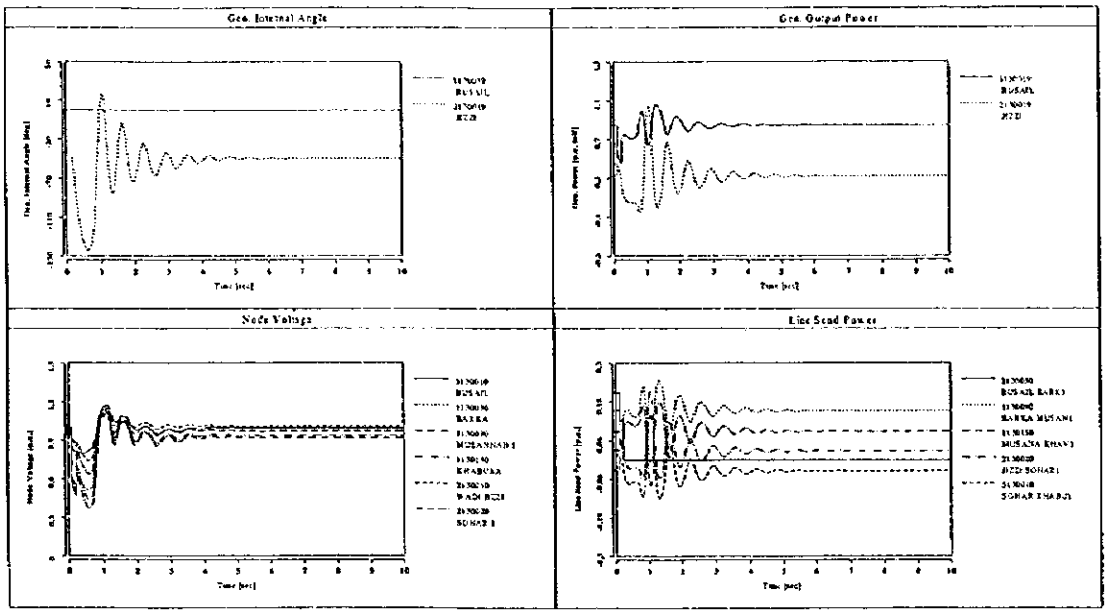
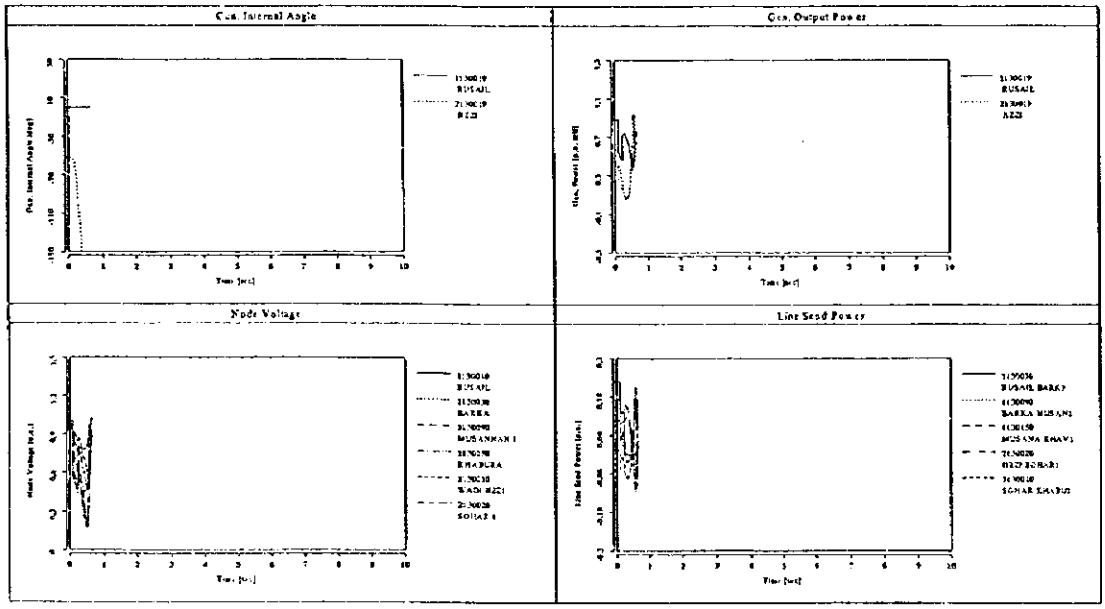


図 S-3 Sequence of breaking an electric circuit

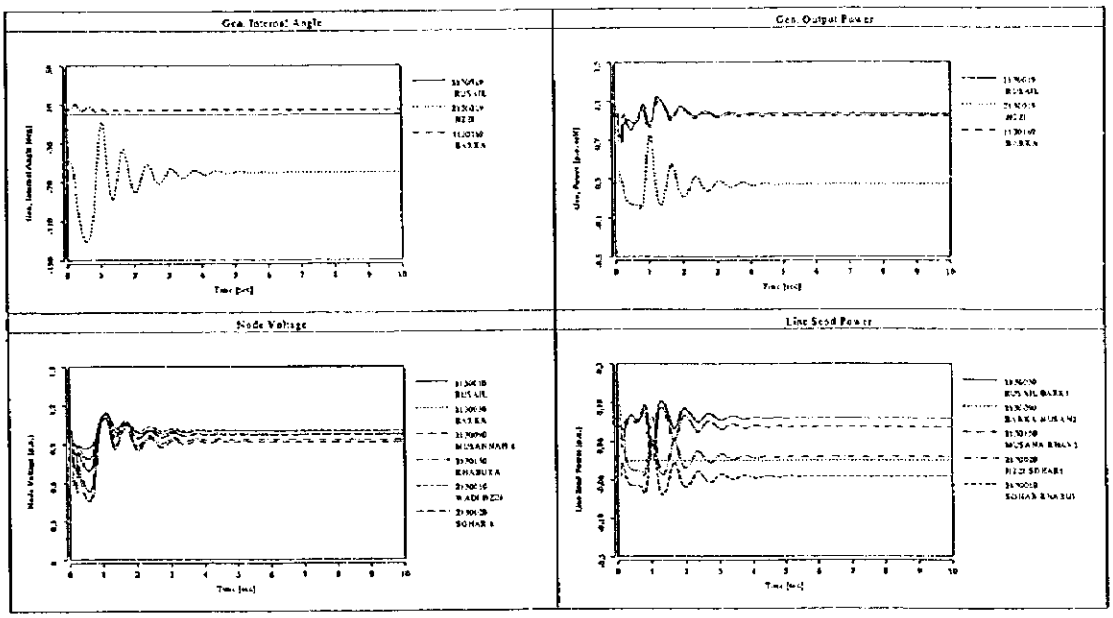


(a) Transmission Power = 173MW, T_1=6cycle, T_2=0.5sec

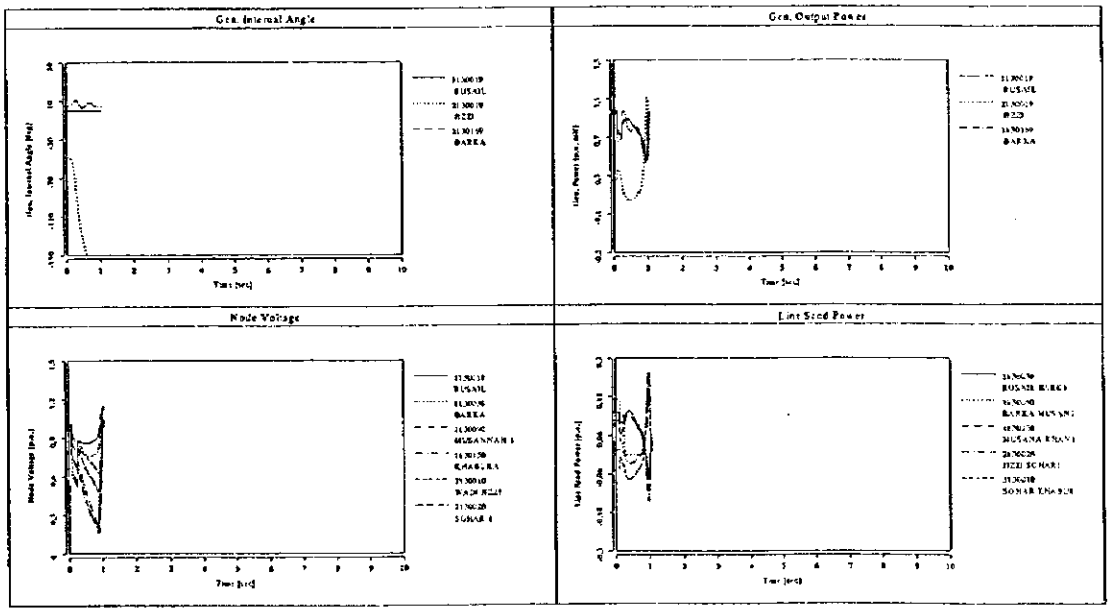


(b) Transmission Power = 212MW, T_1=6cycle, T_2=0.5sec

図 S-4 Simulation waveform



(a) Transmission Power = 212MW, T_1=6cycle, T_2=0.5sec



(b) Transmission Power = 212MW, T_1=7cycle, T_2=0.5sec

図 S-5 Simulation waveform (Connect Barka PS)

このような大きなメリットがあることから、早期に連系することが望ましいが、至近年度は、両系統ともに供給力不足が著しく事故時の応援電力の余力もない状況であるため、供給力がある程度確保できる 2001 年頃の連系を目標とし、次項の中央給電指令所の導入と合わせて実施することが望ましい。

5. 中央給電指令所

系統連系当初、中央制御や遠隔通信装置などの監視・制御機能を拡充するまでの間は、以下のような考え方で系統の運用を行う：

・平常時は、従来と同様の両系統でほぼ需要と供給力のバランスをとり連系線潮流をできるだけ流さないように運用する。

・ Wadi Jizzi 系統の事故時には応援潮流を受電する。

連系による系統規模の拡大化、複雑化に伴い、供給信頼度の向上とより経済的な系統運用が要求されることとなり、近い将来に次の機能をもった中央給電指令所が必要になると考えられる。

・電力潮流の監視・制御
・系統の周波数調整
・系統電圧自動調整
・経済的な需給調整
・系統事故の早期復旧　など

現在オマーンでは、国全体または主要系統の需給計画または需給運用計画について検討する体制はなく,デイリーの運用以外に需給の計画は存在しない。各発電所の出力を総合的な立場からコントロールする需給調整の業務は各発電所の経済性・信頼性を向上させるが、現在のところこのような業務は実施されていない。各発電所は、設備を保有する電気水省から運転・保守を委託されており、ユニットのトリップなどの事故時にも停電が生じないよう並入ユニットを多くするなど系統全体からみれば、非常に効率の悪い運転をしている。今後,系統連系によって系統容量が増大すれば、より高い供給信頼度が要請されるとともに、より経済的な運用が求められるものと考えられる。

(1) 経済的需給運用の必要性

今回経済的負荷配分プログラムを作成し、技術移転した。これは簡単なプログラムであるが、経済的運用に関する基本的な考え方を示しており、日常の運転に関

する計画や評価に利用できる。中央給電指令所の完成前にも活用できるものである。

このプログラムに盛り込まれた経済的負荷配分の考え方は、次のとおりである。

a. Ghubrah 発電所の淡水化設備につながっている蒸気タービンユニットと Manah 発電所は優先的に投入。Manah 発電所については契約でそのような運用が保証されている。(ただし、契約変更によって他の発電所と同列に運転するようにすることは可能)

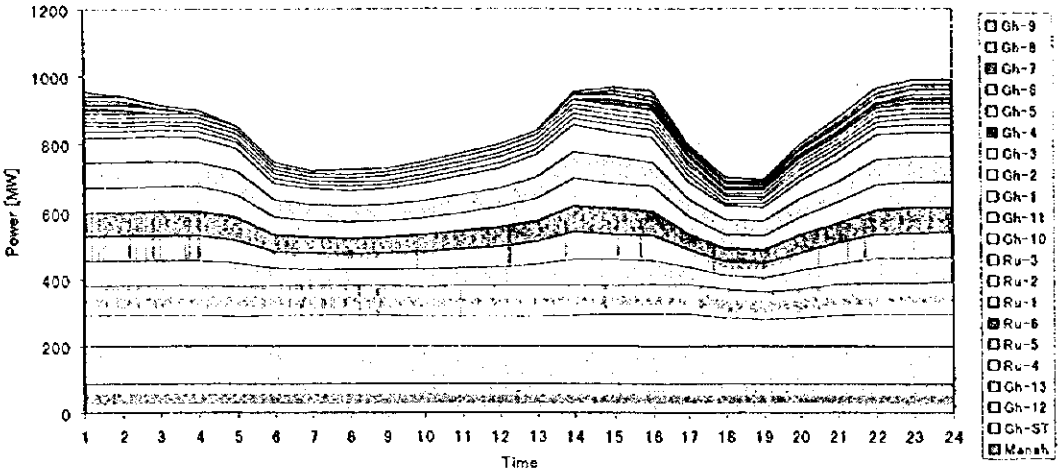
b. 毎時間の需要に合わせて、高効率のベースユニット(Ghubrah 発電所 12,13 および Rusail 発電所 4～6,1～3) から順次並列し、出力配分

c. これに続いて、ピークユニット(Ghubrah 発電所 10,11 および 1～9)を必要な予備力(最大ユニット容量相当分)を持つよう並列し、出力配分

(2) 経済的負荷配分による燃料費の低減

夏季の代表日 (1997.8.1) を選定し、Muscat 系統の実運用と経済的運用の比較を行った。(図 S-6)

Actual Operation



Economical Operation

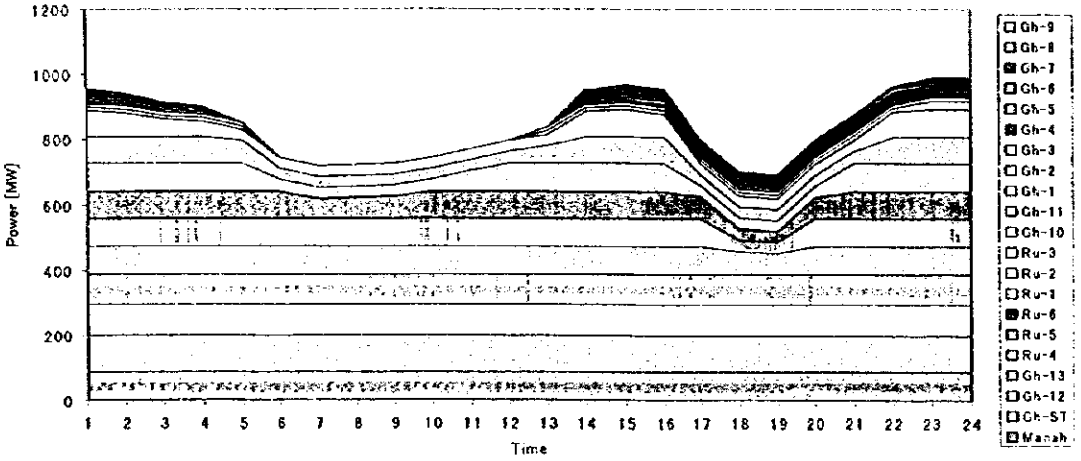


図 S-6　　実運用と経済的運用の比較　(1997.8.1)

表 S-9　　実運用と経済的運用の比較　(1997.8.1)

		実運用	経済的運用
ベースユニット	Ghubrah PS(12,13)	90 MW	94 MW
	Rusail PS(1～6)	62	69
平均出力 (MW)	平　均	69	75
平均スピニングリザーブ		201	159
ガス燃料費 / 日 (1000 OR)		107.4	103.6

これによると、経済的な運用をすれば、現在行われている実際の需給運用に比べて

・並列ユニット数が少なく、スピニングリザーブを 24 時間の平均で 42MW 減少させることができる。

・効率のよいベースユニットの平均出力が 6MW 多く、この分だけ効率の悪いピークユニットの出力を抑制できる。このトータルの熱効率アップによる燃料費の低減は 3.5%である。

(3) 経済負荷配分による年間の燃料費メリット

経済負荷配分機能を導入した時の年間の燃料費メリットについて、年間のロードカーブをもとに、重負荷期、軽負荷期、端境期 の代表日から経済性を概算した結果は次のとおり。

重負荷期は供給力が十分ではなく、ほとんどのユニットを並列せざるを得ないため、経済負荷配分の余地は殆どなく、経済性は 3.5 % 程度であるが、需要の低い時期および需要変動の大きい時期は、並列ユニットの選択の余地があり、経済運用のメリットは 6～14%程度と大きくなっている。

表 S-10　　季節毎の燃料費節減効果

	代表日	燃料費メリット /日	日　量 (MWh)
重負荷期(6～8 月)	8 / 1	3.5　%	20,300
軽負荷期(11～4 月)	1/14	6.0	7,500
端境期(5,9～10 月)	5 / 1	14.2	14,000

概算年平均日量：12,330 MWh

年間燃料費メリット　；20,300/12,330*3/12*3.5% + 7,500/12,330*6/12 *6.0%
+ 14,000/12,330*3/12*14.2%= 7.3 %

1997 年の Muscat 系統(Ghubrah PS、Rusail PS)の年間燃料費は約 24,250,000 RO であり、上記により算定すると 約 1,800,000 RO（約 6 億円）の燃料費メリットとなる。

(4) 中央給電指令所の設置

この燃料費節減を原資にして、コンピュータによる経済的需給運用計算機能を導入することが可能であると考えられる。Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統の連系

による系統規模の拡大化、複雑化にともない、供給信頼度の向上とより経済的な運用が必要となる時点で中央給電指令所の導入をはかることが望ましい。

系統連系の経済的メリットが非常に大きいため、早期に連系を実現することが望ましいが、当面は、両系統ともに供給力不足が著しく事故時の応援電力の余力もない状況であるため、供給力がある程度確保できる 2001 年頃の連系を目標とすべきである。その時点に合わせて中央給電指令所の機能、機能拡充の手順、投資額などについての具体的検討を行う必要がある。

中央給電指令所の投資額	4 mil RO
燃料費節減効果 (ガス燃料費の 7%)	1.8 mil RO / 年
中央給電指令所の NPV	20.9 mil RO (2001-2018)

以上の供給サイドに関する各提言をまとめたものが、次に示す " SSM Summary Table."である。

SSM Summary Table (Muscat/Wadi Jizzi System)

( ) Investment; 1000 RO

			1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Peak Demand (MW)			1596	1773	1843	1946	2046	2122	2197	2271	2344	2416	2489	2563	
Supply Capacity (MW)			1806	1930	2024	2118	2160	2243	2337	2431	2507	2595	2628	2705	
Project	Generation Expansion	Rusail PS	·GT7 (13,850) ·Water Injection (2,420)						·GT8 (13,850)			·GT9 (13,850)	·GT10 (13,850)	·GT11 (13,850)	71,670
		Ghubrah PS	·Water Injection (2,630)				·GT14 (13,850)	·GT15 (13,850)					·GT16 (13,850)	·GT17 (13,850)	58,030
		Manah PS		·GT4,5 (-----)											-
		Barka PS				·GT1 (37,400)		·GT2 (13,850)		·GT3 (13,850)	·GT4 (13,850)				78,950
		Wadi Jizzi PS	·GT12,13 (13,320) ·Water Injection (2,280)	·GT14 (6,660)	·GT15 (13,850)							·GT16 (13,850)			49,960
	·Interconnection Line ·Central Load Dispatching Center (*CLDC*) etc.		·Static Condenser (600)		·Interconnection (7,530) ·CLDC (4,000)									Battery Storage (2,500)* (not included)	12,130
Total Investment			35,100	6,660	25,380	37,400	13,850	27,700	13,850	13,850	13,850	27,700	27,700	27,700	270,740

6. DSM 推進プログラム

(1) DSM 推進の目的

DSM の推進とは、電気事業者が需要家側に働きかけて電力消費パターンを積極的に改善しようとする合理化策であり、電気事業側にとっても需要家側にとっても或いは国全体にとっても望ましい電力利用形態を誘導し実現することである。そのための方策としては次のようなものがある。

- 代替エネルギー利用による電力から他のエネルギーへの転換
- 需要家側の電力負荷の平準化（ピークカット、ピークシフト、低負荷時の需要開拓）
- 高効率エネルギー利用（省エネルギー）システムの導入

需要家を誘導するための手段としては、電気料金制度、契約制度の見直し、推進体制作り（支援機関、補助金制度 等）などが考えられる。

(2) 具体的推進プログラム

電力需要のうち冷房需要の割合が大きいオマーン国において、上記 DSM 技術の中で特に、以下の技術については、具体的建物などを事例として設計検討を行い、経済効果を評価した。

ガス冷房、およびガスによるコ・ジェネレーション
氷蓄熱冷房システム
太陽光発電システム

さらに推進体制についても検討を行った。それぞれの検討結果は以下のとおりである。

(3) ガス冷房システムとコ・ジェネレーションシステム

天然ガスをエネルギー源とするガス冷房方式の導入は、省エネルギー効果が大きく、また需要端におけるエネルギー・コストの低減も期待される。電気事業としてもピークカットによる設備利用率の向上と発電設備の建設抑制によるコストダウンというメリットがあり、積極的に取り組むべき課題である。経済性評価の結果からも、大規模なビルなどでは電気空調設備よりも総合的には有利となるはずである。

しかし、Muscat 地域には、現在、発電用およびセメント工場用に高圧天然ガス供給

パイプラインはあるが、事業採算性のため民生用の都市ガス供給ネットワークは敷設されておらず、開発計画もない。このため、今後ガス冷房の導入を視野に入れれば、電力需要密度の高いオフィスビルやショッピングセンターが集中する地区について、天然ガス供給網の建設を検討すべきである。

推進プログラム

Royal Hospital ではコ・ジェネによるガス冷房導入の効果が大きいことに加え、既設の高圧天然ガスパイプラインの至近距離（1km 未満）に位置しているため、比較的簡単にガス冷房の導入が可能である。したがって、Muscat 地域での都市ガス供給網構築に先行して、モデル事業と位置づけ実施することが望ましい。

(4) 氷蓄熱冷房システム

氷蓄熱冷房システムの導入による負荷平準化により、発電設備の新規建設を抑制できる。また、電気料金制度によっては、オフピーク時の安価な電気が利用できるばかりでなく、負荷の平準化により受電設備容量低減が可能になるなど、需要家によっても経費の節減が見込まれる。

以下の 2 つのケースについて経済評価を行った。

- ピークカット運転に伴う消費電力減少（kW）に対しガスタービンの kW 当たりの建設単価による報奨金を支給する場合（ケース 1）

- 負荷平準化運転を行い、かつ氷蓄熱運転時の料金は時間帯料金制度（TOU）を活用する場合（ケース 2）

いずれの場合も NPV はわずかにマイナスであり、現状では経済的に成り立たないという結論になった。

推進プログラム

このように経済的には氷蓄熱冷房システムは困難であるとの結論になったが、ケース 2 の TOU 料金の場合の検討結果は非常に微妙な値であり、施策次第によっては、今後浮上する可能性もあると思われる。したがって、電気料金制度の検討結果とその実施方針および今後のガスタービンの建設費や燃料費の動向、負荷平準化対策の強化などを見極め、改めて実施計画を再検討することが望ましい。

(5) 太陽光発電システム

太陽光発電システムを導入すると、一般的に、日間負荷のピーク時とこのシステムの最大出力可能時期がほぼ一致しているため、ピーク負荷のシェービングに

よる負荷の平準化が可能である。また、太陽光という自然エネルギーの有効利用により、地球上の化石燃料エネルギーを代替し、エネルギーの節約が可能である。経済評価の結果から、現状の日本の建設費である約 3,000 RO/kW レベルでは、経済性はない。 近い将来の目標とされている 500～800RO/kW の水準でも、電気料金との比較では投資回収できない。しかし、遠隔地では配電線敷設費用を考慮すれば事業者としては経済性が出てくる可能性がある。環境問題などの対応策として普及を図っていく場合、割高なコストを軽減するためかなりの補助金などを出す必要がある。

推進プログラム

都市部などでの至近年の導入には無理があり得策でない。このため、次のような方針の導入策を提案する。

- 近い将来の導入については、地方の未電化地域などの電化の際に、需要の割に長距離の配電線を要するなどコストが高くなる場合、太陽光発電システムで代替できる可能性があると考えられるので、このような電化計画の際は太陽光発電システムを検討する。

- 遠い将来には、太陽光発電システムの建設費も低減され、また、環境対策のベネフィットも加わり、都市部などでの導入も可能性が出てくる。従って、省エネルギーや環境対策を目的とした既電化地域への普及については継続的に検討する。

(6) DSM 推進体制

DSM 推進の目的に沿って個別 DSM 推進プログラムの実施を図り、併せて省エネルギーを推し進めるための専門組織を設立することが望ましい。DSM が推進されれば、それだけ国家全体の利益となる。このため、需要家への PR、啓蒙や個別の需要家に対するコンサルティングなどを実施する組織を軸に DSM の推進を図っていくことが重要である。

7. 電気事業収支の改善方策

これまで見てきたように電気事業は毎年大きな赤字を出しており、これを政府の補助金で帳消しにしているのは決して健全な姿とは言えない。収支のバランスが取れるように事業の体質改善に取り組むことが急務である。電気水省は電気事業民営化の方針を打ち出している。民営化を進めるためには電気事業の収益性の改善が必須である。そのために次のような経営改善策が必要であると考える。

(1)Rural 発電所における燃料転換の促進

発電コスト高の理由の一つが地方部のディーゼル発電所の燃料高にあることはすでに何度も指摘したとおりであり、ディーゼルから天然ガスへの燃料転換の促進が必須である。この点についてはすでに電気水省としても最大の課題として取り組んでおり、Dhofar、Sharquia 地方での発電事業の民営化によりガスタービン発電所を建設する計画を進めているところであり多言を要しないであろう。

(2)既存の発電所の稼働率の引き上げ

現在、夏季の冷房需要が非常に大きく、冷房を必要としない季節との需要の格差が非常に大きい。このため、年間の設備利用率は 50%程度と非常に効率が悪い状態となっている。このような年間の負荷変動については有効な解決策はほとんどないが、少なくとも最大需要の伸びを極力抑え、さらにベースとなるべき産業需要など低負荷時の需要を増やす努力をすることで、年間の負荷率を少しでも改善するよう努力しなければならない。特に最大需要の抑制には DSM の手法が有効である。

(3)発電所の熱効率の向上

現在のガスタービン発電所の運転方法では燃料の消費効率が悪い。各発電機の運転を総合的に計画、管理することで熱効率を高めることが可能であり、そのために次の 2 点を提案したい。

①Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統 の連系
②中央給電指令所の建設と各発電機の運転方法の変更

さらに Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統の大型発電所の運転およびメンテナンス管理は全て民間企業（オペレーター）に委託しており、3 年ないし 4 年の運転委託契約を結んでいる。契約により、燃料、Spare Parts、自家消費用の電気・水等が電気水省の支給となっている。オペレーターにとって最大の関心事は、いかにして事故や故障による運転停止を起こさず安定的な運転を維持するかということであり、熱効率の向上などについてはあまり関心が無い。そこでオペレーターにも燃料費削減に強い関心を持たせ、削減のための努力を期待するために、削減された費用の一定割合を Incentive として与えるような施策が考えられてしかるべきである。

(4)ロスの削減

ロスについては Annual Report, 1997 によれば、Desalination や所内消費を除いた正味の System Loss が 1997 年で総発電電力の 16.9% （1,234GWh）となっており、1996 年の 16.1% （1,093GWh）に比べて 0.8%（141GWh）増加している。

先進各国のロス率（送配電損失率）は 1995 年の実績で 8%以下、日、米、独は 5%程度である。これと比較しても大幅な削減の余地があると言えよう。この Loss Management については、すでに電気水省では改善策の実施に着手しており、そのための第一歩として変電所のメーターの取替えによる測定精度の向上によって、実際にロスを正確に計量しようとしている。

さらに、最近の発電所運転記録によれば、燃料使用量に関し、燃料の使用者である発電所側で計測した値と燃料の供給者である PDO で計測した値の間に 2-10%程度の差が見られる。燃料費は発電コストの 44%を占める最大の費目であり、その消費量はコスト管理のために最も重要な計測値である。早急な計測器の較正が望まれる。

(5) 新規投資の抑制または延期

投資による固定資本の償却費や金利の負担は総発電コストの 36.2%に上っている。投資を削減したり延期することにより将来発生する資本コストを抑制するため、発電設備の建設を抑制する方策として、次の 3 点を提案したい。

①Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統の連系
②水注入方式の採用による既設ガスタービン発電機の出力増加
③DSM の推進

(6) 電気料金制度の改善

合理化努力によるコストダウンだけでは赤字解消への道ははるかに遠い。電気料金制度の改革による収入増加は避けては通れないと思考する。料金引き上げを検討する場合には、国民にどのような影響が生じるかを慎重に検討する必要がある。オマーンでは産業用需要がわずかであり、全体の 80%の需要が住宅用料金の適用を受けている。したがって、この住宅用料金をいかに見直すかが最重要課題となる。

① 料金制度の改革

当面の料金制度見直し策として、住宅用料金の第一段階の区分値を 3,000kWh/月から 2,000kWh/月に引き下げることを提案する。この変更によって 2,000kWh/月から 3,000kWh/月の消費量に部分が 10Bz/kWh から 15Bz/kWh に値上がりする。この部分には家庭用需要の 16%に相当する 520 百万 kWh があり、増収効果は年間 2.6 百万 RO となる。また、この引き上げによって影響を受ける世帯は月間 2,000kWh 以上消費している世帯および政府関係施設、オフィスなどであり、夏場で約 50,000 ないし 60,000 の需要家が料金アップとなる。これ以外の区分値を見直すことは推奨できない。というのは料金の高い部分にはほとんど需要がないため、区分値の引き下げを行っても増収効果がきわめて低いからである。

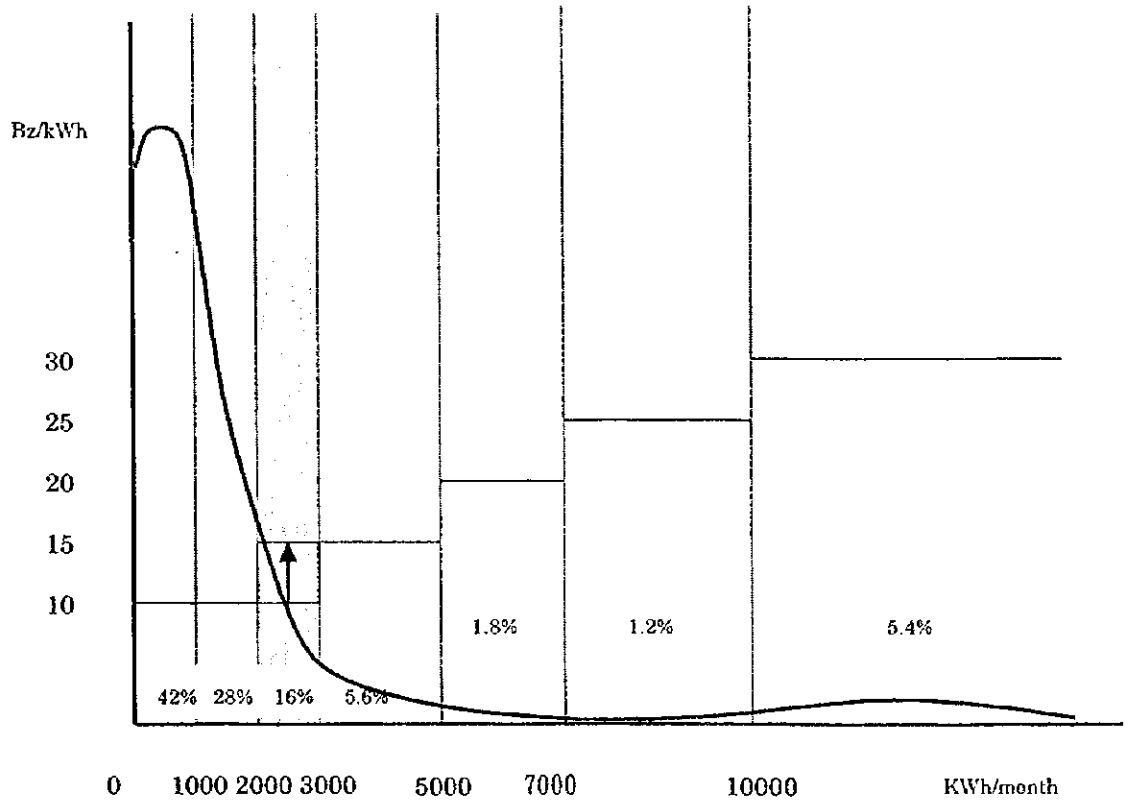


図 S-7　家庭用の電力需要分布と料金区分の見直し

また、定額料金については、とりあえず毎月 1RO を徴収することとし、長期的には定額料金を引き上げ、その代わりとして kWh 料金の中に含まれている固定費部分を料金引き下げに充てることが望ましい。この 1RO の定額料金の新設による増収は全ての需要家に適用された場合には約 4,500,000RO、家庭用料金だけに適用された場合には約 3,500,000RO になると予想される。以上の 2 項目を手直しする結果、次のような新しい料金制度を提案する。

表 S-11　家庭用新料金制度（試案）

Proposed Tariff		Current Tariff	
Fixed Charge	1 RO/month		
Consumption Charge			
0-2000kWh	10Bz/kWh	0-3000kWh	10Bz/kWh
2001-5000kWh	15Bz/kWh	3001-5000kWh	15Bz/kWh
5001-7000kWh	20Bz/kWh	5001-7000kWh	20Bz/kWh
7001-10000kWh	25Bz/kWh	7001-10000kWh	25Bz/kWh
10000kWh over	30Bz/kWh	10000kWh over	30Bz/kWh

②負荷平準化のための特別契約制度の導入

特別契約制度を導入し、電力需要の負荷率の改善を図り、発電所の運転効率を高め、供給コストの削減を図ることが可能である。このような特別契約制度は電力を大量に消費する（産業用のセメント、化学、繊維など）大口需要家を主な対象に導入されるものであり、負荷率向上やピーク時の供給力の確保に協力してくれる需要家に対して、電力事業者としてのメリットの一部を還元するということである。こういった制度は先進国の多くで採用されている。この結果、需要家としては電力コストが低下するというメリットが生まれるが、他方、電力事業者としても投資負担が軽減され、発電所の運転効率も改善されるという利点がある。このように需要家と電力事業者がそれぞれ利益を分かち合う制度である。

オマーンの場合には大口需要家の数が少なく、このような制度の対象になりうる需要家の把握は容易であろう。また、契約の内容については最大負荷時の kW 削減効果や燃料費改善効果を定量的に算出し、その範囲内で比較的自由に条件設定を行っても問題はないと思われる。以下にいくつかのアイデアを示す。

・高負荷率需要家への割引
・工場の稼働時間のシフトに対する料金割引
・需給逼迫時の電力供給遮断を認める需要家への料金割引

③電力メーター

メーターに関する問題点としては、需要家の不正な改造がどの程度行われているのかという点と、経年劣化による測定誤差がどの程度あるのかという問題があげられる。どちらも電気事業としては収入減に直結する問題であり、問題があれば適切な対策が講じられなければならない。

a. 不正改造

メーターの不正な改造の方法については電気水省でも既に確認しているが、極めて巧妙なものは少なく、ほとんどが検針時に注意して見れば発見できるようなものである。多くの場合、毎月の検針日がほぼ決まっているため、検針日が近づくと改造を元に戻して発見されないようにしている。このような不正改造をチェックする方法としては、毎月の検針日以外の日に行う抜き打ち検査の実施やコンピュータプログラムによる不審と思われる計量結果の抽出が考えられる。Oman Investment and Finance Company への検針、料金請求業務委託契約を拡大して、このような不正使用摘発業務やコンピュータプログラム開発を実施すべきである。

b.経年劣化

動作期間が 20 年以上経過しているメーターについて、どの程度の測定誤差が発生しているか実際に測定を行った。これはごく少数のメーターの測定記録で

あり、まだ結論を導くには不十分であるが、少なくとも、20 年以上使用されていても良好な測定結果を示すものが多いということは事実である。しかし、一方では 10%近い誤差（マイナス）を示したメーターもあり、かなりばらつきが大きいことも指摘できる。このような測定誤差が全体としてどの程度になるのか推定は困難であるが、1980 年以前に取り付けられたメーターが全国で約 50,000 個あり（全体の約 15%）、仮に平均して 4%の誤差（マイナス）があると仮定すれば、電気水省の電気事業収入の 0.6%である 500,000RO が失われているということになる。

電力量計の誤差をひとつひとつ測定するのは要する時間と経費の面から不可能に近い。解決策としては古いものから順次計画的に取り替えていくことしかない。電気水省の負担でメーターを交換する場合、1980 年以前に取り付けられたものが全国で 50,000 個使用されていると仮定して年間 10,000 個ずつ交換を進め、5 年間で完了する場合には年間の必要経費は約 200,000RO、総額では 1,000,000RO である。これに対して、期待できる収入増加は毎年 500,000RO である。この場合の今後 20 年間の NPV は 2.85 百万 RO であり、大きなメリットが期待されることから、電気水省の負担によってメーターを取り替えても十分のメリットがある。

8. 政策提言

オマーンの産業開発や民生向上にとって長期的な電力の安定供給は非常に重要な課題である。オマーンでは経済成長に伴って今後とも年率 5%以上の電力需要の伸びが予想されるため、電源開発や送配電網の整備は毎年コンスタントに実施していかなければならない。しかし、現状では供給力の不足、送電線容量の不足、事業収支の不均衡など改善すべき点が多い。今後は基幹産業としての電力事業の重要性から、次のような施策を推進していくことが望ましい。

(1)電力長期計画を公表し、これを需要の伸びや大型工業開発計画との調整によって毎年見直すとともに、この長期計画に沿って供給力不足が発生しないよう時間的な余裕をもって設備の新増設を行うべきである。このような計画を公表することで将来の電力需給の見通しがより明瞭となり、電力多消費型産業への投資計画などの検討も加速されるであろう。

(2)夏季の冷房需要抑制のためには DSM の中で省エネルギーによる改善効果も無視できない。また DSM 手法のうちで省エネルギーだけはすぐ着手できる。省エネルギーの具体的方策としては、冷房温度の引き上げなどの対策だけではなく、冷房機器の効率診断や適切なメンテナンスによって、旧型で低効率な機器の電力消費効率を改善するなどの技術的な改善対策も含めて考えるべきである。このような対策を実施するためには、省エネルギーに関する一般市民の意識の喚起と具体的な省エネル

ギー施策の実施を行うための専門組織を作ることが望ましい。また同時にこの組織は中期的なガス冷房や氷蓄熱冷房設備の設置計画についても担当することが望ましい。

(3)電力料金については長期的な水準の引き上げは必要であるが、その前にコスト削減を徹底して行わなければならない。このためには電力供給に関するコスト意識を持つとともに、運転業務委託をしている企業などに対してコストダウンのアイデアに関する提案制度や報奨制度を創設するべきである。

(4)電力需要の実態調査（サンプル調査）を継続的に行う必要がある。これによって、家庭やビルの電力需要パターンが明確に把握できる。その結果をもとにして、DSMや電気料金の見直しに関する制約条件や効果などが具体的に算定することが可能となる。

(5)電気水省内部で技術力を強化し、外部コンサルタントへの依存を減らすことが重要である。これによって意思決定の迅速化が期待される。このためには、海外の電気供給事業者との交流による技術者の研修などが有効であろう。

(6)電力供給とガス供給プロジェクトとの総合調整によってオマーン国全体としての総合的なエネルギー利用が行われるようにしなければならない。例えば、天然ガス利用の地域冷房やコジェネレーションはエネルギー利用効率が高い。このようなプロジェクトを円滑に推進するため、石油ガス省との間での情報交換、意見交換の場を設置することが必要である。

JICA