

第 6 章
電気料金

6. 電気料金

6-1. 電気料金制度の改善

6-1-1. 電気料金体系

オマーンの電気料金は全国一律に以下の料金体系が適用されており、kW 料金はなく使用量に基づく kWh 料金だけとなっていることが特徴である。料金種別としては住宅および政府機関用、商業用、農業・水産業、ホテル・観光業、工業用がある。需要家数は全国で 38 万戸である。電力需要で見ると家庭用と政府関係施設で全体の需要量 (kWh) の 80% を占めており、残りの大半は商業用 (14%) であり、工業用の比率ははわずか (3%) である。

表 6-1-1 オマーンの電気料金体系

電気料金体系

	月間消費量	料金
住宅および政府機関	0-3000kWh	10Bz/kWh
	3001-5000kWh	15Bz/kWh
	5001-7000kWh	20Bz/kWh
	7001-10000kWh	25Bz/kWh
	10000kWh 超	30Bz/kWh
商業用需要	使用量に関係なく	20Bz/kWh
農業・水産業	7000kWh まで	10Bz/kWh
	7000kWh 超	20Bz/kWh
ホテル・観光	0-7000kWh	10Bz/kWh
	7000kWh 超	20Bz/kWh
工業用需要	夏期 (5-8 月)	24Bz/kWh
	その他期 (9 月-4 月)	12Bz/kWh

政府系企業のうち淡水化と鉱業は無料

表 6-1-2 電力需要家分布

	住宅	政府機関	商業用/その他	工業用	合計
需要規模 (百万 kWh)	3,246(57.7%)	1,264(22.5%)	930(16.5%)	181(3.2%)	5,623
契約者数	290,689(76.9%)	20,442(5.4%)	66,780(17.7%)	35(0.0%)	378,016

kW 料金と kWh 料金

我が国では基本料金 (kW 料金) と従量料金 (kWh 料金) の 2 本立てとなっており、契約している容量を基準に最大需要を制限したり (例: 家庭用ブレーカ)、超過した場合に追加料金をとるようになっている。この結果、需要家としては、常に最大許容範囲を意識して電気を使っている。このように kW 料金と kWh 料金を持つ料金体系は、理論的には電力供給のコストに占める固定費と変動費に対応した合理的なものであり、世界的に見てもそのような 2 本立ての料金を持っている国が多い。ただし、厳密に固定費を kW 料金で回収しようとする場合には、固定費負担が大きい電気事業の場合には kW 料金が非常に高くなってしまふ。このため、実際には消費者の負担可能限度を考慮して固定費の一部を kW 料金で負担してもらうのが一般的である。オマーンのように kWh 料金だけのケースでは kW の実績を測定しないため、需要家としては自分がどの程度の電力 (kW) を消費しているのかを知ることがなく、DSM などの需要節減意欲は低下しがちである。このため、大口料金を対象にして kW 料金の導入を図り、適正な固定費負担と彼らの DSM 意識を喚起することが望まれる。

6-1-2. 家庭用料金

オマーンでは家庭用料金の対象となっている需要家が全体の 8 割以上に達している。したがって、事業収入の増加を目的に電気料金制度の見直しを行おうとする場合には、まずこの家庭用料金をどのように改革するかが最も重要となる。オマーンでは家庭用料金は使用量が増えるに従って料金単価が段階的に上昇する逓増料金制度を採用している。この料金制度の基本的考え方は低所得者向けに生活に必要な電力量を割安な料金で供給し、使用量の多い (所得の高い) 家庭の料金にはこれよりも高い料金とすることによって、社会階層間の格差を是正し、また多消費需要家の電力使用抑制を図ろうとするものである。

我が国の家庭用電気料金もオマーンのような逓増型段階料金になっている。現在は次のような制度となっている。第一段階の安い料金をできるのは毎月 120kWh までであるが、この数値はテレビや冷蔵庫などの生活に必要な最低限の電気機器がどのように使われているかをサンプル調査した結果をもとに設定されている。第二段階の料金は毎月 280kWh までの電力消費について適

用されている。この数値は家庭の電力消費の全国平均値をもとに設定されている。従って第三段階の料金は全国平均を超える需要について適用となる。このような料金設定をすると、より多く電気を消費する経済的に恵まれている階層が割高な料金を負担することになり、低所得者層に対する供給コストの差額を補填する形となる。

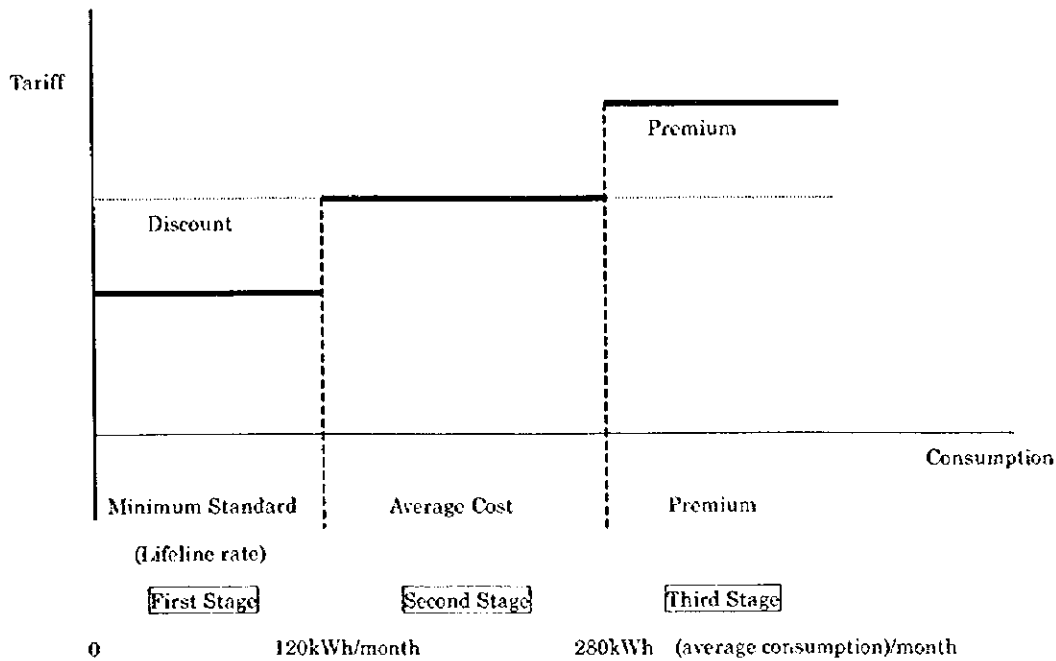


図 6-1-1 日本の家庭用電気料金

家庭用電気料金の制度改革を検討するためには、まず平均的家庭における電力消費の実態を調べる必要がある。このデータから低所得者層、中間所得者層、高所得者層についての影響や増収分を推定することができる。オマーンの場合には電力需要の季節変動が非常に大きいため、特に冷房需要が急増する夏季の需要実態について正確に把握しなければならない。

標準世帯の年間使用量とされている 12,000kWh 程度 of 家庭を選び、平均的な月ごとの需要がどのようになっているかを Muscat 系統内の需要家サンプル(約 30 戸)の使用実績データをもとに分析してみた。その毎月の使用量をモデル化したものが次の図 6-1-2 である。

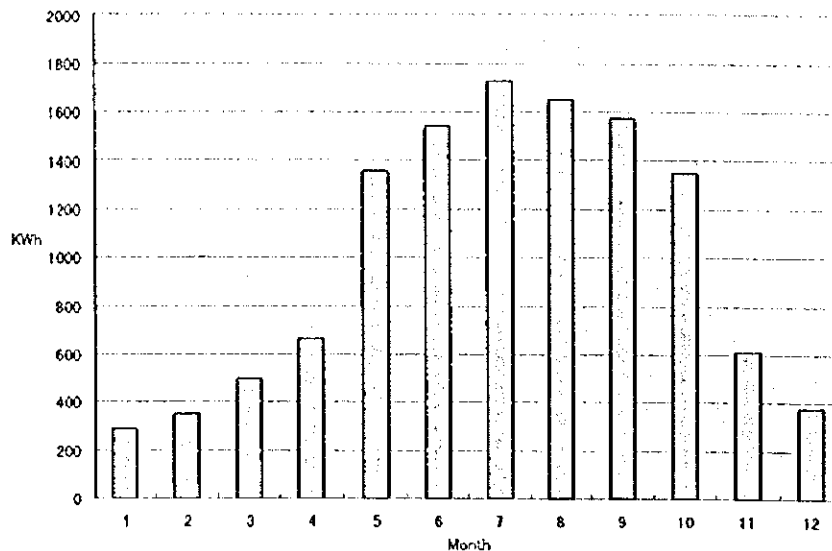


図 6-1-2 オマーン標準世帯の電力消費モデル

これからわかるように、家庭用需要については冷房をほとんど使用しない 12 月や 1 月には需要が月間 300kWh 前後であるのに対し、冷房が必要となる 5 月から 10 月にかけては 1 ヶ月当たり 1500 - 2000kWh と大幅に増加している。すなわち、冷房以外の需要である電灯、テレビ、冷蔵庫、洗濯機などによる消費量が毎月 300kWh 前後で一定であるのに対し、夏季には毎月 1000kWh 以上の冷房需要が追加されるのである。

この需要実態から見て重要なことは、標準家庭では最大需要期の夏季でも月間 2000kWh を超すことはないという点である。すなわち、標準家庭では常に割安な第 1 段階の料金が適用になっているだけでなく、比較的高所得の階層でもかなりの部分がこの割安な料金の恩恵を受けていることになる。料金の引き上げの手段としては、まずこの点を十分を踏まえ、現在の 3000kWh の区分値を引き下げることが検討課題である。また、先に述べたように電気料金の中に固定的費用に対応する Fixed charge の考え方を徐々に導入することが必要であり、このためには家庭用については電話の接続料金と同様の考え方にに基づき、毎月定額の料金を導入することが検討課題である。

以上の 2 項目が家庭用料金に関する当面の改善項目であるが、この他にも次のような問題がある。

- a. 毎月の支払額が夏季は非需要期の数倍の金額となる。標準家庭の場合には冬季の支払額は3RO程度であるが、夏季の支払いは20RO前後に上昇する。給与所得者の場合には毎月ほぼ一定の生活費であるため、夏季の電気代の負担感は大きいものと予想される。こういった事情が一部で見られる電力量計の不正改造の動機につながっていると考えられる。このような問題への対応策としては、デポジット制度の導入により、非需要期に料金を積み立て、夏季にそれを取り崩すというような制度が考えられる。オマーンの場合には電気の需要家データはコンピュータ管理されているため、このような顧客毎のデータ管理は比較的容易であろう。
- b. 年間を通して同じ区分値でよいかどうかについては議論の余地がある。電力使用抑制を目的としてこのような制度を採用しているのであれば、冬場はむしろ電力使用を喚起すべきであり、割高な料金部分は必要ないという考え方も可能である。

現在のところ、毎月の家庭用電力需要は図6-1-3に示すような分布をしているものと推定される。このなかには夏季と冬季の需要が全て含まれている。これから明らかなように3000kWhまでの中に全体の86%が入っており、この中でさらに2000kWhから3000kWhまでには全体の約16%が含まれている。今回、年間の電気使用量が12,000kWhのモデルケースを取り上げたが、その結果から、現在の3,000kWhの境界値を例えば2,000kWhに引き下げても、標準世帯にはほとんど影響がないことが明らかとなっている。

一般の住宅用需要では月間の消費量が3,000kWh以下の最も安い料金区分にほとんどの需要が集中している。したがって、この境界値を引き下げれば増収が可能である。当面の料金制度見直し策として、第一段階の区分値を2,000kWhに引き下げることが提案する。したがって、現在の区分値である3,000kWhから2,000kWhに引き下げた場合には、家庭用需要の16%に相当する520百万kWhについて料金が10Bz/kWhから15Bz/kWhに引き上げられる。例えば、月間の消費量が3,000kWhの家庭では支払額が30ROから35ROに上昇する。これによる増収は年間で2,600,000ROである。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6-1-3参照)

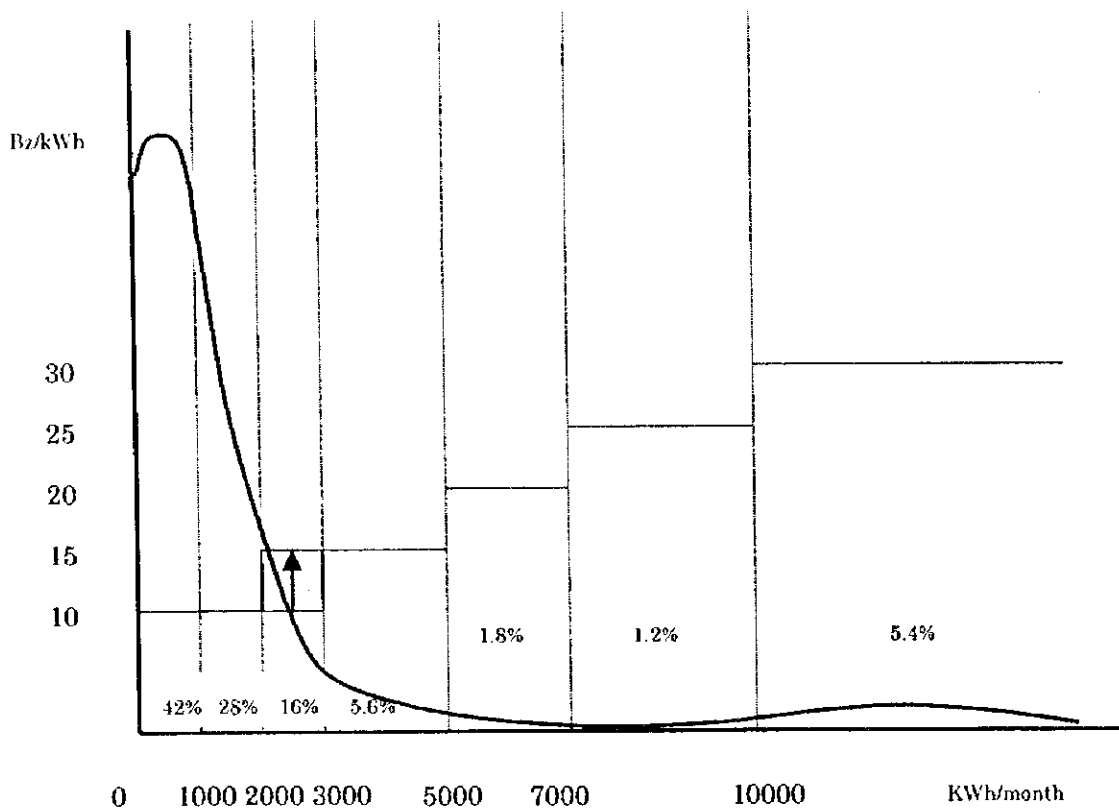


図 6-1-3 家庭用の電力需要分布と料金区分の見直し

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。このように料金制度を変えていくことで、夏と冬の料金格差も縮小していくことになる。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 6-1-3 家庭用新料金制度 (試案)

新料金		現行料金	
基本料金	1 RO/month		
従量料金			
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 超	30Bz/kWh	10000kWh 超	30Bz/kWh

この新料金案では月間使用量が 2,000-3,000kWh の部分の料金が上昇する。この部分は標準世帯以上に電気を使用している需要家であり、比較的裕福な家庭で電気料金の負担能力も高いと想定される。このような部分について最も安い第一段階料金を適用する必要はなく、本来、第二段階の料金を適用すべきである。この変更によって電気料金の増収が可能となると同時に、富裕階層の過度な消費（エアコンの使いすぎ）を一層抑制する効果も期待できる。

次の問題はこの家庭用料金の中に企業オフィスが含まれていることである。先の需要分布の図で毎月の需要量が 10,000kWh 以上の部分にかなりの需要が存在するのは、このような需要家を示している。このような需要家は家庭用とは比較にならない規模の電力を消費している。このため、消費量の大半が最も割高な 30Bz/kWh の単価の適用を受けている。特に事務所、公共施設などがこの料金の適用を受けていることはどのような理由によるのか疑問である。むしろ、こういった大口需要家については家庭用料金とは別の新しい料金制度を作ることを検討すべきである。

6-1-3. 大口需要家用料金

商業用料金や工業用料金は湾岸諸国内で相対的に割高な水準となっているため（下の表参照）、当面引き上げは困難であり、また限界費用理論から考えても家庭用料金よりも高い水準であることは好ましくなく、この逆格差をさらに拡大すべきではない。

表 6-1-4 湾岸諸国との比較（産業用電気料金） 単位 セント/kWh

バーレーン	0.030
クエイト	0.005
オマーン	0.030-0.060
カタール	0.020
サウジアラビア	0.030
UAE	0.020

大口需要家に関する当面の課題は、オフィス需要の取り扱いである。先に述べたとおり、オフィスは民間および政府関係とも、大半が家庭用料金の適用を受けているものと考えられる。このオフィス需要の特徴としては勤務時間帯、すなわち平日昼間の需要が大きいことであり、午後3時頃の最大需要の増加に直接影響してくる。このような事情から、適正な原価負担や需要抑制の観点から、ほかの需要家グループと比較しても最も割高な料金の負担はやむを得ない。しかし、家庭用料金をそのまま適用する結果、大半が最も高い 30Bz/kWh の料金を負担しており、これは工業用（平均 16Bz/kWh）、商業用(20Bz/kWh)と比べても非常に割高であり、バランスを欠いている。需要家の高負担感は非常に強いものと考えられる。早めに 25Bz/kWh 程度への引き下げを行う必要がある。ただし、この場合に注意しなければならないのはオフィス用の電気料金

が値下げとなると夏季の冷房抑制効果が薄れる心配があることである。また、当然ながら、MEWとしては減収になる。この点をよく注意しながら、時間帯別料金への誘導など時間をかけて料金改定を行っていくことが得策であろう。

6-1-4. 負荷平準化のための料金制度

(1) 時間帯別 (TOU) 料金

オマーンの夏季のピーク電力需要は午後 3 時頃と 11 時頃の 2 回発生している。このうち、3 時頃のピークがやや大きい。このような需要パターンであるため、我が国のようにピークが 1 回の場合と異なり、時間帯別料金の設定が難しい。すなわち、理論的には 1 日に 2 回のピーク料金時間帯とオフピーク料金時間帯を設定することが必要であるが、これでは利用者によっては煩雑すぎる。(図 2-1-1 参照)

負荷平準化を進めるための時間帯別料金については、どのような需要家を対象に、どのような制度で導入するかを具体的に検討する必要がある。時間帯別料金によって負荷調整ができるのは操業条件の変更や特殊な設備導入が可能な大口需要家が主体であり、一般住宅では需要時間帯の変更は難しい。したがって、まず大口需要家向けに選択制の TOU 料金を導入することが望ましい。これによって、蓄熱技術、他のエネルギーへの転換などの動きが生まれてくることが期待される。

この場合の時間帯としては制度が複雑化するのを避けるため、夏季昼間のみをピーク時間とし、それ以外はオフピーク時間帯とすることで十分であろう。夏季昼間の需要抑制だけを目的とする理由は、夏季昼間のピークが年間最大需要を形成しており、しかも家庭用需要が飽和状態にあるのに対し、昼間需要はオフィスや工場の増加によって今後ますます増加するものと予想されるからである。深夜時間帯のピークは家庭用の冷房需要が原因であり、大口需要家はこの時間帯には消費量が少ないと考えられる。したがって、大口需要家向けの TOU 料金ではこの時間帯に需要抑制しても大きな効果は期待できない。料金水準は工業用に適用されている料金(夏季 24Bz/kWh、その他季 12Bz/kWh)などとのバランスで決める必要があるが、オフピーク時間帯の料金については最大限燃料費相当まで引き下げることが可能である。現在のガスタービンによる燃料費コストが約 9Bz/kWh であるので、ロス率を考慮しても 10-11Bz/kWh の料金とすることは可能である。なお、ピーク時間の料金は 50Bz 程度に設定する必要がある。

ただし、この場合には現状の需要パターンを変えずに時間帯料金を選択して料金負担の軽減を図ろうとする需要家が出てくることが予想される。このようなケースを防止するためには、この時間帯別料金の制度への加入について事前に申し込みを出させ、需要のパターンを審査して、負荷平準化効果がなければ制度加入を認めないということにすればよい。

次にこのような大口需要家を対象とした時間帯別料金体系の試案を示す。

表 6-1-5 TOU 料金 (試案)

工業用 TOU 料金		オフィス用 TOU 料金	
新料金	現行料金	新料金	現行料金
5 月から 10 月 10am-5pm 30Bz	5 月から 8 月 24Bz	5 月から 10 月 10am-5pm 50Bz	-3000 10Bz -5000 15Bz -7000 20Bz -10000 25Bz 10000 超 30Bz
その他 10Bz	その他 12Bz	その他 10Bz	

(2) 負荷平準化のための特別契約制度の導入

通常の電気料金と TOU 料金の他に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ることを検討すべきである。こういった制度は DSM の有力な方策として多数の国で活用されている。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）大口需要家を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、電力会社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、電力会社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会社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

6-1-5. 長期限界費用の算定

長期限界費用の算定方法は 5 年ないし 10 年といった長期的な電力需要の伸びに対応する設備投資の金額を基本にして算定される。すなわち、長期の電力需要に対する設備投資の比率によって求めるもので、需要増分 (kW, kWh) に対応した新設の発電、送配電設備による固定費、可変費を求め、1kW 当たり、あるいは 1kWh 当たりのコストとして近似的に求めるのである。この場合、後年度の数値については割引率によって現在価値に換算する。本レポートで述べている投

資計画に基づき、長期限界費用の概算を行うこととし、オマーン全土の需要の伸びの見直しに対応する設備計画を仮定し、ガスタービン発電、ディーゼル発電の基準単価、設備利用率、ロス率、燃料費単価などについては、Fichtner レポートの数値を基本に一部最新データに修正して用いることとする。設備投資額については各年度の具体的な数値が必要であるが、ここでは概算を行うことから、kW 需要増加に対応した平均的な投資が毎年行われるものと想定している。

表 6-1-6 長期限界費用試算の前提条件

算定期間	2006 年まで	ガスタービン発電設備	160RO/kW
需要増加率	年率 5%	ディーゼル発電設備	250RO/kW
年負荷率	50%	送配電設備	240RO/kW
所内率	5%	割引率	8%
送配電ロス率	17%		

以上の前提をもとにオマーン全体について試算した場合、長期限界費用は 25.5Bz/kWh と算定される。これは現在の平均販売単価 15.06Bz/kWh の 1.7 倍である。このように長期限界費用が割高となる理由は、Muscat/Wadi Jizzi 系統はガスタービン発電による供給を行っているのに対し、全国の需要の約 2 割を占めるその他地域では割高なディーゼル発電による供給が依然として行われていること、設備利用率が低いため kWh 当たりに換算した設備費が割高となること、ロス率が高いことなどが挙げられる。しかし、一方ではガスタービン発電機の価格が低下傾向にあることや国際的な燃料価格の下落などから、限界費用についても低下する方向にある。

長期限界費用の水準に電気料金を設定することによって、最適な資源配分が行われるという議論が有力であり、援助機関では開発途上国に対してそのような指導を行ってきている。しかし、長期限界費用をもとに料金水準を設定することは必ずしも世界的に共通の認識であるとは言いがたい。これは限界費用で料金設定をしても総収入が総費用とバランスしないことが多いためである。オマーンでは長期限界費用に合わせて料金水準の改定を行おうとする場合には、50%以上の値上げとなり、さらに本来は家庭用需要が配電費用などのコストを負担すべきであるため、さらに料金アップが必要である。このような大幅な料金改定は政治的には不可能であると予想される。

次に時間帯別の長期限界費用を検討するが、これは将来の時間帯別料金制を導入する場合の参考資料となる。時間帯別供給コストについては需要曲線をもとに検討する必要がある。すなわち、ピーク時間帯とオフピーク時間帯に分けた場合に、それぞれの電力需要がどの程度の限界費用を負担すべきかという問題である。配分の仕方についてはいろいろな考え方が可能である。例えば、供給設備の増設分 (kW 費用) は全てピーク時間帯の需要で負担するという考え方も可能である。

しかし、これではピーク時間帯とオフピーク時間帯の差が大きくなりすぎる。したがって、増設分に対応する費用のうちオフピーク時間帯の需要増分は全ての需要家が負担し、オフピーク需要増分とピーク需要増分との差をピーク需要家が負担するという考え方を採用することとする。ピーク時間については 1 日 8 時間相当と仮定する。一方、燃料費については両時間帯の発電所運転モードを比較し、燃料費の差を計算する必要があるが、オマーンではガスタービン発電とディーゼル発電のみという単純な電源構成であり、ピーク時間帯とオフピーク時間帯の間の燃料費の差は明確でないため、この違いは無視する。

以上の前提条件から試算すると、ピーク時間帯の長期限界費用は 46.0Bz/kWh、オフピーク時間帯の 14.8Bz/kwh と算定される。

6-2. 電力量計の維持管理

オマーンでは電力ロスの値が非常に大きく、Muscat 系統では約 17%に達している。このなかで技術的に説明のつかない、いわゆるノンテクニカルロス約 6%と見込まれている。このなかには電力量計の不正改造による盗電や経年劣化による計量誤差などが含まれているものと推定される。MEW としては電力収入増加策の一環として、電力量計に関連する問題点を抽出し、適切な対策を立案する必要がある。

オマーンでは各需要家の電力量計は建物所有者の資産であり、施工時に取り付け、それを MEW の担当者が作動状態や取り付け状態を目視で確認して封印を行い使用するという方式をとっている。一度取り付けられた後は、毎月の検針時や MEW の定期巡回時に破損や異常な動きが確認された場合などは MEW が交換を命じるが、特に異常が発見されない限り新しいメーターへ交換する必要は生じない。このような慣習であることから、Muscat の旧市街地などでは 20 年以上を経たメーターが数多く使われている。これに対し、我が国では電力量計は電力会社の資産であり、計器は検定後 10 年間使用可能となっているため、9 年以上使用した場合には新たに検定した計器に取り替え、消費量計量の精度維持を図っている。

電気使用量の検針は一部の地域を除き、Oman Investment and Finance Company (OIFC)が請け負っている。各検針員ごとに担当地域が決まっており、一人あたり 750 軒程度の需要家を担当している（全国の検針員は約 800 人）。需要家は番号によって管理されており、検針時に過去何年かの記録が記載された担当者のノートと 2 年分の消費量が記入できるカード（これは電力量計のそばに保管しておく義務がある）に記入する。担当者は不密な消費実績などについては過去記録と比較し、再度訪問してその原因を探ることもある。地区ごとに検針員が固定されているため、需要家の異動などその地域の事情には詳しく、メーターの改造や電気の不正使用などの悪質な事例については長年の経験や他の需要家との比較などから、かなりの確度で発見可能である

が、一方で住民との癒着のおそれもある。

6-2-1. 自動検針システム

自動検針システムは電子通信技術の発展に伴い既に技術的には完成しており、検針員による検針が困難な場所で利用され始めている。この技術はアメリカでかなり普及しているが、その理由は国土が広く、検針員を使う場合のコストが割高であるためである。我が国でもオートロックマンションや離島、僻村など検針員がアクセスしにくい場所で一部使われているが、検針員コストが比較的安いため、今後さらに範囲が拡大するという情勢ではない。また、電子機器であるため耐久性、耐候性などについて条件があり、設置後の維持管理も大変である。

オマーンの場合における自動検針導入の動機としては、メーター不正改造の抑制と検針員の人件費コスト削減が考えられるが、不正改造対策としては基本的に全てのメーターを取り替える必要があり、コストや機器の維持管理などから事実上不可能に近い。また遠隔地などでの利用についても、人件費が安いオマーンでは経済性は生まれない。したがって自動検針システムの導入は時期尚早という結論になる。

6-2-2. 計量精度の維持

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である。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。

(1)不正改造

メーターの不正な改造の方法については MEW でもいくつかの方法を確認しているが、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プログラム開発を実施すべきである。

(2)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。その結果を以下に示す。

表 6-2-1 旧型メーターの測定結果

検定番号	メーカー/生産国	取り付け後 経過年数	誤差率(%)
1	Mitsubishi/Japan	18	-8.1
2	Ferrnti/England	20	-1.0
3	Landis&GYR/England	20	
4	Floton/England	20	-4.3
5	Landis&GYR/England	26	-12.0
6	Siemens/Germany	26	-4.5
7	Siemens/Germany	26	-1.4
8	English Electric/England	23	
9	GEC/England	21	-0.6
10	Siemens/Germany	29	-0.5

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、MEWの電気事業収入の0.6%が失われているということになる。これは年額で500,000ROに相当する。

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。MEW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、MEW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。(Annex 3-3-v)

第 7 章

最適推進プログラム

7. 最適推進プログラム

7-1. 最適 SSM 推進プログラム

オマーン国においては、近年、需要特に冷房需要の伸びが著しく、Muscat 系統、Wadi Jizzi 系統ともに深刻な供給力不足に直面している。このため、夏季ピーク時間帯を中心に負荷制限を実施せざるを得ない状況になっている。1997 年は Wadi Jizzi 系統を中心に最大 50MW、10 回程度であったが、1998 年は 5 月から 6 月にかけてほとんど毎日負荷制限を実施している模様であり、来夏への対応として、早急に供給力の確保をはかる必要がある。

このような状況のもとに、供給力サイドとして推進すべき対応策を検討した結果は、次のとおりである。

7-1-1. 当面取るべき対応策

(1) 注水によるガスタービンの出力増

水を直接ガスタービンの燃焼器に噴射することにより出力増をはかる。

質量流量でコンプレッサー入口空気量の約 2.5% の水の注入により、出力を 13% 程度増加させることが出来る。

表 7-1-1 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

1998 年のオフピーク時期に工事实施すれば、工期的には 1999 年夏季の供給力確保対策として可能である。

出力増	152 MW
投資額	7.33mil RO
<u>N P V</u>	<u>15.4mil RO</u>

(2) 電圧動揺による負荷脱落の原因究明と防止対策

夏季重負荷時に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、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。

検討結果

表 7-1-2 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

表 7-1-3 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	

投資額 0.6 mil RO

7-1-2. 中長期的な供給力確保およびコスト低減対策

(1) Muscal 系統と Wadi Jizzi 系統の連系

① 連系によるメリット

a. 運転予備力の削減

それぞれの系統で持つべき最大ユニット出力相当の運転予備力を連系により共有する事が出来るため、それだけ電源開発量を削減できる。

電源開発量の削減； 176MW (2001～2018)

b. 投資コストの削減

連系送電線建設費； 7.53 mil RO

投資コストの削減(net)； 15.29mil RO (2001～2018)

c. 燃料費の削減

連系により、Wadi Jizzi 系統は削減される運転予備力分だけより高い負荷率で運転できるため、それだけ燃料費を削減できる。

高効率運転による燃料費削減； 15.54 mil RO (2001～2018)

N P V ； 30.82 mil RO

連系による事故時系統間の応援電力授受が可能

②連系時期

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

(2) 経済的負荷配分による燃料費の低減と中央給電指令所の導入

①プラントの運転モード変更による年間燃料費の低減

今回経済的負荷配分プログラムを作成し、技術移転した。経済的負荷配分の考え方は、次のとおりである。

- a. 毎時間の需要に合わせて、高効率のベースユニット (Ghubrah PS 12, 13 および Rusail PS 4~6, 1~3) から順次並列し、出力配分
- b. これに続いて、ピークユニット (Ghubrah PS 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

夏季の代表日を選定し、実運用との比較を行った結果は、次表のとおりであり燃料費低減の経済性は 3.5% である。

表 7-1-4 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

年間の燃料費低減メリット

年間のロードカーブをもとに経済性を概算した結果、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、経済的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% 度と大きくなり年間で 7% 程度のメリットとなる。

Table 7-1-5 SSM Summary Table (Muscat/Wadi Jizzi System)

		Investment: 1000 RO												Total	
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	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	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
Total Investment	•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
		35,100	6,660	25,380	37,400	13,850	27,700	13,850	13,850	13,850	27,700	27,700	27,700	27,700	270,740

②中央給電指令所の導入

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運用が必要となる。

・導入のメリット

経済負荷配分による燃料費の低減

……・ガス燃料費の約7%低減 1.8mil RO/年

・中央給電指令所システム導入の投資額概算

……・ 4mil RO

NPV 20.9mil RO (2001-2018)

表 7-1-6 中央給電指令所の導入

	第1ステップ	第2ステップ
導入時期	Muscat, Wadi Jizzi 系統の連系時	将来時点
中央給電指令所の機能	需給運用プログラムの導入 ・経済負荷配分 ・電力潮流監視 系統盤の導入 (132KV) 自動記録	系統制御プログラムの導入 ・自動周波数調整 ・電圧無効電力制御 ・緊急制御
地方制御所の機能	地方制御所の拡充	負荷供給系統監視 (33KV) 自動記録プログラム 系統操作 自動復旧システム

(3) その他の供給力の導入

①海水揚水発電システム

- ・揚水発電プラントは、一般的には、原子力発電か大型火力と比較検討されるが、オマーンでは、安価なガスタービンと比較しなければならない。
- ・燃料代が安い。
- ・環境条件が厳しく発電所の適地がない。

ことなどから、経済性がない。

②電池電力貯蔵システム

現段階においては、

- ガスタービンの予備力代替として、燃料費節減を考慮しても経済性はない。
- システムの実績が少なく、電池の寿命の点でも信頼性が確立されていない。

ことから、至近年の導入には問題がある。しかしながら、

- ・ 電圧安定化と同時に、非常用の電源としての機能も兼ね備えることができる。
- ・ 変電所などへの分散配置が可能、また投資も分散できる。
- ・ 将来電池寿命の信頼性が得られ、コストも下がることが期待できる。

ことから、マスタープランの最終年 2010 年に 10MW、それ以降 10MW、20MW を順次導入、合計 100MW(現在のガスタービンの最大容量相当)の規模を建設する計画とする。

7-2. 最適 DSM 推進プログラム

(1) 最適 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) DSM 技術

上記の目的を達成するための技術対策として、オマーン国に適用可能と考えられるものは以下の施策である。

- ①代替エネルギー利用による電力負荷低減（ピークカット）
ガス冷房、太陽光発電
- ②電力負荷の平準化（ロードレベリング）
氷蓄熱冷房、電力貯蔵用電池、需給調整契約
- ③省エネルギー・システム導入
高効率（空調）機器の利用、建物の断熱化、コ・ジェネレーション・システム

(3) 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、
・ 技術的成熟度が高く、近年外国でも普及しつつある技術
オマーン国においては豊富な、そして環境に優しい天然ガスや太陽光利用に関する技術の適用について、主として以下の調査検討を行った。

- 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

これらの技術については、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。また、DSM の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。

(4) ガス冷房、およびコ・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。なお、このために必要なガス供給に関する工事費用は以下の通りである。

- ・高圧ガスパイプライン分岐取り出しステーションから Royal Hospital までのガス管建設：60,000 RO（Royal Hospital 予算）
- ・高圧ガスパイプライン分岐取り出しステーション建設：1,500,000 RO～ 1,900,000 RO（MOG 予算）

(5) 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。

経済評価の結果からは、ピークカット運転に伴う消費電力減少（kW）に対し、ガスタービン単体の kW 当たりの建設単価報酬金として支給する場合（ケース 1）と、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）の二つのケースについて検討したが、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。

このように、氷蓄熱冷房システムが経済性に乗りにくい原因としては、夏のピーク時に対するオフピーク時の割合が約 68%であり、それほど大きくないこと。また、ピーク時もオフピーク時も毎日各 2 回発生し、複雑な負荷変動をしており、氷をつくるための氷蓄熱運転が非常に限定されることなどがあげられる。ケース 2 の TOU 料金制度を導入する場合の検討では氷蓄熱運転時間を 8 時間として計画したが、運転管理上も相当の工夫が必要である。さらに、ガスタービン発電所の建設費が kW 当たり 160RO と安価であり、同様に電気料金も安価であるので、設備費が割高となる氷蓄熱冷房システムの普及のための施策も非常に限定される。

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によって改めて実施計画を再検討することが望ましい。

(6) 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ピ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 の水準では、電気料金との比較では投資回収できないが、遠隔地の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。このため、国全体としては代替エネルギーとしてその開発について真剣に検討すべきであろう。当面は、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

太陽光発電システムの現状の建設費レベルでは、コストと電気料金節減のベネフィットとの乖離が大きく経済的でない。従って、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、省エネルギーを目的とした、既電化地域への普及は将来の経済性が成り立つ時期に計画する。

(7) 最適 DSM 推進プログラムの推進体制

最適 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べきであるが、現在のように電力と天然ガスの担当省庁が異なるなど、オマーン政府全体として、総合的に DSM する体制が整備されていない。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ための専門組織を設立することが望ましい。さらにこの組織を軸に関係各省庁が連携して DSM の推進を図っていくことが重要である。

第 8 章
政策提言

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增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、運搬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ー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。

第 9 章

電力解析プログラム

9. 電力解析プログラム

9-1. 技術移転の概要

電力需給の合理化に有用なコンピュータプログラムの技術移転については現地の電力設備計画の作成に直接利用可能なものであり、カウンターパート側の裨益効果は非常に大きいものと考えられる。そこで、電力需給に関連する諸問題の解決に即利用可能な潮流計算、故障計算、需給運用の3種類のプログラムについて技術移転を行った。

移転作業としては、国内で先方のコンピュータシステムに合うような形でプログラム、入力データ、取り扱い説明書等を作成し、現地にてプログラムのインストールおよび操作方法の指導を行うとともに先方からの要望に合わせてプログラムの改良・機能追加を行った。以下に技術移転の概要を示す。

(1) 移転プログラム

① 潮流計算プログラム

電力系統内の潮流・電圧などを分析し、変電所設備や送電線の計画に必要なデータを提供するプログラム。

② 故障計算プログラム

事故時の電流・電圧などの分析を行うプログラム。系統規模が大きくなった場合には系統運用に不可欠なデータである。

③ 需給運用プログラム

経済的な発電設備の運用パターンを決定するためのプログラム。

(2) 事前の国内作業

① 潮流計算プログラム

- ・ 解析プログラム（英語版）作成
- ・ 取り扱い説明書（英語版）作成
- ・ プログラムインストール手順書（英語版）作成
- ・ 電力系統（Muscat, Wadi Jizzi）データ作成

② 故障計算プログラム

- ・ 解析プログラム（英語版）作成
- ・ 取り扱い説明書（英語版）作成
- ・ プログラムインストール手順書（英語版）作成
- ・ 解析用サンプルデータ作成

③需給運用プログラム

- ・発電設備の最適運用パターンおよびコスト計算プログラム作成
(実績運転パターンのコスト計算も可能)

(3)プログラム移転先

- | | |
|--------------------------------------|--------------------------------|
| a. Ministry of Electricity and Water | Transmission & Control Section |
| b. " | Planning Section |
| c. " | Control Center |

(4)現地作業

①潮流計算プログラム

- ・解析プログラムの入出力データの形式および使用方法を説明
- ・MusannaSSのPVカーブの作成方法を例に活用方法を指導

②故障計算プログラム

- ・解析プログラムの入出力データの形式および使用方法を説明
- ・サンプルデータを使用し活用方法を指導

③需給運用プログラム

- ・最適運用および実績運用時のコストの計算方法を説明
- ・最適運用パターン決定のアルゴリズムを説明
- ・プログラムの精度検証
- ・コントロールセンターからの要望により以下の通りプログラムを改良
 - a. 気温により発電設備の出力が変わるため、気温を指定できるように改良
 - b. 発電設備の最低出力を定格出力の40%に変更
 - c. 発電設備の1日の起動停止回数を1回に制限
 - d. 発電設備の最低停止時間を任意に指定できるように改良
 - e. 発電設備の並列順序を発電所固有の条件に変更
 - f. 将来の発電設備の増設に対応できるように改良
 - g. 需要予測機能を追加



写真 9-1-1 技術移転の様子

9-2. 潮流計算プログラム

9-2-1. 潮流計算の用途

数多くの発電所で発電された電力は、送電線、変電所、配電線などを介して需要家に供給されている。これら一連のプロセスをつかさどるシステムを電力系統といい、各送電線や変圧器に流れる電力潮流や、各地点の電圧を求めることを潮流計算という。潮流計算は現在の系統において負荷や発電電力、送電線の運用状況などに変化があった場合に電力系統の運用方法を検討したり、将来の系統における新しい発電所、送電線、変電所などの計画をたてる場合に必要である。

9-2-2. 潮流計算の入出力データ

電力潮流計算を行うためには次のようなデータが必要である。

発電機や変圧器、送電線、負荷などの電力設備がどのように接続されているかを表す系統図。系統図は変圧器や送電線の接続状況を示す「ブランチ」と変電所ブスなどのブランチの接続点を示す「ノード」から構成され、各々の要素は番号で管理される。

送電線や変圧器のインピーダンスやアドミタンス、タップ比などを表す機器定数表。単位としては基準容量に対する単位法 (pu 値) が用いられることが多い。

発電機の出力や目標電圧、負荷の有効・無効電力、調相設備の無効電力などの系統の運用条件を与えるデータ。

潮流計算に限らず解析を行うための基礎データは解析結果の信頼性を確保する上でも非常に重要であるので、正確なデータを一元的に管理しておくことが望ましい。

潮流計算を行うことにより送電線や変圧器を流れる有効・無効電力、および負荷の有効・無効電

力、電圧の値・位相角のほか、系統全体の送電損失などが得られる。潮流計算の入力データと出力データの例を表 9-2-1 に示す。例えば、発電所ブスでは発電機の有効電力と電圧の値を入力することで、無効電力と電圧の位相角が求まる。

表 9-2-1 潮流計算の入出力データ

	入力データ	出力データ
発電所ブス	<ul style="list-style-type: none"> ・有効電力 ・電圧の値 	<ul style="list-style-type: none"> ・無効電力 ・電圧の位相角
変電所（負荷）ブス	<ul style="list-style-type: none"> ・有効電力 ・無効電力 	<ul style="list-style-type: none"> ・電圧の振幅 ・電圧の位相角
送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・系統図 ・インピーダンス ・変圧器のタップ比 など 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効電力潮流 ・無効電力潮流 ・送電電流 ・送電損失

9-2-3. 潮流計算の流れ

前節で説明した入力データがそろえば図 9-2-1 のフローに従って潮流計算を行うことができる。

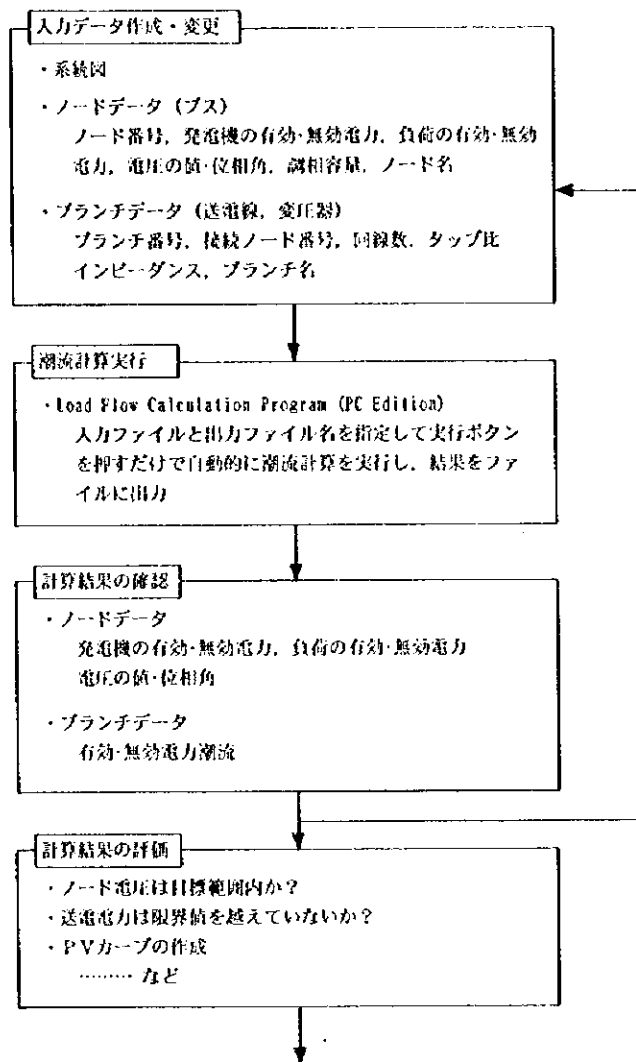


図 9-2-1 潮流計算のフローチャート

ここでは、Muscat 系統における電圧対策の検討を一例に潮流計算の手順について簡単に説明する。まず、発電機や変電所バス、負荷、送電線、変圧器などの構成を示す系統図を作成する（図 9-2-2）。ここで、系統図中の全ての構成要素には重複しないように番号を付けておく。

次に系統図と機器定数表から電力系統データ、即ち潮流計算プログラムへの入力データを作成する（図 9-2-3）。入力データは前半部がノードデータ、後半部がブランチデータとなっており、それぞれの要素は系統図を作成するときに与えた番号を使って区別される。ノードデータとしては発電機の有効・無効電力、負荷の有効・無効電力、電圧、調相容量などを入力し、ブランチデータとしては送電線や変圧器のインピーダンス、タップ比などを入力する。図 9-2-3 の例では Musanna の 33kV バスに 20MVA の SC を接続している。

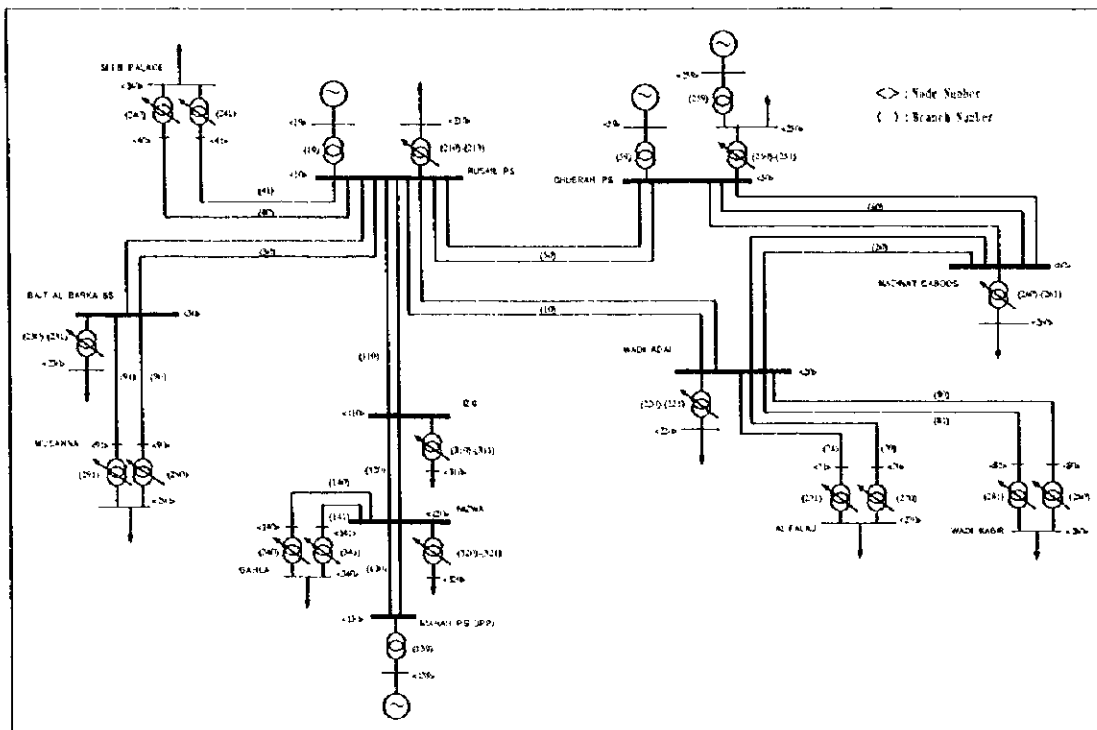


図 9-2-2 Muscat 系統の系統図

入力データが完成すると、次に潮流計算プログラムを実行する。潮流計算プログラムはマイクロソフトのウィンドウズ上で動作し、マウスを使って入力ファイル名と出力ファイル名を指定して実行ボタンを押すと自動的に潮流計算を実行し、結果が出力ファイルに書き込まれるようになっている。

出力ファイルには全ノードの電圧の値と位相角、全ブランチの有効電力と無効電力の潮流などが出力される (図 9-2-4)。これらの値を見て、ノード電圧が目標範囲内に収まっているか、送電電力が過剰になっていないかなどを評価することができる。この例では Musanna の 132kV ブスの電圧は 0.926pu となっており、目標下限を 0.95pu とすると 2.5%程度低くなっている。

そこで、Musanna の 33kV の SC 容量を 40MVA に変更して潮流計算を実行すると、Musanna の 132kV ブスの電圧は 0.948pu となる (図 9-2-5)。このことから、Musanna の 132kV の電圧を目標範囲内に収めるためには、33kV ブスに 40MVA 以上の SC を設置する必要があることが分かる。このように条件を変えながら潮流計算を繰り返し実行することで PV カーブを描くことができる (図 9-2-6)。PV カーブからは負荷が増加したときの電圧低下量や、電圧を維持するために必要な SC の容量などを即座に読みとることができ、設備の運用や将来計画の作成に利用することができる。

ELECTRIC POWER SYSTEM OF WUSCAT AREA (Rusail: 1.0pu)										
Number	From	To	Capacity	From	To	Capacity	From	To	Capacity	Name
20	10	20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	RUSAIL
30	10	30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	WADI ADAT
40	10	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	BARNA
41	30	41	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	SEEB 1
42	30	42	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	SEEB 2
50	30	50	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	GH BRAH
60	30	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	MADINAT QAB
70	30	70	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	AL FALAJ 1
71	30	71	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	AL FALAJ 2
80	30	80	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	WADI KABIR 1
81	30	81	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	WADI KABIR 2
90	30	90	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	MUSANNA 1
91	30	91	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	MUSANNA 2
110	30	110	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	IZKI
120	30	120	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	NIZNA
130	30	130	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	MANAH
140	30	140	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	BAHJA 1
141	30	141	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	BAHJA 2
210	30	210	0.0	131.0	80.0	0.0	0.0	0.0	0.0	RUSAIL 33
220	30	220	0.0	139.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	WADI ADAT 33
230	30	230	0.0	86.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	AL BARNA 33
240	30	240	0.0	102.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	SEEB 33
250	30	250	0.0	99.0	47.0	0.0	0.0	0.0	0.0	GH BRA 33
260	30	260	0.0	132.0	80.0	0.0	0.0	0.0	0.0	MADINAT 33
270	30	270	0.0	115.0	70.0	0.0	0.0	0.0	0.0	AL FALAJ 33
280	30	280	0.0	105.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	WADI KAB 33
290	30	290	0.0	157.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	MUSANNA 33
310	30	310	0.0	20.0	44.0	8.0	0.0	0.0	0.0	IZKI 33
320	30	320	0.0	0.0	22.0	25.0	0.0	0.0	0.0	NIZNA 33
340	30	340	0.0	0.0	30.0	18.0	0.0	0.0	0.0	BAHJA 33
19	2	528.0	519.0	0.0	0.0	1.02000	RUSAIL G			
139	1	96.0	70.0	0.0	0.0	1.02500	MANAH G			
59	2	463.0	408.0	0.0	0.0	1.00500	GH B13 G			
259	2	18.0	54.0	0.0	0.0	1.00500	GH B2 G			
90999	From To	Capacity	From To	Capacity	From To	Capacity	Name			
10	10	30	1	0.0	0.19570	0.21970	0.00150	RUSAIL ADAT		
30	10	30	2	0.0	0.05870	0.41650	0.00080	RUSAIL BARNA		
40	10	40	1	1.0	0.13620	0.39700	0.00040	RUSAIL SEEB1		
41	10	41	1	1.0	0.13620	0.39700	0.00040	RUSAIL SEEB2		
50	10	50	2	1.0	0.26410	0.79390	0.00080	RUSAIL GH B		
60	30	60	3	1.0	0.01530	0.10830	0.00020	GH B WADI		
70	30	70	2	1.0	0.01880	0.13330	0.00020	WADI ADAT		
71	30	71	1	1.0	0.00660	0.04660	0.00010	ADAT FALAJ1		
80	30	80	1	1.0	0.00660	0.04660	0.00010	ADAT FALAJ2		
81	30	81	1	1.0	0.03760	0.18480	0.00020	ADAT KABIR1		
90	30	90	1	1.0	0.03760	0.18480	0.00020	ADAT KABIR2		
91	30	91	1	1.0	0.12210	0.86630	0.00180	BARNA MUSANNA		
110	10	110	2	1.0	0.12210	0.86630	0.00180	BARNA MUSANNA		
120	110	120	2	1.0	0.23500	1.49770	0.00320	RUSAIL IZKI		
130	120	130	3	1.0	0.07890	0.48400	0.00100	IZKI NIZNA		
140	120	140	1	1.0	0.05060	0.31550	0.00070	NIZNA MANAH		
141	120	141	1	1.0	0.15910	0.72350	0.00080	NIZNA BAHJA1		
142	120	142	1	1.0	0.15910	0.72350	0.00080	NIZNA BAHJA2		
210	19	210	1	0.90	0.0	2.33330	0.0	RUSAIL 1		
211	19	210	1	0.90	0.0	2.33330	0.0	RUSAIL 2		
212	19	210	1	0.90	0.0	2.33330	0.0	RUSAIL 3		
213	19	210	1	0.90	0.0	2.33330	0.0	RUSAIL 4		
250	50	250	1	0.95	0.0	3.14250	0.0	GH BRA 1		
251	50	250	1	0.95	0.0	3.14250	0.0	GH BRA 2		
270	70	270	1	0.85	0.0	1.56800	0.0	AL FALAJ 1		
271	71	270	1	0.85	0.0	1.56800	0.0	AL FALAJ 2		
280	80	280	1	0.85	0.0	1.45000	0.0	WADI KABIR 1		
281	81	280	1	0.85	0.0	1.45000	0.0	WADI KABIR 2		
220	20	220	1	0.85	0.0	1.43200	0.0	WADI ADAT 1		
221	20	220	1	0.85	0.0	1.43200	0.0	WADI ADAT 2		
260	60	260	1	0.90	0.0	1.39200	0.0	MADINAT 1		
261	60	260	1	0.90	0.0	1.39200	0.0	MADINAT 2		
240	40	240	1	0.85	0.0	2.67460	0.0	SEEB 1		
241	41	240	1	0.85	0.0	2.67460	0.0	SEEB 2		
230	30	230	1	0.90	0.0	1.29600	0.0	AL BARNA 1		
231	30	230	1	0.90	0.0	1.29600	0.0	AL BARNA 2		
290	90	290	1	0.85	0.0	1.35200	0.0	MUSANNA 1		
291	91	290	1	0.85	0.0	1.35200	0.0	MUSANNA 2		
310	110	310	1	0.95	0.0	2.50000	0.0	IZKI 1		
311	110	310	1	0.95	0.0	2.50000	0.0	IZKI 2		
320	120	320	1	0.95	0.0	2.53970	0.0	NIZNA 1		
321	120	320	1	0.95	0.0	2.53970	0.0	NIZNA 2		
310	140	310	1	0.95	0.0	2.50000	0.0	BAHJA 1		
311	141	310	1	0.95	0.0	2.50000	0.0	BAHJA 2		
59	50	59	1	1.0	0.0	0.12850	0.0	GH B13 G		
259	250	259	1	1.0	0.0	1.11730	0.0	GH B2 G		
19	10	19	1	1.0	0.0	0.13920	0.0	RUSAIL G		
139	130	139	1	1.0	0.0	0.95240	0.0	MANAH G		

図 9-2-3 潮流計算プログラムの入力データ

290	3	0.	0	157.0	60.0	0.	MUSANNA 33
			-40.0				

(a) 入力データ

90	MUSANNA 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91751	-13.51	90
----	-----------	------	------	------	------	------	------	---------	--------	----

(b) 出力データ

図9-2-5 SC容量変更後の入出力データ

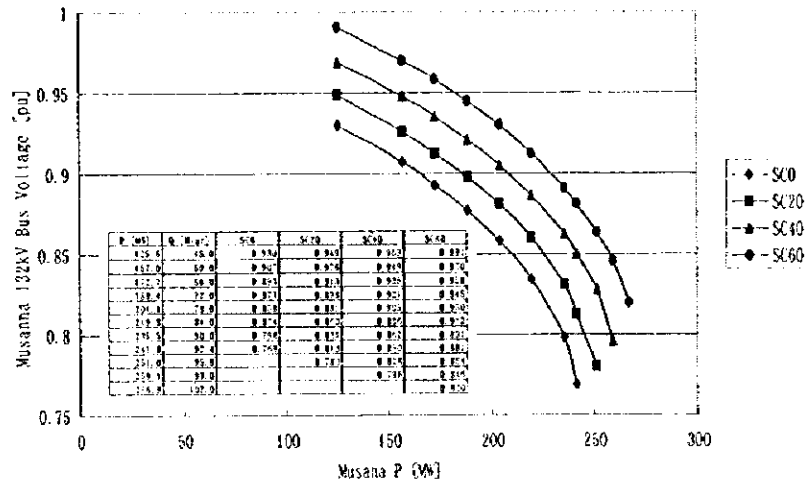


図9-2-6 PVカーブ

9-3. 故障計算プログラム

9-3-1. 故障計算の用途

故障計算は送電線や発電所、変電所において1線地絡や線間短絡などの各種の故障が発生したとき、故障点および系統各部の電圧、電流を求めるものである。故障計算により得られた電圧・電流値はしゃ断器のしゃ断容量、送電線や変圧器の過電圧・過電流、近接通信線への誘導電圧などの検討に幅広く用いられている。

9-3-2. 故障計算の入出力データ

入力データは潮流計算とよく似ているが、故障計算では不平衡故障も対象とするため、線路定数などのインピーダンスは対称成分の値として入力する必要がある。また、解析目的に応じて線路間の相互誘導インピーダンスなども考慮することができるようになっている。当然のことであるが、故障箇所や故障の種別についても詳細に入力しなければならない。故障計算を行うことで、故障点の電圧・電流のほか系統各部の電圧・電流の値や位相角を得ることができる。

9-3-3. 故障計算の流れ

故障計算の手順についても潮流計算と同様で、入力データの作成・変更→故障計算の実行→計算結果の確認・評価となっており、必要に応じて条件を変更しながら繰り返し計算が行われる（図9-3-1）。

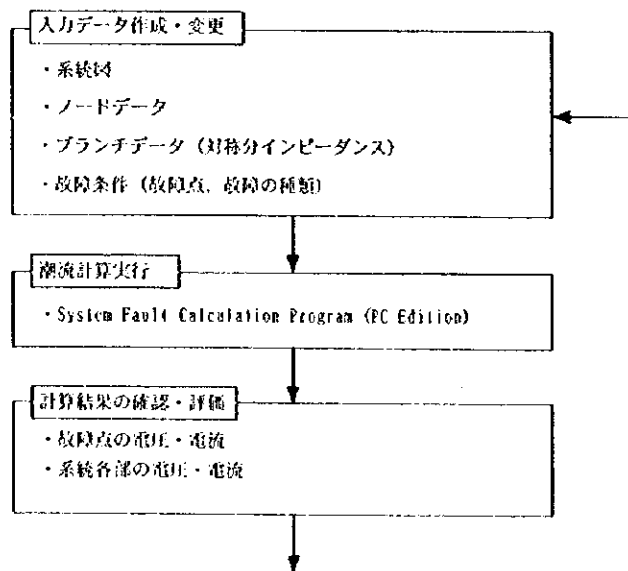


図 9-3-1 故障計算のフローチャート

9-4. 需給運用プログラム

9-4-1. 経済運用とは

時々刻々変動する電力需要に合わせて数多くの発電設備の出力分担を適切にし、年間の燃料費が最小となるように運用することを経済運用という。このとき発電設備に固有の発電単価や起動停止のためのコスト、その他の制約条件を考慮し、トータルコストが最小になるように発電設備の並列台数や各発電設備の出力を決めることを経済負荷配分という。

9-4-2. 経済運用に関わる要因

(1) 発電設備の燃料費

発電設備の燃料費は使用する燃料の種類や発電設備の型式などにより大きく違っている。また、発電設備は定格出力の時に最も効率よく運転することができるように設計されており、出力が少なくなるほど効率は低下する。図9-4-1にオマーン国で使用されている代表的なガスタービン発電設備の出力と燃料費の関係を示す。燃料費は定格出力の時を1とすると、70%出力では約1.12、50%出力では1.25と出力が小さくなるほど指数関数的に増加する特性を持っている。従って、発電設備は部分負荷で運転するよりもできるだけ定格負荷で運転する方が燃料費を節約することができる。一般に、効率の良い発電設備はベース用として常時定格運転し、効率の悪い発電設備はピーク用として需要の多い時間帯のみ運転することで燃料費の低減が図られる。

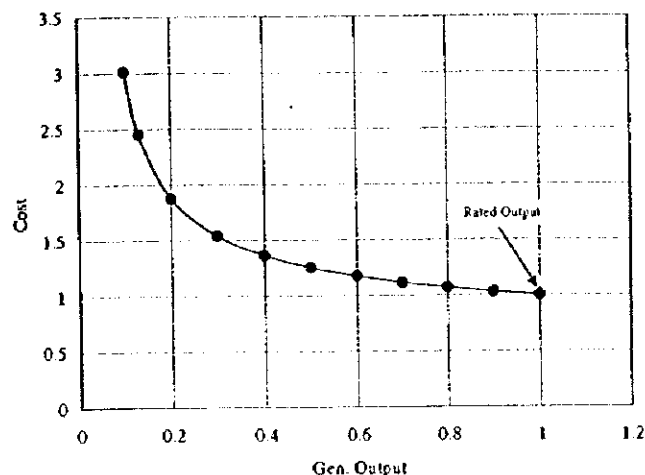


図9-4-1 発電設備の出力と燃料費の関係

(2) 運転予備力

常時変動している電力需要の想定にはある程度の誤差が含まれている。また、発電設備の故障が発生した場合にでも電力を安定して供給できるよう、想定需要よりも大きな供給力をあらかじめ確保しておく必要がある。この供給力と需要との差を運転予備力といい、部分負荷

運転中の発電設備の余力などを利用して即座に出力を増加することができるような予備力を確保しておかなければならない。但し、同時に多くの発電設備が運転できなくなるようなことは非常に希で、運転予備力を大きくとるとそれだけコストが増大するため、オマーン国においては通常最大並列発電設備 1 台分の運転予備力が確保されている。

(3) 発電設備の起動停止

一度停止した発電設備を再起動させるためには余分な燃料を必要とするので、停止から再起動までの時間が短いと連続運転に比べてコストが増加する場合がある。

発電設備の起動停止には寿命消費を伴うため、寿命消費を考えて 1 日あたりの起動停止の回数を決める必要がある。

9-4-3. 経済負荷配分

図 9-4-2 に発電設備の経済負荷配分のフローチャートを示す。まず、24 時間のロードカーブ、並列可能な発電設備とその定格出力および燃料効率、外気温度、発電設備の最低停止時間などの計算条件を設定する。なお、発電設備の最大出力は季節の違いなどにより外気温度が変わるとそれに比例して変化するため、温度に応じた値に補正しておく必要がある (図 9-4-3)。

次に並列する必要がある発電設備を選択する。並列発電設備は効率の高いものから順に選択し、選択した発電設備の出力の合計が必要+運転予備力を越えるまで繰り返す。ここで、運転予備力は選択した中で最大の発電設備の出力とする。この計算を繰り返し行うことで 24 時間分の時間ごとの並列発電設備が決まる。

次に発電設備ごとの起動停止状況を調べ、起動停止が 2 回以上の場合には 2 回目以降の起動停止は行わず運転を継続させる。また、停止させる発電設備の停止時間が最初に指定した最低時間より短い場合にも運転を継続し、起動停止による発電設備の寿命消費とコストの増加を抑える。

並列する発電設備が決まれば、最後に発電設備ごとの出力を決定する。発電設備の出力は図 9-4-4 に示すように効率の高い発電設備から順に 100% で運転し、効率の低い発電設備は最低出力 40% で運転する。そして発電設備の出力の合計が必要に一致するように中間の発電設備で調整を行う。

なお、実際の計算では、まず全ての発電設備を定格の 40% で運転し、次に効率の高い発電設備から順に出力を増加させることで需給のバランスをとっている。このようにして、発電設備の経済的な負荷配分が決定されるが、

- ・ 発電設備の起動停止の回数が 1 日 1 回まで
- ・ 発電設備の最低出力が定格の 40%

の 2 つの制約条件については先方からの要望に合わせて設定したものである。

発電設備ごとの出力が決まれば、燃料費効率や燃料費単価などからトータルの燃料費を計算することができる。

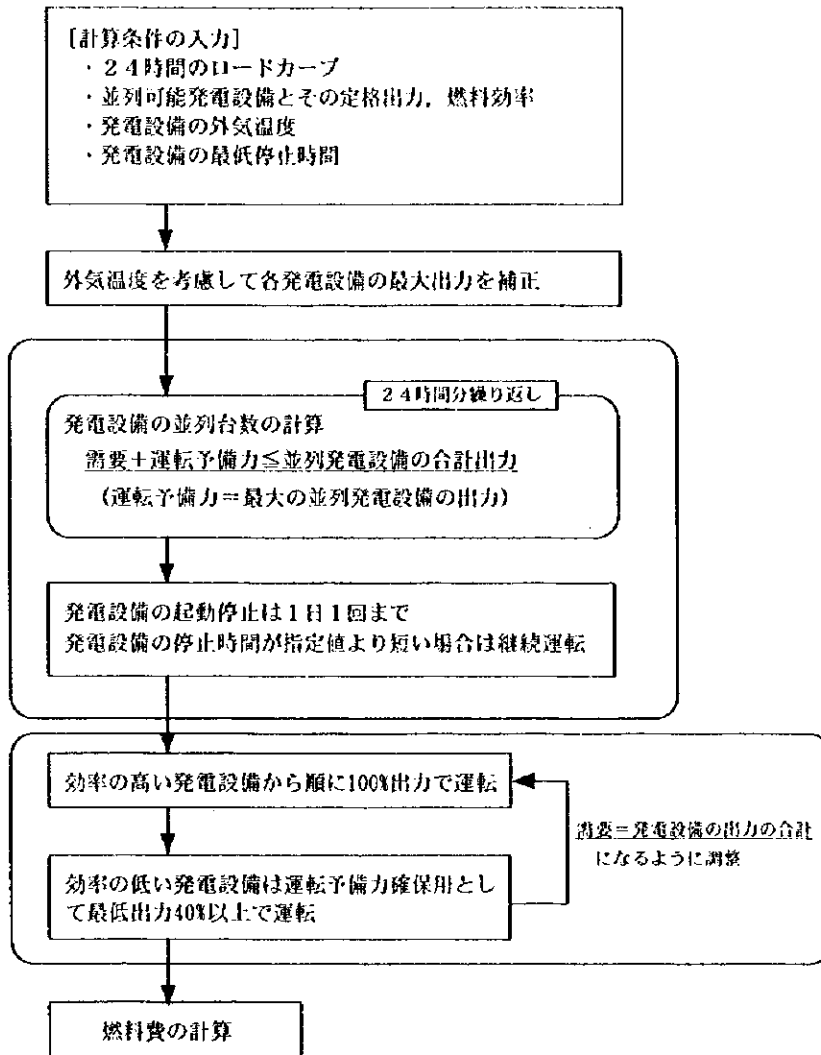


図 9-4-2 発電設備の経済負荷配分のフローチャート

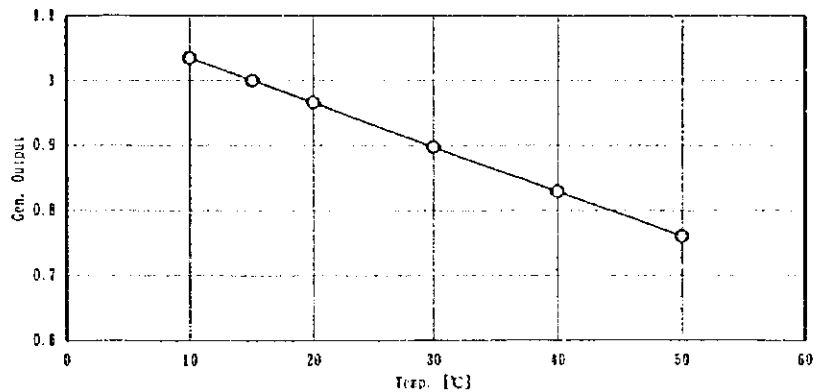


図 9-4-3 発電設備の外気温度と最大出力の関係

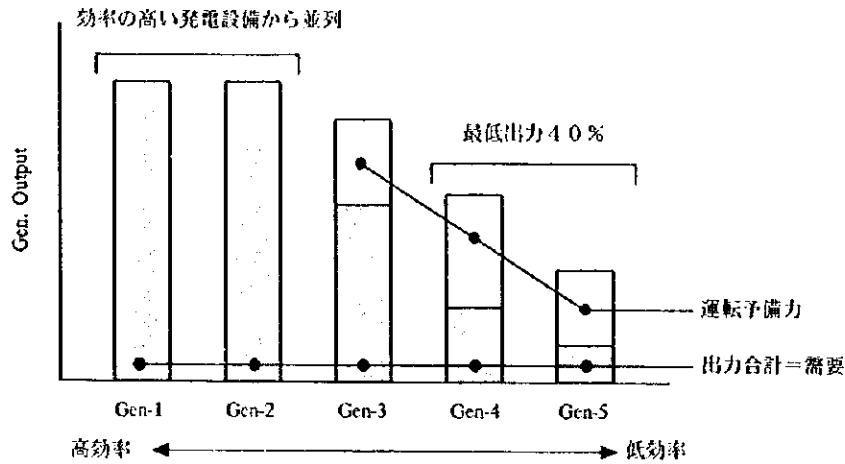


図 9-4-4 発電設備の負荷配分

9-4-4. 需要予測

発電設備の運転計画を立てるためには 24 時間の需要を予測する必要がある。毎日の電力需要は曜日、天候、気温、湿度などに応じて大きく変化するため、一般的には過去の実績値にこれらの要因を加味して需要が予測される。ところが、気象要因をどのように考慮するかについてはその地域における長年の実績データの蓄積と分析から得られる多くのノウハウが必要であり、精度の高いモデルを作ることは容易ではない。

そこで最も基本的な需要予測のフローチャートを図 9-4-5 に示す。まず、予測日の日付とその日の需要のピークの予測値を入力する。ここで、ピークの予測値は気象等の要因を考慮して決められる。次に参照日として、前年、前週、前日などのうち最適と思われる日を選び、予め入力しておいた実績値のデータベースから参照日の需要カーブを取り出す。最後に参照日の需要カーブのピーク値が予測日のピークの予測値に一致するように需要カーブ全体を補正すれば予測日の需要カーブが求まる。図 9-4-6 に需要予測の一例を示す。これは比較的簡便でわかり易く、現実的な手法であり、現在オマーンで毎日運用している予測精度を十分満足できるものである。

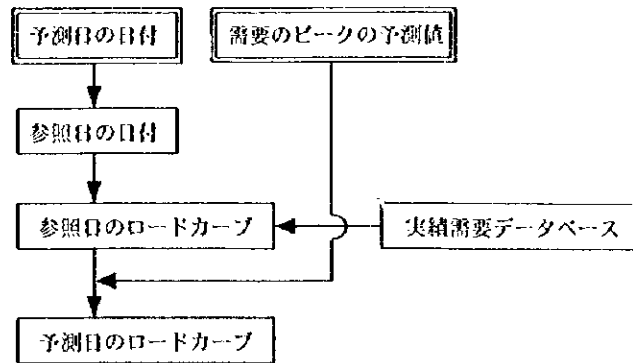


図 9-4-5 需要予測のフローチャート

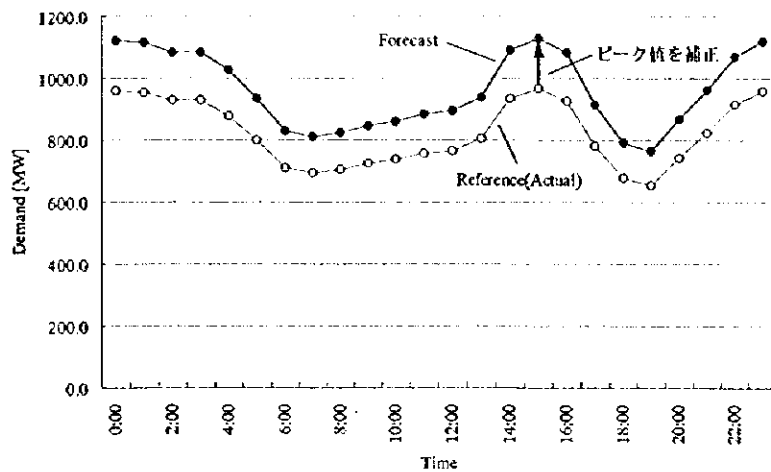


図 9-4-6 需要予測の例

9-4-5. 需給運用プログラムの計算手順

需給運用プログラムの計算フローチャートを図 9-4-7 に示す。需給運用プログラムは需要予測プログラムと経済負荷配分プログラムを組み合わせたもので、予測日の日付と需要のピーク予測値、並列可能発電設備の 3 項目を入力すれば需要カーブ、発電設備ごとの負荷配分、コストなどを自動的に計算し、表とグラフを使って視覚的に計算結果が表示される仕組みになっている。なお、自動計算では十分な結果が得られない場合には、需要予測の参照日や 24 時間の需要カーブ、外気温、運転予備力などを個別に変更することも可能である。また、発電設備の負荷配分を全て入力すれば実績運転時のコストを計算することもできるようになっている。図 9-4-8 に需給運用

プログラムの画面構成と計算例を示す。

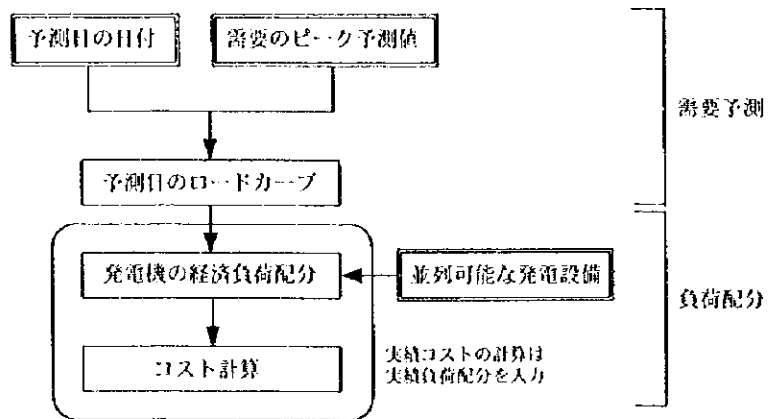


図9-4-7 需給運用プログラムの計算フローチャート

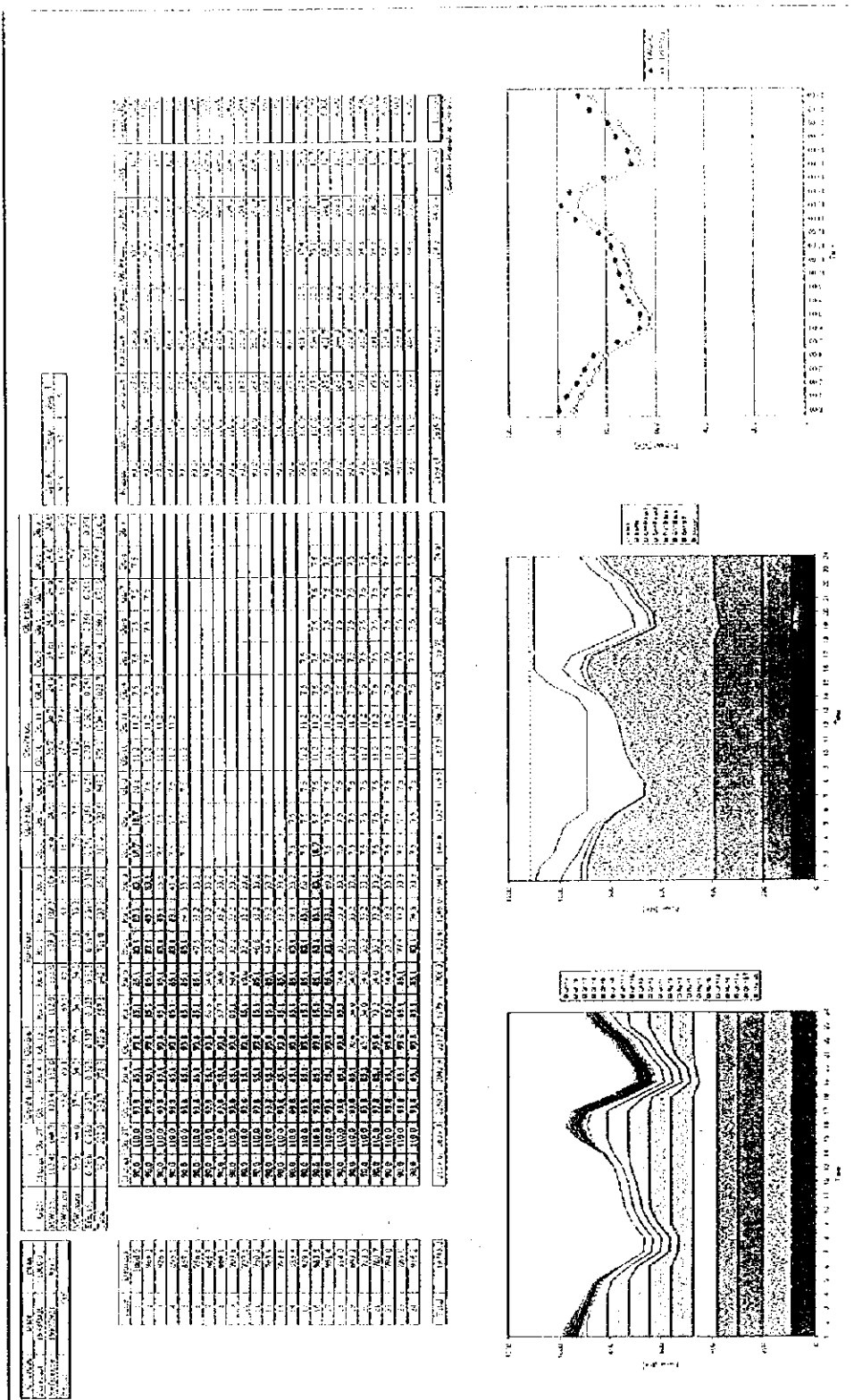


図9-4-8 需給運用プログラムの計算例

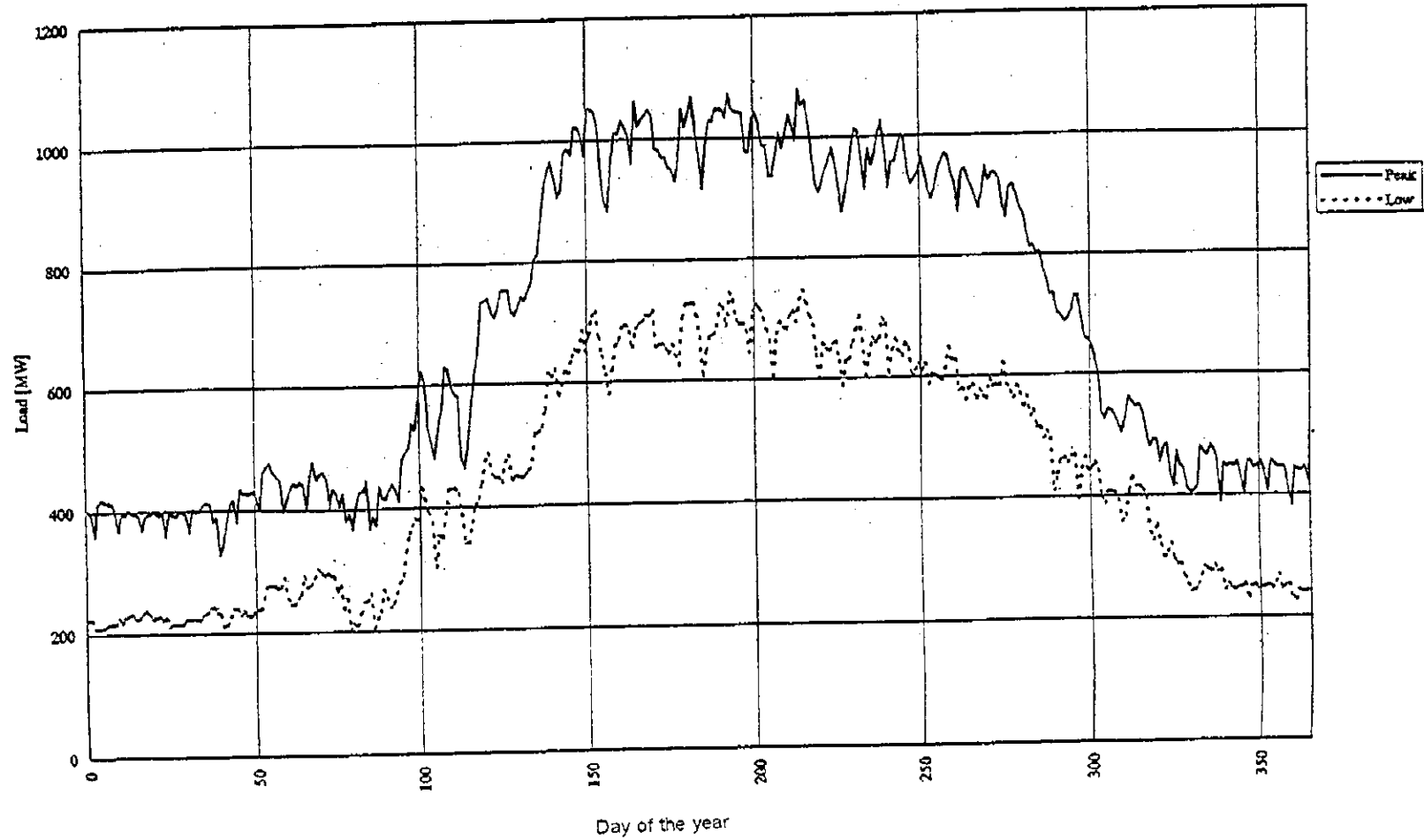
LIST OF ANNEXES

Annex 2-1-a	Daily Peak and Low Load in MW 1997 Muscat System
Annex 2-1-b	Daily Peak and Low Load in MW 1994 Wadi Jizzi System
Annex 2-2-a	Muscat System Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning
Annex 2-2-b	Wadi Jizzi System Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning
Annex 2-2-c	Diversity of Muscat & Wadi Jizzi System(1996)
Annex 2-2-d	Interconnection Case Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning
Annex 2-2-d(2)	Difference of Generation Expansion By Interconnection (Muscat & Wadi Jizzi System)
Annex 2-2-d(3)	Saving Investment Cost of Generation Expansion by Interconnection (1998 ~ 2010)
Annex 2-2-e	Saved Fuel Cost for 10 Years(2001 ~ 2010)
Annex 2-2-f	Interconnection Case Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning(2010-2020)
Annex 2-2-g	Muscat System Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning(2010-2020)
Annex 2-2-h	Wadi Jizzi System Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning(2010-2020)
Annex 3-3-a	Production Cost at Consumer End, 1997
Annex 3-3-b	Unit Cost Consumer End, 1997
Annex 3-3-c	Unit Cost at Exported from Power Station, 1997
Annex 3-3-d	Integral Investment Program(1999 – 2010)
Annex 3-3-e	Preliminary Income Statement, Northern Oman Electricity Grid(Excluding Manah) in RO1000 (Muscat System + Wadi Jizzi System)
Annex 3-3-f	Preliminary Income Statement, Northern Oman Electricity Grid(Excluding Manah) in RO1000 (Muscat System + Wadi Jizzi System)
Annex 3-3-g	Income Statement, Northern Oman Electricity Grid(Excluding Manah) in RO1000 (Muscat System + Wadi Jizzi System + Barka System)
Annex 3-3-h	Income Statement, Northern Oman Electricity Grid(Excluding Manah) in RO1000 (Muscat System + Wadi Jizzi System + Barka System)
Annex 3-3-i	Cash Flow Analysis – Interconnection between Muscat System and Wadi Jizzi System
Annex 3-3-j	Cash Flow Analysis – Central Load Dispatching Center
Annex 3-3-k	Cash Flow Analysis – Water Injection Project – Ghubrah
Annex 3-3-l	Cash Flow Analysis – Water Injection Project – Rusayl
Annex 3-3-m	Cash Flow Analysis – Water Injection Project – Wadi Jizzi
Annex 3-3-n	Cash Flow Analysis – Inlet Air Cooling -- Rusayl
Annex 3-3-o	Cash Flow Analysis – Pumped Storage Plant
Annex 3-3-p	Cash Flow Analysis – Battery Energy Storage System
Annex 3-3-q	Cash Flow Analysis – Gas Cooling System – Royal Hospital
Annex 3-3-r	Cash Flow Analysis – Gas Cooling System – Al Falaj Hotel
Annex 3-3-s	Cash Flow Analysis – Ice Thermal Storage – Peak Cut Operation
Annex 3-3-t	Cash Flow Analysis – Ice Thermal Storage – TOU Tariff
Annex 3-3-u	Cash Flow Analysis – Solar Energy System
Annex 3-3-v	Cash Flow Analysis – Meter Replacement

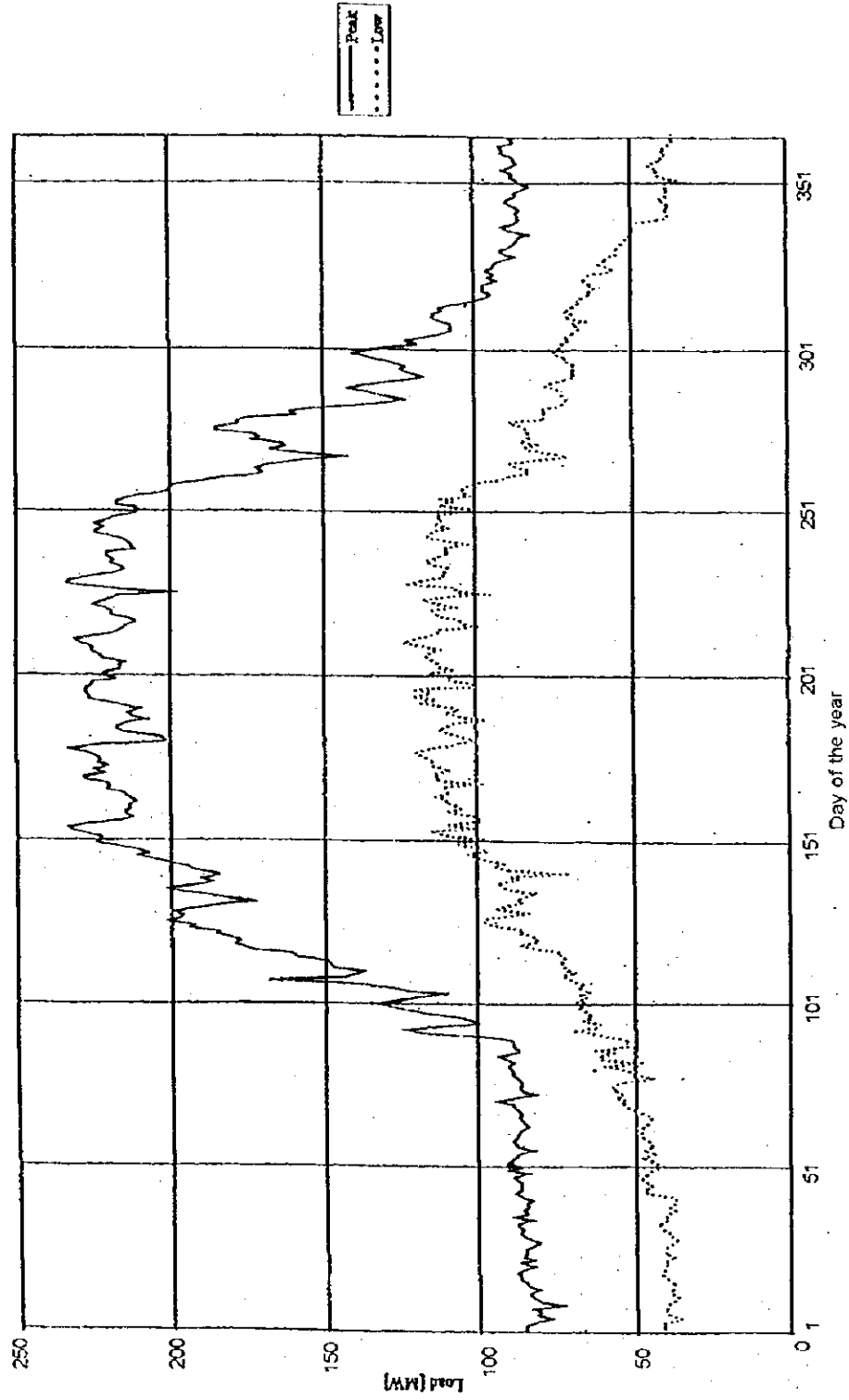
Annex 4-1-a	Summary of 132kV Trippings/Outages(1994 ~ 1997 Muscat System)
Annex 4-1-b	Summary of 33kV Trippings/Outages(1994 ~ 1997 Muscat System)
Annex 4-1-c	Load Flow Calculation Result(132k Muscat System)
Annex 4-1-d	Load Flow Calculation Result(Musanna SS 33kV System)
Annex 4-1-e	Musanna SS P-V Curve
Annex 4-1-f	Khaborah SS P-V Curve(Musanna SS 33kV System)
Annex 4-1-g	Load Flow Calculation Result(132kV Wadi Jizzi System)
Annex 4-1-h	P-V,Q-V Curve(when the voltage dropped slowly)
Annex 4-1-i	Load and Supply Balance at 2001 Year
Annex 4-1-j	Voltage Power Flow of Interconnection Line
Annex 4-1-k	Simulation Waveforms(Exclude Barka PS)
Annex 4-1-l	Simulation Waveforms(Include Barka PS)
Annex 4-1-m	Introduction of a Central Load Dispatching Center
Annex 4-2-a	Efficiency, Exhaust Temperature and Flow Correction for Part Load Operation(for 100% use 1.0)
Annex 4-2-b	General Electric Model PG6541(B) Gas Turbine Estimated Performance Output, Heat Rate, Consumption Exhaust Flow and Exhaust Temperature at 100% Speed
Annex 4-2-c	Turbine Output, Efficiency, Exhaust Flow and Temperature Correction for Water of Steam Injection with Natural Gas Fuel
Annex 4-3-a	Geological Map of Muscat Area
Annex 4-3-b	Hydraulic Profile
Annex 4-3-c	Cross Section of Power House
Annex 5-1-a	Load Curve of Transmission Lines
Annex 5-1-b	Load Curve of Transformer
Annex 5-1-c	Load Curve of 33kV Feeder
Annex 5-1-d	Load Curve of 33kV Feeder
Annex 5-1-e	Load Curve of 11kV Feeder
Annex 5-1-f	Load Curve of 11kV Feeder
Annex 5-2-a	General Weather Conditions at Muscat in Oman
Annex 5-2-b	Location of the Buildings/Facilities in Capital Area Muscat, Oman
Annex 5-2-c	High-Pressure Natural Gas Transmission Pipelines in Oman
Annex 5-2-d	Schematic Diagram of Proposed Cooling System using NG for Royal Hospital
Annex 5-2-e	Schematic Diagram of Proposed Gas Cooling System using NG for Al Falaj Hotel
Annex 5-3-a	Peak Cut Operation Mode – Royal Hospital
Annex 5-3-b	Power Consumption by Peak Cut Operation – Royal Hospital
Annex 5-3-c	Load Leveling Operation Mode(8 Hour Ice Making) – Royal Hospital
Annex 5-3-d	Power Consumption by Load Leveling Operation – Royal Hospital

2-1-a

Daily Peak and Low Load in MW 1997 Muscat System



2-1.1.b Daily Peak and Low Load in MW 1994 Wadi Jizzi System



The Study on Demand Supply Management for Power Sector
In the Sultanate of Oman

JICA Final Report

(MW)

Muscat System Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning

2-2-a

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Peak Demand	1210	1268	1423	1514	1605	1693	1756	1820	1880	1940	2000	2060	2120
Net Supply Capacity (*)	1124	1341	1529	1623	1717	1853	1936	1936	2030	2124	2135	2186	2291
Reserve Margin	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Firm Generation	1029	1246	1434	1528	1622	1758	1841	1841	1935	2029	2040	2091	2196
Balance of Firm Generation to Peak Demand	-181	-22	11	14	17	65	85	21	55	89	40	31	76
Ratio of Reserve Margin	7.9%	7.5%	6.7%	6.3%	5.9%	5.6%	5.4%	5.2%	5.1%	4.9%	4.8%	4.6%	4.5%
(*) Net Supply Capacity													
Rusail PS	500.4	688.3	688.3	782.4	782.4	782.4	782.4	782.4	782.4	782.4	793.2	804	814.8
future expansion	(Water.In) 93.8			94.1						(GT1~3)	▲83.3	▲83.3	▲83.3
	(GT-7)	94.1		(GT-8)						(GT9~11)	94.1	94.1	94.1
Ghubrah PS	537	566.1	566.1	566.1	566.1	607.7	596.8	596.8	596.8	690.9	690.9	731	825.1
future expansion	29.1			(GT1~3)		▲52.5	▲105	(GT4~9)		94.1	(GT10~11)	▲54	94.1
	(Water.In)			(GT14)		94.1	94.1	(GT15)		(GT16)	(GT17)	94.1	(GT18)
Manah PS	86.4	86.4	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6
future expansion			94.1*2										
			(GT-4.5)										
Barka PS	0	0	0	0	94.1	188.2	282.3	282.3	376.4	376.4	376.4	376.4	376.4
future expansion				94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1
				(GT 1)	(GT 2)	(GT 3)	(GT 4)						
Expansion Total	0	217	188.2	94.1	94.1	135.7	83.2		94.1	94.1	108	50.9	104.9

The Study on Demand Supply Management for Power Sector
In the Sultanate of Oman

JICA Final Report

2-2-b

Wadi Al Jizzi System Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning (MW)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Peak Demand	310	328	350	367	381	395	409	422	437	452	465	480	496
Net Supply Capacity (*)	282	371	401	401	431	431	461	461	491	503	515	528	530
Reserve Margin	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Firm Generation	252	341	371	371	401	401	431	431	461	473	485	498	500
Balance of Firm Generation to Peak Demand	-58	13	21	4	20	6	22	9	24	21	20	18	4
Ratio of Reserve Margin	9.7%	9.1%	8.6%	8.2%	7.9%	7.6%	7.3%	7.1%	6.9%	6.6%	6.5%	6.3%	6.0%
(*) Net Supply Capacity													
Wadi Al Jizzi PS	281.8	370.9	400.9	400.9	430.9	430.9	460.9	460.9	490.9	503.1	515.3	527.5	529.6
future expansion	(Water Imp) 29.1 (GT 12.13)	30*2	30 (GT 14)	30 Note	30 (GT 15)	30	30 (GT 16)	30	30 (GT 17)	30 (GT 18)	30 (GT 19)	30 (GT 20)	30 (GT 21)
										▲17.8	▲17.8	▲17.8	▲27.9
										(GT 1)	(GT 2)	(GT 3)	(GT 4)
		89.1	30		30		30		30	12.2	12.2	12.2	2.1

Note: The capacity of new plant should be limited to about 15% of the total system capacity in order to avoid a large disturbance in case of unit trip. To prevent a supply shortage, it is needed to have a spinning reserve equivalent to the capacity of the largest unit. Thus, 30MW unit is the best in the Wadi Jizzi system before interconnection with the Muscat system.

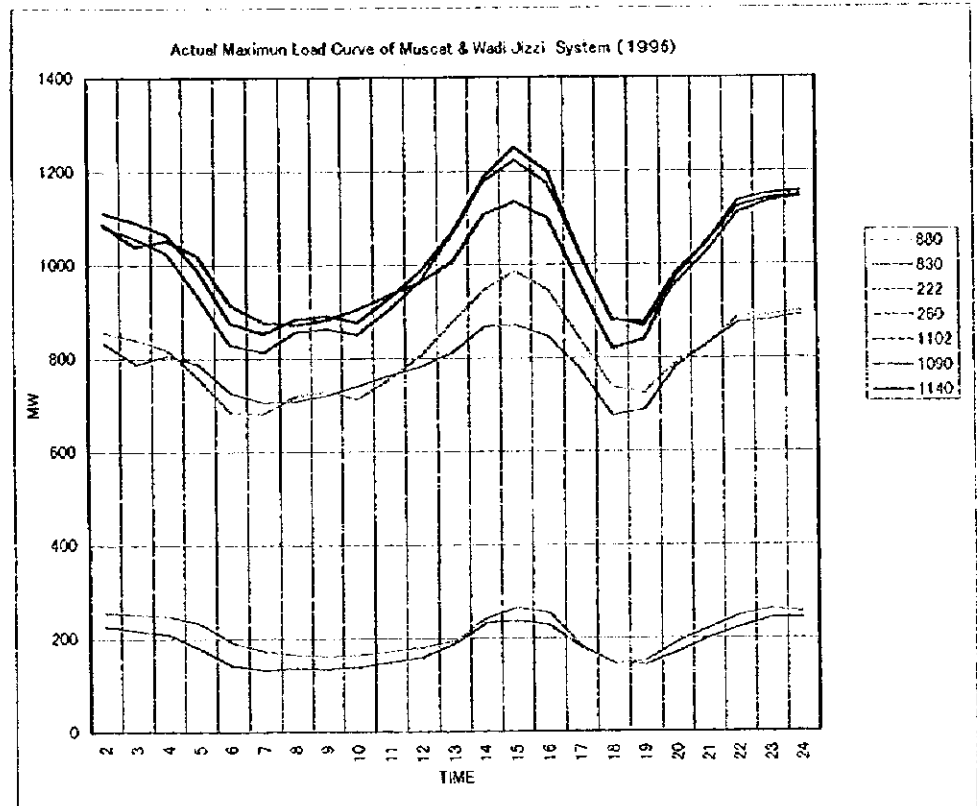
2-2-c

Diversity of Muscat & Wadi Jizzi System (1996)

	Muscat		Wadi Jizzi		Muscat +Wadi Jizzi		
	Mus 5-6	2-8	Wad 5-6	2-8	M+W 5-6	M+W 2-8	M5-6+W2-8
1	880	830	222	260	1102	1090	1140
2	855	832	226	256	1081	1088	1111
3	840	788	217	251	1057	1039	1091
4	817	805	208	247	1025	1052	1064
5	756	786	177	232	933	1018	988
6	685	725	142	190	827	915	875
7	681	704	132	172	813	876	853
8	719	708	136	164	855	872	883
9	729	720	134	162	863	882	891
10	712	740	138	164	850	904	876
11	755	762	148	172	903	934	927
12	806	782	160	181	966	963	987
13	877	813	188	194	1065	1007	1071
14	945	886	231	241	1176	1107	1186
15	986	869	237	265	1223	1134	1251
16	945	845	228	254	1173	1099	1199
17	842	775	181	183	1023	958	1025
18	737	676	146	144	883	820	881
19	724	688	143	151	867	839	875
20	789	781	169	192	958	973	981
21	825	827	199	220	1024	1047	1045
22	886	874	223	248	1109	1122	1134
23	890	879	243	261	1133	1140	1151
24	899	890	244	256	1143	1146	1155

Diversity Factor ; $(986+256)/1223=1.02$

Coincidence Factor; $1/1.02=0.978$



**The Study on Demand Supply Management for Power Sector
In the Sultanate of Oman**

JICA Final Report

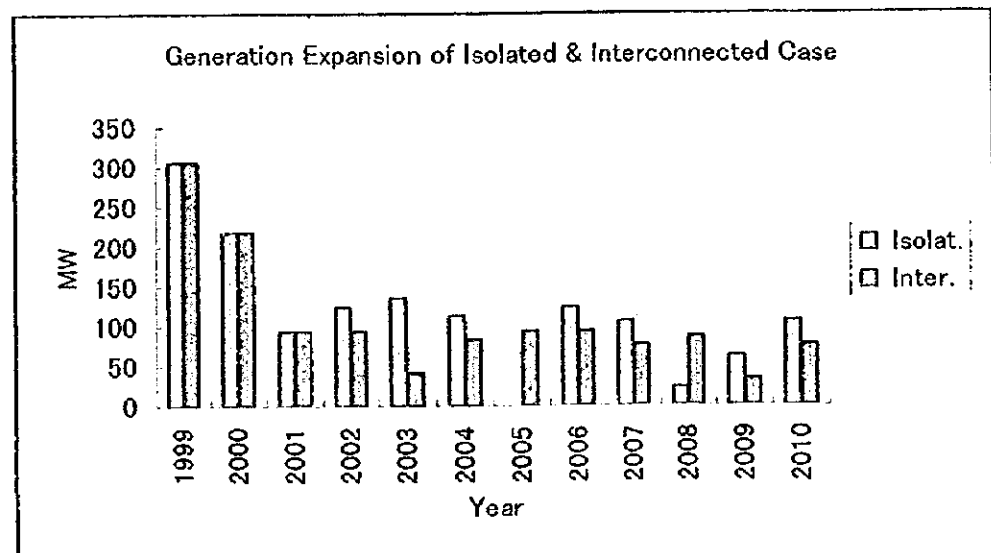
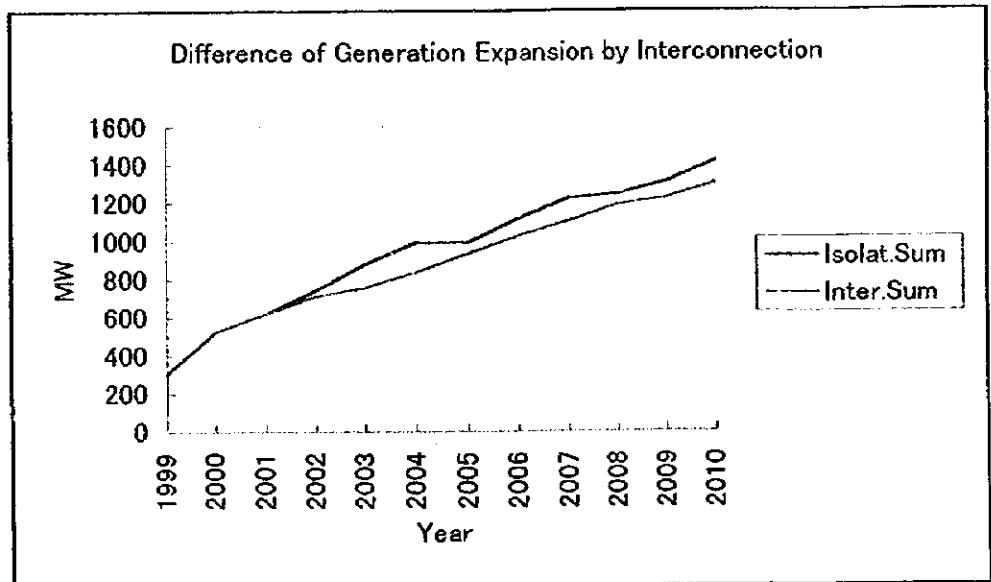
2-2-d

Interconnection case	Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning													(MW)
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Peak Demand	1520	1596	1773	1843	1946	2046	2122	2197	2271	2344	2416	2489	2563	
Net Supply Capacity (*)	1406	1712	1930	2024	2118	2160	2243	2337	2431	2507	2595	2628	2705	
Reserve Margin	125	125	125	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	
Firm Generation	1281	1587	1805	1929	2023	2085	2148	2242	2336	2412	2500	2533	2610	
Balance of Firm Generation to Peak Demand	-239	-9	32	86	77	19	26	45	65	68	84	44	47	
Ratio of Reserve Margin to Net Supply Capacity	8.2%	7.8%	7.1%	5.2%	4.9%	4.6%	4.5%	4.3%	4.2%	4.1%	3.9%	3.8%	3.7%	
Rusail PS	500.4	688.3	688.3	688.3	688.3	688.3	688.3	782.4	782.4	782.4	793.2	804	814.8	
future expansion	(Water In) (GT-7)	93.8	94.1					94.1	(GT-8)	(GT9~11)	▲83.3	▲83.3	▲83.3	
Ghubrah PS	537	566.1	566.1	566.1	566.1	607.7	596.8	596.8	596.8	596.8	596.8	636.9	731	
future expansion	(Water In)	29.1	(GT 14)	▲52.5	(GT1~3)	▲105	(GT4~9)	(GT10~11)	(GT16)	(GT17)	▲54	94.1	94.1	
Manah PS	86.4	86.4	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	274.6	
future expansion	(GT4.5)	94.1*2												
Barka PS	0	0	0	0	94.1	94.1	188.2	188.2	282.3	376.4	376.4	376.4	376.4	
future expansion	(GT 1)	94.1	(GT 2)	(GT 3)	(GT 4)									
Wadi Al Jizzi PS	281.8	370.9	400.9	495	495	495	495	495	495	477.2	553.5	535.7	507.8	
future expansion	(Water In) (GT 12.13)	29.1	30	94.1	(GT 14)	(GT 15)	(GT 1~4)	▲17.8	▲17.8	▲17.8	▲17.8	▲17.8	▲27.9	
Expansion Total	306.1	218.2	94.1	94.1	41.6	83.2	94.1	94.1	76.3	87.1	33.1	77	77	

2-2-d(2)

Difference of Generation Expansion By Interconnection
(Muscat & Wadi Jizzi System)

Year	Muscat	Wadi Jizzi	Isolat.	Isolat.Sum	Inter.	Inter.Sum	Difference
1998	0	0	0	0	0	0	0
1999	217	89.1	306.1	306.1	306.1	306.1	0
2000	188.2	30	218.2	524.3	218.2	524.3	0
2001	94.1	0	94.1	618.4	94.1	618.4	0
2002	94.1	30	124.1	742.5	94.1	712.5	30
2003	135.7	0	135.7	878.2	41.6	754.1	124.1
2004	83.2	30	113.2	991.4	83.2	837.3	154.1
2005	0	0	0	991.4	94.1	931.4	60
2006	94.1	30	124.1	1115.5	94.1	1025.5	90
2007	94.1	12.2	106.3	1221.8	76.3	1101.8	120
2008	10.8	12.2	23	1244.8	87.1	1188.9	55.9
2009	50.9	12.2	63.1	1307.9	33.1	1222	85.9
2010	104.9	2.1	107	1414.9	77	1299	115.9



2-2-d(3)

Saving Investment Cost of Generation Expansion by Interconnection
(1998 ~2010)

Year	Generation Expansion			Investment(1000 RO)		Present Value(1000 RO)		Coefficient
	Isolated	Interconn	Difference	Isolated	Interconn	Isolated	Interconn	
1998	0	0	0	0	0	0	0	1
1999	306.1	306.1	0	34500	34500	31945	31945	0.92593
2000	218.2	218.2	0	6660	6660	5710	5710	0.85734
2001	94.1	94.1	0	13850	13850	10995	10995	0.79383
2002	124.1	94.1	30	20510	13850	15075	10180	0.73503
2003	135.7	41.6	94.1	27700	13850	18852	9426	0.68058
2004	113.2	83.2	30	34360	27700	21653	17456	0.63017
2005	0	94.1	-94.1	0	13850	0	8081	0.58349
2006	124.1	94.1	30	20510	13850	11081	7483	0.54027
2007	106.3	76.3	30	20510	13850	10260	6928	0.50025
2008	23	87.1	-64.1	20510	27700	9500	12830	0.46319
2009	63.1	33.1	30	34360	27700	14736	11880	0.42888
2010	107	77	30	34360	27700	13645	11000	0.39711
Total						163451	143914	

GT Investment Cost

Difference 19,538*1000 RO

Frame9 (94.1MW) ; 13,850,000 RO
 (30MW) ; 6,660,000 RO

2-2-e

Saved Fuel Cost for 10Years
(2001~2010) (1000RO)

Year	Sav. F.C	Coefficie.	Pre.Value
1998	0	1	0.0
1999	0	0.92593	0.0
2000	0	0.85734	0.0
2001	1492	0.79383	1184.4
2002	1558	0.73503	1145.2
2003	1625	0.68058	1105.9
2004	1691	0.63017	1065.6
2005	1761	0.58349	1027.5
2006	1826	0.54027	986.5
2007	1891	0.50025	946.0
2008	1956	0.46319	906.0
2009	2022	0.42888	867.2
2010	2093	0.39711	831.2
		Total	10065.5

Interconnection at year 2001

Saved Fuel Cost of 1997 ; 7,988,000 *0.139 =1,110*1000 RO

Growth Rate of Power Demands

in Wadi Jizzi System; 5.0% /Year

Saved Fuel Cost for 10 Years ; 10,065*1000 RO

2-2-f

Interconnection case Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning(2010~2020) (MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Peak Demand	2563	2639	2718	2799	2882	2967	3057	3148	3241	3337	3436
Net Supply Capacity (*)	2705	2789	2866	2913	3018	3084	3178	3272	3430	3495	3589
Reserve Margin	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Firm Generation	2610	2694	2771	2818	2923	2989	3083	3177	3335	3400	3494
Balance of Firm Generation to Peak Demand	47	55	53	19	41	22	26	29	94	63	58
Ratio of Reserve Margin to Net Supply Capacity	3.7%	3.6%	3.5%	3.4%	3.3%	3.2%	3.1%	3.0%	2.9%	2.8%	2.8%
Rusail PS	908.9	908.9	919.5	930.1	940.7	940.7	940.7	940.7	940.7	940.7	940.7
future expansion	▲83.3 (GT3)	▲83.5 (GT11)	▲83.5 (GT4~6)	▲83.5 (GT12~14)	▲83.5 (GT4~6)						
Chubrah PS	636.9	655.5	655.5	719.6	719.6	719.6	719.6	719.6	813.7	813.7	813.7
future expansion	94.1 ▲75.5 (ST1,4)	94.1 (GT17)	94.1 (GT18)	94.1 (GT19)	94.1 (GT19)				94.1 (GT20)		
Manah PS	274.6	274.6	274.6	274.6	368.7	368.7	368.7	368.7	368.7	368.7	368.7
future expansion					94.1 (GT6)						
Barka PS	376.4	376.4	376.4	376.4	376.4	470.5	470.5	564.6	658.7	658.7	752.8
future expansion					94.1 (GT5)	94.1 (GT6)	94.1 (GT7)	94.1 (GT8)			
Wadi Al Jizzi PS	507.8	574	640.1	612.1	612.1	584.1	678.2	678.2	648.6	713.1	713.1
future expansion	▲27.9	▲27.9 ▲28	▲28 (GT4,7)	▲28 (GT17,18)	▲28 (GT8)	▲28 (GT8)	94.1 (GT9,10)	▲29.6 (GT9,10)	▲29.6 (GT9,10)	94.1 (GT20)	
Expansion Total	77	84.8	76.7	46.7	104.7	66.1	94.1	94.1	158.6	64.5	884.4

The Study on Demand Supply Management for Power Sector
In the Sultanate of Oman

JICA Final Report

2-2-g

Isolated case

Muscat System Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning(2010-2020) (MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Peak Demand	2120	2181	2244	2309	2376	2445	2516	2589	2664	2741	2820
Net Supply Capacity (*)	2291	2310	2414	2489	2500	2594	2688	2688	2782	2876	2970
Reserve Margin	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Firm Generation	2196	2215	2319	2394	2405	2499	2593	2593	2687	2781	2875
Balance of Firm Generation to Peak Demand	76	34	75	85	29	54	77	4	23	40	55
Ratio of Reserve Margin	4.5%	4.4%	4.2%	4.1%	4.0%	3.9%	3.8%	3.7%	3.6%	3.5%	3.4%
(*) Net Supply Capacity											
Rusail PS	908.9	908.9	919.5	930.1	846.6	846.6	846.6	846.6	846.6	940.7	940.7
future expansion	▲83.3 (GT3)	▲83.5 (GT12)	▲83.5 (GT13)	▲83.5 (GT14)	▲83.5 (GT15)	▲83.5 (GT16)	▲83.5 (GT17)	▲83.5 (GT18)	▲83.5 (GT19)	▲83.5 (GT20)	▲83.5 (GT21)
Ghubrah PS	731	749.6	749.6	813.7	813.7	907.8	907.8	907.8	907.8	907.8	907.8
future expansion	94.1 (GT17)	▲75.5 (GT18)	▲30 (GT19)	▲30 (GT20)	94.1 (GT21)	94.1 (GT22)	94.1 (GT23)	94.1 (GT24)	94.1 (GT25)	94.1 (GT26)	94.1 (GT27)
Manah PS	274.6	274.6	274.6	274.6	368.7	368.7	368.7	368.7	368.7	368.7	368.7
future expansion					94.1 (GT6)	94.1 (GT7)	94.1 (GT8)	94.1 (GT9)	94.1 (GT10)	94.1 (GT11)	94.1 (GT12)
Barka PS	376.4	376.4	470.5	470.5	470.5	470.5	564.6	564.6	564.6	658.7	752.8
future expansion			94.1 (GT5)	94.1 (GT6)	94.1 (GT7)	94.1 (GT8)	94.1 (GT9)	94.1 (GT10)	94.1 (GT11)	94.1 (GT12)	94.1 (GT13)
Expansion Total	104.9	18.6	104.7	74.7	10.6	94.1	94.1	0	94.1	94.1	94.1

The Study on Demand Supply Management for Power Sector
In the Sultanate of Oman

JICA Final Report

2-2.h

isolated case

Wadi Al Jizzi System Maximum Demand Balance & Generation Expansion Planning(2010-2020) (MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Peak Demand	496	512	529	547	565	583	603	623	643	664	686
Net Supply Capacity (*)	530	562	628	694	694	760	760	760	825	795	795
Reserve Margin	30	30	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Firm Generation	500	532	533	599	599	665	665	665	730	700	700
Balance of Firm Generation to Peak Demand	4	20	4	52	34	82	62	42	87	36	14
Ratio of Reserve Margin	6.0%	5.9%	18.0%	17.4%	16.8%	16.3%	15.8%	15.2%	14.8%	14.3%	13.8%
(*) Net Supply Capacity											
Wadi Al Jizzi PS	529.6	561.7	627.8	693.9	693.9	760	760	760	824.5	794.9	794.9
future expansion	30 (GT21)	30*2 (GT22,23)	94.1 (GT24)	94.1 (GT25)	94.1 (GT26)	94.1 (GT27)	94.1 (GT28)	94.1 (GT29)	94.1 (GT30)	94.1 (GT31)	94.1 (GT32)
	▲27.9 (GT4)	▲27.9 (GT5)	▲28 (GT6)	▲28 (GT7)	▲28 (GT8)	▲28 (GT9)	▲28 (GT10)	▲28 (GT11)	▲28 (GT12)	▲28 (GT13)	▲28 (GT14)
Expansion Total	2.1	32.1	66.1	66.1	0	66.1	0	0	64.5	▲29.6	0

Production Cost at Consumer End, 1997: RO

Cost Within Plant									
No.	Cost Element	Ghubrah	Rusayl	Muscat Total	Wadi Jizzi	Manah	Rural	Total	%
1	Fuel	14,930,156	13,531,167	28,461,323	7,993,343	4,428,976	26,095,840	66,979,482	61.2%
2	Man Power	1,244,795	540,072	1,784,867	538,522	784,000	1,923,118	5,030,507	4.6%
3	Spare Parts	782,375	487,251	1,269,626	662,270	292,304	2,212,657	4,436,857	4.1%
4	Depreciation	3,759,820	2,306,860	6,066,680	1,806,420	0	2,503,952	10,377,052	9.5%
5	Financing Cost	3,995,660	2,451,039	6,446,699	1,919,321	7,933,071	2,660,449	18,959,540	17.3%
6	Insurance	39,471	21,704	61,175	10,798	0	12,515	84,488	0.1%
7	Others	620,949	366,016	986,965	55,731	1,205,315	1,163,702	3,411,713	3.1%
8	Power Purchases						212,823	212,823	0.2%
10	Sub Total	25,373,226	19,704,109	45,077,335	12,986,405	14,643,666	36,785,056	109,492,462	100.0%
Excluding Power Purchase									
36,572,233 109,279,639									

Excluding Power Purchase

Cost Outside Plant									
No.	Cost Element	Ghubrah	Rusayl	Muscat Total	Wadi Jizzi	Manah	Rural	Total	%
11	Depreciation			3,926,575	2,166,913		1,884,358	7,977,846	18.5%
12	Financing Cost			4,162,170	2,296,927	9,470,491	1,997,419	17,927,007	41.5%
13	Spare Parts			1,174,763	648,303		563,767	2,386,833	5.5%
14	Maintenance			1,028,098	567,354		493,383	2,088,845	4.8%
15	Insurance			7,718	4,259		3,704	15,681	0.0%
16	MEW Administration			3,391,472	1,871,612		3,623,753	8,886,837	20.6%
17	Billing Charges			2,387,155	563,159	170,417	759,549	3,880,280	9.0%
20	Sub Total			16,077,951	8,118,537	9,640,908	9,325,933	43,163,329	100.0%
30	Total Cost			61,155,286	21,104,942	24,284,574	46,110,989	152,655,791	100.0%
40	Billed Amount			54,954,949	11,132,000	8,125,036	13,534,139	87,746,124	40/30
	Actual Revenue			6,200,337	9,972,942	16,159,538	32,576,850	64,909,667	50/30
50	Govt. Subsidy								
60	Electricity Generated (MWh) Exclude OMCO	2,362,415	1,938,842	4,301,257	1,131,707	680,106	1,204,670	7,317,740	
70	Electricity Exported (MWh)	2,126,661	1,906,445	4,033,106	1,121,460	327,927	1,118,996	6,948,518	70/60
80	Electricity Consumed : Billed (MWh) Exclude Desali			-347,029	347,029	537,392	952,018	5,824,701	80/60
90	Consumed/Generated			81.1%	74.7%	79.0%	79.0%	79.6%	
									Export to OMCO
									Paid up Consumption 76.8%
									5,600,336
									80,656

3-3-b

Unit Cost at Consumer End, 1997: baiza/KWh

Cost Within Plant								
No	Cost Element	Ghubrah	Rusayl	Muscat	Wadi Jizzi	Manah	Rural	Total
1	Fuel			8.155	9.456	8.242	27.411	11.489
2	Man Power			0.511	0.637	1.459	2.020	0.864
3	Spare Parts			0.364	0.783	0.544	2.324	0.762
4	Depreciation			1.738	2.137	0.000	2.630	1.782
5	Financing Cost			1.847	2.270	14.762	2.795	3.255
6	Insurance			0.018	0.013	0.000	0.013	0.015
7	Others			0.283	0.066	2.243	1.222	0.586
8	Power Purchases						0.224	0.037
10	Sub Total			12.916	15.362	27.250	38.639	18.798

Cost Out of Plant

11	Depreciation			1.125	2.563	0.000	1.979	1.370
12	Financing Cost			1.193	2.717	17.623	2.098	3.078
13	Spare Parts			0.337	0.767	0.000	0.592	0.410
14	Maintenance			0.295	0.671	0.000	0.518	0.359
15	Insurance			0.002	0.005	0.000	0.004	0.003
16	M&E Administration			0.972	2.214	0.000	3.806	1.526
17	Billing Charges			0.684	0.666	0.317	0.798	0.666
20	Sub Total			4.607	9.604	17.940	9.796	7.410
30	Total Cost			17.523	24.966	45.190	48.435	26.208
40	Billed Amount			15.747	13.168	15.119	14.216	15.064
50	Govt. Subsidy			1.777	11.797	30.070	34.219	11.144

3-3-c

Unit Cost at Exported from Power Station, 1997: baiza/KWh

Cost Within Plant								
No	Cost Element	Ghubrah	Rusayl	Muscat	Wadi Jizzi	Manah	Rural	Total
1	Fuel	6.320	6.979	6.617	7.603	6.512	21.923	9.273
2	Man Power	0.827	0.279	0.415	0.512	1.153	1.616	0.696
3	Spare Parts	0.331	0.251	0.295	0.630	0.430	1.859	0.614
4	Depreciation	1.592	1.190	1.410	1.719	0.000	2.104	1.437
5	Financing Cost	1.891	1.264	1.499	1.826	11.664	2.235	2.625
6	Insurance	0.017	0.011	0.014	0.010	0.000	0.011	0.012
7	Others	0.263	0.189	0.229	0.063	1.772	0.978	0.472
10	Sub Total	10.740	10.163	10.480	12.356	21.531	30.724	15.130

3-3-d

Integral Investment Program (1999 – 2010) : unit RO1000

	Year	0 1998	1 1999	2 2000	3 2001	4 2002	5 2003	6 2004	7 2005	8 2006	9 2007	10 2008	11 2009	12 2010
A Interconnection between Muscat and Wadi Jizzi System														
investment to Gas Turbine														
1	Ghubrah		13,850				13,850	13,850	13,850				13,850	13,850
2	Rusavi		13,320	6,660	13,850	37,400		13,850				13,850	13,850	13,850
3	Wadi Jizzi									13,850				
4	Barka			(27,700)										
5	(Manah)		27,170	6,660	13,850	37,400	13,850	27,700	13,850	13,850	13,850	27,700	27,700	27,700
10	Gas Turbine Total		27,170	6,660	21,390	37,400	13,850	27,700	13,850	13,850	13,850	27,700	27,700	27,700
20	Investment to T/D				7,530									
30	Total (10+20)		27,170	6,660	21,390	37,400	13,850	27,700	13,850	13,850	13,850	27,700	27,700	27,700
40	12 year total	258,810												
B Water Injection														
1	Ghubrah		2,630											
2	Rusavi		2,420											
3	Wadi Jizzi		2,280											
10	Total (1+2+3)		7,330											
40	12 year total	7,330												
C Central Load Dispatching Center														
1	Investment				4,000									
40	12 year total				4,000									
D Battery Energy Storage														
1	Investment													*(2,500)
40	12 year total													*not included
E Meter Replacement														
1	Investment		200	200	200	200	200							
40	12 year total	1,000												
F Total Investment														
1	Annual Investment		34,700	6,860	25,580	37,600	14,050	27,700	13,850	13,850	13,850	27,700	27,700	27,700
50	12 year total	271,140												

3-3-e

Preliminary Income Statement, Northern Oman Electricity Grid (Excluding Manah) in RO1000
(Muscat System + Wadi Jizzi System)

With Water Injection, Interconnection, CLDC,
Meter Replacement and Tariff Restructuring

	Year	Actual 1996	Actual 1997	0 1998	1 1999	2 2000	3 2001	4 2002	5 2003	6 2004	7 2005	8 2006	9 2007	10 2008	11 2009	12 2010
Energy																
1 Generated in GWh		5,395	5,433	6,032	6,416	6,866	7,312	7,728	8,145	8,416	8,778	9,098	9,394	9,694	10,000	10,316
2 Exported in GWh		5,163	5,154	5,743	6,108	6,537	6,961	7,357	7,754	8,055	8,356	8,652	8,943	9,228	9,520	9,820
3 Consumed in GWh		4,327	4,335	4,826	5,133	5,493	5,850	6,182	6,516	6,769	7,022	7,270	7,515	7,755	8,000	8,253
Fixed Cost																
11 O & M		7,899	9,182	8,963	9,028	9,770	9,592	10,099	11,096	11,089	11,288	11,487	11,520	11,424	11,673	11,844
12 Capacity Cost - PS		16,516	16,311	16,907	16,230	18,434	18,248	18,994	21,327	21,620	23,046	23,269	23,484	23,690	25,033	26,322
13 Capacity Cost - T/D		20,055	12,565	12,601	13,192	13,730	13,387	14,233	15,350	15,150	14,771	15,146	15,098	14,721	14,525	14,162
14 Capacity Cost - Meter				0	20	40	58	75	92	86	81	76	71	66	61	56
15 Billing Charges		2,602	2,950	3,237	3,443	3,685	3,924	4,147	4,371	4,540	4,710	4,877	5,041	5,202	5,366	5,536
16 Total		47,072	41,008	41,708	41,914	45,658	45,208	47,549	52,235	52,486	53,896	54,855	55,214	55,102	56,658	57,920
Variable Cost																
21 Fuel		36,275	36,454	40,399	43,200	46,218	45,447	48,021	50,598	52,556	54,511	56,432	58,323	60,178	62,073	64,022
22 Consumables & Others		5,841	4,798	5,731	6,095	6,523	6,947	7,342	7,737	8,038	8,339	8,634	8,924	9,209	9,500	9,800
23 Total		42,116	41,252	46,130	49,296	52,741	52,394	55,362	58,335	60,594	62,850	65,065	67,247	69,386	71,573	73,822
Expenses Total		89,188	82,260	87,838	91,209	98,400	97,602	102,911	110,570	113,080	116,746	119,921	122,461	124,486	128,231	131,742
Revenue																
31 Unit Price, baiza/KWh		15,528	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245
32 Revenue in RO1000		67,190	66,087	73,569	78,253	83,741	89,180	94,251	99,330	103,190	107,050	110,837	114,566	118,223	121,962	125,809
33 Meter Replacement			0	100	200	300	300	300	400	500	500	500	500	500	500	500
34 Tariff Restructuring			5,680	73,569	83,933	89,921	95,854	101,392	106,943	111,182	115,325	119,366	123,385	127,306	131,314	135,444
35 Total Revenue				73,569	83,933	89,921	95,854	101,392	106,943	111,182	115,325	119,366	123,385	127,306	131,314	135,444
Net Income		-21,998	-16,173	-14,269	-7,277	-8,479	-1,749	-1,519	-3,627	-1,899	-1,421	-535	925	2,817	3,083	3,701

Note

- 1 Energy
2 O & M
3 Capacity Cost - PS
4 Capacity Cost - T/D
5 Capacity Cost - Meter
6 Billing Charges
7 Fuel
8 Consumables & Others
9 Revenue
- Generated: 100%, Exported: 84%, Consumed: 80%
Assets (PS + T/D) x 2%
Assets x (Loan Repayment 4% + Interest 4.25% + Insurance 0.02% = 8.27%)
Assets x (Loan Repayment 2.5% + Interest 2.65% + Insurance 0.02% = 5.17%)
Assets x (Loan Repayment 5% + Interest 5.15% + Insurance 0.02% = 10.17%)
Consumption x 4.4% (Private 5.72%, Government 1.75%, compounded)
Generation x 6.6bz/KWh(Muscat), 7.1bz/KWh(Wadi Jizzi)
Generation x 0.95bz/KWh
Consumption x 15.245bz/KWh (1997 actual)

3.3-f

Preliminary Income Statement, Northern Oman Electricity Grid (Excluding Manah) in RO1000
(Muscat System + Wadi Jizzi System)

Without Projects

	Year	Actual 1996	Actual 1997	0 1998	1 1999	2 2000	3 2001	4 2002	5 2003	6 2004	7 2005	8 2006	9 2007	10 2008	11 2009	12 2010
Energy																
1 Generated in G/W		5,395	5,433	6,032	6,416	6,866	7,312	7,728	8,145	8,461	8,778	9,088	9,394	9,694	10,000	10,316
2 Exported in GW		5,163	5,154	5,743	6,108	6,537	6,961	7,357	7,754	8,055	8,356	8,652	8,943	9,228	9,520	9,820
3 Consumed in GW		4,327	4,335	4,826	5,133	5,493	5,850	6,182	6,516	6,769	7,022	7,270	7,515	7,755	8,000	8,253
Fixed Cost																
11 O & M		7,899	9,182	8,963	8,955	9,476	9,230	9,433	10,477	10,687	10,950	10,904	10,914	10,891	10,936	11,190
12 Capacity Cost - PS		16,516	16,311	16,907	16,230	17,828	17,666	18,059	20,934	22,342	24,244	23,228	23,950	24,642	25,307	27,090
13 Capacity Cost - T/D		20,055	12,565	12,601	13,003	13,851	12,817	13,096	13,996	13,658	13,151	13,407	13,240	12,749	12,450	11,990
14 Billing Charges		2,602	2,950	3,237	3,443	3,685	3,924	4,147	4,371	4,540	4,710	4,877	5,041	5,202	5,366	5,536
15 Total		47,072	41,008	41,708	41,631	44,340	43,637	44,735	49,777	51,228	53,055	52,317	53,145	53,484	54,059	55,806
Variable Cost																
21 Fuel		36,275	36,454	40,399	42,979	45,997	48,987	51,763	54,544	56,665	58,787	60,869	62,918	64,929	66,984	69,100
22 Consumables & Others		5,841	4,798	5,731	6,095	6,523	6,947	7,342	7,737	8,038	8,339	8,634	8,924	9,209	9,500	9,800
23 Total		42,116	41,252	46,130	49,075	52,520	55,934	59,105	62,281	64,703	67,126	69,502	71,842	74,138	76,484	78,900
Expenses Total		89,188	82,260	87,838	90,706	96,860	99,571	103,839	112,059	115,931	120,181	121,819	124,987	127,621	130,543	134,706
Revenue																
31 Unit Price, baiza/KWh		15,528	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245	15,245
32 Revenue in RO1000		67,190	66,087	73,569	78,253	83,741	89,180	94,251	99,330	103,190	107,050	110,837	114,566	118,223	121,962	125,809
Net income without Project		-21,998	-16,173	-14,269	-12,453	-13,119	-10,391	-9,588	-12,728	-12,740	-13,131	-10,982	-10,420	-9,398	-8,581	-8,897
Net income with Project		-21,998	-16,173	-14,269	-7,277	-8,479	-1,749	-1,519	-3,627	-1,899	-1,421	-535	925	2,817	3,083	3,701
Difference(With-Without)				0	5,177	4,640	8,642	8,069	9,101	10,842	11,710	10,447	11,345	12,215	11,664	12,598
Accumulation of Difference				0	5,177	9,817	18,459	26,528	35,630	46,471	58,181	68,628	79,973	92,188	103,853	116,451
Note																
1 Energy																
2 O & M																
3 Capacity Cost - PS																
4 Capacity Cost - T/D																
5 Billing Charges																
6 Fuel																
7 Consumables & Others																
8 Revenue																

Generated: 100%, Exported: 84%, Consumed: 90%

Assets (PS + T/D) x 2%

Assets x (Loan Repayment 4% + Interest 4.25% + Insurance 0.02% = 8.27%)

Assets x (Loan Repayment 2.5% + Interest 2.65% + Insurance 0.02% = 5.17%)

Consumption x 4.4% (Private 5.72%, Government 1.75%, compounded)

Generation x 6.6bz/KWh(Muscat), 7.1bz/KWh(Wadi Jizzi)

Generation x 0.95bz/KWh

Consumption x 15.245bz/KWh (1997 actual)

3-3-g

Income Statement: Northern Oman Electricity Grid (Excluding Manah) in RO'000

(Muscat System + Wadi Jizzi System + Barka System)

With All Proposed Projects
Case 1: Consumption/Generation 1% Improved from 16%

Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Energy																
1 Generated in GWh	5,395	5,433	6,032	6,416	6,866	7,312	7,728	8,145	8,461	8,778	9,088	9,394	9,694	10,000	10,316	
1 ¹ Revised Generation	5,960	6,339	6,784	7,225	7,635	8,047	8,359	8,647	8,925	9,192	9,459	9,726	9,993	10,260	10,527	
2 Exported in GWh	5,163	5,154	5,743	6,108	6,537	6,961	7,357	7,754	8,055	8,356	8,652	8,943	9,228	9,520	9,820	
3 Consumed in GWh	4,327	4,335	4,826	5,133	5,493	5,860	6,182	6,516	6,769	7,022	7,270	7,515	7,755	8,000	8,253	
Fixed Cost																
11 O & M	7,899	9,182	8,963	9,028	9,770	9,592	10,099	11,096	11,089	11,288	11,487	11,520	11,424	11,673	11,844	
12 Capacity Cost - PS	16,516	16,311	16,907	16,230	18,434	18,248	18,994	21,327	21,620	23,046	23,269	23,484	23,690	25,033	26,322	
13 Capacity Cost - T/D	20,055	12,565	12,601	13,192	13,780	13,387	14,233	15,350	15,150	14,771	15,146	15,098	14,721	14,525	14,162	
14 Capacity Cost - Meter	0	0	0	20	40	38	75	92	86	91	76	71	66	61	56	
15 Billing Charges	2,602	2,950	3,237	3,443	3,685	3,924	4,147	4,371	4,540	4,710	4,977	5,041	5,202	5,366	5,536	
16 Total	47,072	41,008	41,708	41,914	45,688	45,208	47,549	52,235	52,488	53,896	54,855	55,214	55,102	56,658	57,920	
Variable Cost																
21 Fuel	36,275	36,454	39,914	42,682	45,664	44,902	47,445	49,991	51,926	53,857	55,755	57,623	59,455	61,328	63,254	
22 Consumables & Others	5,841	4,798	5,662	6,022	6,445	6,863	7,254	7,644	7,941	8,239	8,530	8,817	9,098	9,386	9,682	
23 Total	42,116	41,252	45,576	48,704	52,108	51,765	54,698	57,635	59,867	62,096	64,285	66,440	68,554	70,714	72,936	
Expenses Total	89,188	82,260	87,285	90,619	97,797	96,974	102,247	109,870	112,353	115,992	119,140	121,654	123,656	127,373	130,856	
Revenue																
31 Unit Price, baiza/KWh	15.53	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	
32 Revenue in RO'000	67,190	66,087	73,569	78,253	83,741	89,180	94,251	99,330	103,190	107,050	110,837	114,566	118,223	121,962	125,809	
33 Meter Replacement	0	0	100	0	100	200	300	400	500	500	500	500	500	500	500	
34 Tariff Restructuring	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35 Total Revenue	67,190	66,087	73,569	78,253	83,741	89,180	94,251	99,330	103,190	107,050	110,837	114,566	118,223	121,962	125,809	
Net Income	-21,998	-16,173	-13,715	-6,665	-7,846	-1,120	-855	-2,927	-1,171	-667	246	1,732	3,650	3,942	4,587	

Note

- 1 Energy
 - 2 O & M
 - 3 Capacity Cost - PS
 - 4 Capacity Cost - T/D
 - 5 Capacity Cost - Meter
 - 6 Billing Charges
 - 7 Fuel
 - 8 Consumables & Others
 - 9 Revenue
- Generated: 100%, Exported: 94%, Consumed: 81%
 Assets (PS + T/D) x 2%
 Assets x (Loan Repayment 4% + Interest 4.25% + Insurance 0.02% = 8.27%)
 Assets x (Loan Repayment 2.5% + Interest 2.65% + Insurance 0.02% = 5.17%)
 Assets x (Loan Repayment 5% + Interest 5.15% + Insurance 0.02% = 10.17%)
 Consumption x 4.4% (Private 5.72%, Government 1.75%, compounded)
 Generation x 6.8bz/KWh (Muscat), 7.1bz/KWh (Wadi Jizzi), Compounded 6.7bz/KWh
 Generation x 0.95bz/KWh
 Consumption x 15.245bz/KWh (1997 actual)

3-3-h

Income Statement, Northern Oman Electricity Grid (Excluding Manah) in RO1000 (Muscat System + Wadi Jizzi System + Barka System)

With All Proposed Projects	Actual	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Case 2: Revenue 5% Increased	Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Energy														
1 Generated in GWh	5,395	6,032	6,416	6,866	7,312	7,728	8,145	8,461	8,778	9,088	9,394	9,694	10,000	10,316
2 Exported in GWh	5,163	5,743	6,108	6,537	6,961	7,357	7,754	8,055	8,356	8,652	8,943	9,228	9,520	9,820
3 Consumed in GWh	4,327	4,826	5,133	5,493	5,850	6,182	6,516	6,769	7,022	7,270	7,515	7,755	8,000	8,253
Fixed Cost														
11 O & M	7,899	9,182	9,028	9,770	10,099	10,099	11,096	11,089	11,288	11,487	11,520	11,424	11,673	11,844
12 Capacity Cost - PS	16,516	16,311	16,230	18,434	18,994	18,994	21,327	21,620	23,046	23,269	23,484	23,690	25,033	26,322
13 Capacity Cost - T/D	20,055	12,565	13,192	13,730	14,233	14,233	15,350	15,150	14,771	15,146	15,088	14,721	14,525	14,162
14 Capacity Cost - Meter	2,602	2,950	3,397	3,685	3,924	4,147	4,371	4,540	4,710	4,877	5,041	5,202	5,366	5,536
15 Billing Charges	47,072	41,008	41,708	45,658	45,208	47,549	52,235	52,486	53,896	54,855	55,214	55,102	56,658	57,920
Variable Cost														
21 Fuel	36,275	40,399	43,200	46,218	45,447	48,021	50,598	52,556	54,511	56,432	58,323	60,178	62,073	64,022
22 Consumables & Others	5,841	4,798	6,095	6,523	6,947	7,342	7,737	8,038	8,339	8,634	8,924	9,209	9,500	9,800
23 Total	42,116	41,252	49,296	52,741	52,394	55,362	58,335	60,594	62,850	65,065	67,247	69,386	71,573	73,822
Expenses Total	89,188	82,260	87,838	91,209	98,400	102,911	110,570	113,080	116,746	119,921	122,461	124,489	128,231	131,742
Revenue														
31 Unit Price, baiza/KWh	15,53	15,25	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
32 Revenue in RO1000	67,190	66,087	82,128	87,888	93,597	98,918	104,280	108,301	112,352	116,325	120,240	124,078	128,002	132,040
33 Meter Replacement			0	100	200	300	400	500	500	500	500	500	500	500
34 Tariff Restructuring			5,680	6,080	6,474	6,842	7,213	7,491	7,774	8,049	8,319	8,582	8,853	9,134
35 Total Revenue			77,213	87,808	94,068	100,270	106,060	111,862	116,292	124,875	129,059	133,161	137,354	141,674
Net Income			-21,998	-16,173	-10,625	-3,401	2,666	3,149	1,292	3,212	4,955	6,598	8,672	9,932

Note

- 1 Energy
 - 2 O & M
 - 3 Capacity Cost - PS
 - 4 Capacity Cost - T/D
 - 5 Capacity Cost - Meter
 - 6 Billing Charges
 - 7 Fuel
 - 8 Consumables & Others
 - 9 Revenue
- Generated: 100%, Exported: 84%, Consumed: 80%
- Assets (PS + T/D) x 2%
- Assets x (Loan Repayment 4% + Interest 4.25% + Insurance 0.02% = 8.27%)
- Assets x (Loan Repayment 2.5% + Interest 2.65% + Insurance 0.02% = 5.17%)
- Assets x (Loan Repayment 5% + Interest 5.15% + Insurance 0.02% = 10.17%)
- Consumption x 4% (Private 5.72%, Government 1.75%, compounded)
- Generation x 6.6bz/KWh(Muscat), 7.1bz/KWh(Wadi Jizzi)
- Generation x 0.95bz/KWh
- Consumption x 16.00bz/KWh (1997 actual x 1.05)

3-3-i

Cash Flow Analysis - Interconnection between Muscat System and Wadi Jizzi System

RO1000

No	Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Residual Value		
Interconnection																									
NPV																									
1	GT - Build (MW)		194.1	30	94.1	94.1	94.1	188.2	94.1	94.1	94.1	188.2	188.2	188.2	188.2	188.2	188.2	188.2	188.2	188.2	188.2	188.2	188.2		
2	Investment	154,952	27,170	6,660	13,850	37,400	13,850	13,850	13,850	13,850	13,850	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	-242,816
Residual Value of 2 in 2019		5,434	1,588	3,878	11,968	4,986	11,080	6,094	6,548	7,202	15,512	16,620	17,728	18,836	19,944	21,052	11,060	11,534	12,188	12,742	12,742	26,592	26,592		
3 Transmission Line																									
4 Grid SS																									
5 Total (3+4)																									
3 Transmission Line					5,630																				
4 Grid SS					1,700																				
5 Total (3+4)		5,155	0	0	7,330	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,142	
6 Investment Total		160,107	27,170	6,660	21,380	37,400	13,850	27,700	13,850	13,850	13,850	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	27,700	-246,959
Without Interconnection																									
11 GT - Build (MW)																									
12 Investment																									
11 GT - Build (MW)			154.1	30	94.1	124.1	188.2	218.2	0	124.1	124.1	124.1	124.1	218.2	154.1	282.3	282.3	282.3	0	188.2	94.1	0	188.2		
12 Investment		175,392	27,170	6,660	13,850	44,060	27,700	34,360	0	20,510	20,510	20,510	34,360	34,360	27,170	41,550	41,550	41,550	0	27,700	13,850	0	27,700	27,700	-265,345
Residual Value of 12 in 2019		5,434	1,588	3,878	14,099	9,972	13,744	0	9,845	10,665	11,486	20,616	21,990	18,476	29,916	31,578	0	23,268	12,188	12,188	12,188	0	26,592		
Net Cash Flow																									
21 Investment Saving(12-6)		15,285	0	0	-7,530	6,660	13,850	6,660	-13,850	6,660	6,660	-7,180	6,660	6,660	-530	13,850	13,850	-13,850	13,850	13,850	0	-13,850	0	0	-18,387
22 Fuel Saving		15,537	0	0	1,492	1,558	1,625	1,691	1,761	1,826	1,891	1,956	2,022	2,093	2,162	2,233	2,307	2,383	2,462	2,543	2,627	2,714	2,714	2,714	
23 Total (21+22)		30,822	0	0	-6,038	8,218	15,475	8,351	-12,089	8,446	8,551	-5,234	8,682	8,753	1,632	16,083	16,157	-11,467	16,312	16,312	2,543	-11,223	2,714	2,714	

3-3-j

Cash Flow Analysis – Central Load Dispatching Center

RO1000

No	Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Residual
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Value
NPV																							
1	Investment	2,953	0	0	4,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,120
Benefit																							
2	Fuel Saving	23,867	0	0	2,269	2,405	2,542	2,639	2,755	2,832	2,925	3,016	3,110	3,206	3,305	3,408	3,514	3,622	3,735	3,851	3,970	4,092	

Net Cash Flow

3 Benefit – Investment

20,914

3-3-k

Cash Flow Analysis – Water Injection Project–Ghubrah

No	Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Residual	ROI000	
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2006	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018	Value	
Water Injection																									
1	Water Injection, Ghubrah	2,351	2,630	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-526
2	Fuel	5,576	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568	568
3	Water	215	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
4	Project Cash Flow Total	8,171	3,220	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	-526

GT Addition

5	Investment w/o Project	5,902	6,660	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,332
6	Fuel	5,297	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
7	Project Cash Flow Total	11,199	7,200	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	-1,332
Net Cash Flow (7-4)			3,980	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-606

Note

- 1 Depreciation of Gas Turbine 25 years
- 2 LHV of Gas 8,900Kcal/CuM
- 3 Investment of GT Frame6

Cash Flow Analysis – Water Injection Project–Rusayl

RO1000

No	Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Residual	
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Value	
Water Injection NPV																								
1	Water Injection, Rusayl	2,145	2,420	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-484	
2	Fuel	11,990	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	
3	Water	599	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	
4	Project Cash Flow Total	14,733	3,702	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	-484
GT Addition																								
5	Investment w/o Project	12,274	13,850	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,770
6	Fuel	11,322	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153
7	Project Cash Flow Total	23,596	15,003	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	-2,770
Net Cash Flow (7-4)			11,301	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-2,286
Net Cash Flow (7-4)			8,853																					

Note

- 1 Depreciation of Gas Turbine 25 years
- 2 LHV of Gas 8,900Kcal/CuM
- 3 Investment of GT Frame\$

3-3-m

Cash Flow Analysis – Water Injection Project–Wadi Jizzi

RO1000

No	Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Residual	
Water Injection NPV																								
1	Water Injection, Wadi Jiz:	2,021	2,280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-456	
2	Fuel	5,475	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	
3	Water	200	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
4	Project Cash Flow Total	7,695	2,858	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	-456
GT Addition																								
5	Investment w/o Project	5,902	6,680	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,332
6	Fuel	5,260	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536
7	Project Cash Flow Total	11,162	7,196	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	-1,332
Net Cash Flow (7-4)		3,466	4,336	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-876

Note

- 1 Depreciation of Gas Turbine 25 years
- 2 LHV of Gas 8,900Kcal/CuM
- 3 Investment of GT Frame6

3-3-n

ROI1000

Cash Flow Analysis – Inlet Air Cooling–Rusayl

No	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Residual		
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		Value		
NPV																										
		9,004	10,160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,032	
1	Inlet Air Cooling, Rusayl																									
		1,041	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	105
2	Chiller Power																									
		10,044	10,260	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	-2,032
3	Project Cash Flow Total																									
GT Addition																										
4	Investment w/o Project	12,274	13,850	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,770
5	Extra Fuel	481	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
6	Project Cash Flow Total	12,755	13,899	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	-2,770
	Net Cash Flow (6-3)	2,710	3,633	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-57	-708	

Note

- 1 Depreciation of Gas Turbine 25 years
- 2 LHV of Gas 8,900Kcal/CuM (Until 19) 9,550Kcal/CuM
- 3 Investment of GT: Frame 9 13,850

3-3-0

ROI000

Cash Flow Analysis – Pumped Storage Plant

No	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15	Year 16	Year 17	Year 18	Year 19	Year 20	Residual Value		
1	Investment – Civil Work	63,080																					-46,186	
2	– Plant	27,700																					-4,432	
3	– Transmission	1,220																					-580	
4	– Overhaul of Plant							3,048								3,048							-762	
5	Total (1 to 4)	112,000						3,048								3,048							-53,950	
6	O & M Cost	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	
7	Pumping Energy Cost	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	484	
8	Total Cost	112,000	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	3,844	-53,950
9	Net Present Value	141,761																						

Without Pumped Storage Plant

No	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15	Year 16	Year 17	Year 18	Year 19	Year 20	Residual Value	
1	Investment	17,200																					
2	O & M Cost	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	
3	Fuel Cost	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	
4	Total Benefit	17,200	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741	-2,752
5	Net Present Value	23,929																					
	Benefit – Cost (NPV)																						-117,832
	Benefit / Cost																						0.189

3-3-p

Cash Flow Analysis - Battery Energy Storage System

RO1000

No	Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Residual	
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018	Value	
Project Cash Outflow																								
1	Investment - Battery	11,000										11,000										11,000	-9,900	
2	Investment - Add. Facilities	25,000																						
3	Investment Total	36,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-9,900
4	O&M	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366
5	Cash Outflow Total	36,600	366	366	366	366	366	366	366	366	366	11,366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	-9,900
Project Cash Inflow																								
6	Investment Saving	13,850																						-2,216
7	O&M Saving	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416
8	Fuel Saving	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
9	Cash Inflow Total	13,850	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	1,916	-2,216
10	Net Cash Flow (9-5)	-22,750	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	-9,451	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	7,884
#	Not present Value																							-13,465
Note																								
1	Life of Battery																							10 years
2	Life of Additional Facilities																							20 years
3	O & M (BES)																							Investment x 1%
4	O & M (GT)																							Investment x 3%

Cash Flow Analysis – Gas Cooling System – Royal Hospital

No	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15
1. Gas Co-Generation																
No	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Project Cash Outflow	1,660,000															
1 Gas Co-Generation		55,800	55,800	55,800	55,800	55,800	55,800	55,800	55,800	55,800	55,800	55,800	55,800	55,800	55,800	55,800
2 O&M		146,880	146,880	146,880	146,880	146,880	146,880	146,880	146,880	146,880	146,880	146,880	146,880	146,880	146,880	146,880
3 Natural Gas		70,560	70,560	70,560	70,560	70,560	70,560	70,560	70,560	70,560	70,560	70,560	70,560	70,560	70,560	70,560
4 Water		273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240
5 Cash Outflow Total	1,660,000	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240	273,240
Project Cash Inflow																
6 Saved Electricity		720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000
7 Saved Fuel Oil		48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000
8 Cash Inflow Total		768,000	768,000	768,000	768,000	768,000	768,000	768,000	768,000	768,000	768,000	768,000	768,000	768,000	768,000	768,000
9 Net Cash Flow (8-5)		494,760	494,760	494,760	494,760	494,760	494,760	494,760	494,760	494,760	494,760	494,760	494,760	494,760	494,760	494,760
10 Net present Value	-1,660,000															
	2,374,884															
2. Steam Absorption Chiller																
No	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Project Cash Outflow	1,212,000															
1 Steam Absorption		36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000
2 O&M		167,400	167,400	167,400	167,400	167,400	167,400	167,400	167,400	167,400	167,400	167,400	167,400	167,400	167,400	167,400
3 Natural Gas		169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320
4 Water		372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720
5 Cash Outflow Total	1,212,000	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720	372,720
Project Cash Inflow																
6 Saved Electricity		568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080
7 Saved Fuel Oil		48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000
8 Cash Inflow Total		616,080	616,080	616,080	616,080	616,080	616,080	616,080	616,080	616,080	616,080	616,080	616,080	616,080	616,080	616,080
9 Net Cash Flow (8-5)		243,360	243,360	243,360	243,360	243,360	243,360	243,360	243,360	243,360	243,360	243,360	243,360	243,360	243,360	243,360
10 Net present Value	-1,212,000															
	871,003															
3. Gas-Fired Absorption Chiller																
No	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Project Cash Outflow	1,174,000															
1 Gas-Fired Absorption		35,220	35,220	35,220	35,220	35,220	35,220	35,220	35,220	35,220	35,220	35,220	35,220	35,220	35,220	35,220
2 O&M		126,960	126,960	126,960	126,960	126,960	126,960	126,960	126,960	126,960	126,960	126,960	126,960	126,960	126,960	126,960
3 Natural Gas		169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320	169,320
4 Water		331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500
5 Cash Outflow Total	1,174,000	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500	331,500
Project Cash Inflow																
6 Saved Electricity		568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080
7 Saved Fuel Oil		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 Cash Inflow Total		568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080	568,080
9 Net Cash Flow (8-5)		236,580	236,580	236,580	236,580	236,580	236,580	236,580	236,580	236,580	236,580	236,580	236,580	236,580	236,580	236,580
10 Net present Value	-1,174,000															
	851,001															

3-3-I

Cash Flow Analysis – Gas Cooling System – Al Faiaj Hotel

ROI000

	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15	
1. Steam Absorption Chiller																	
Project Cash Outflow	164,800																
1 Steam Absorption Chiller		4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	
2 O&M		17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	17,640	
3 Natural Gas		10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	
4 Water		33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	33,140	
5 Cash Outflow Total		66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	66,280	
Project Cash Inflow																	
6 Saved Electricity		61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	61,800	
7 Saved Fuel Oil		13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	13,440	
8 Cash Inflow Total		75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	75,240	
9 Net Cash Flow (8-5)	-164,800	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	
10 Net present Value		195,554															

	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15	
2. GHP Chiller																	
Project Cash Outflow	258,270																
1 GHP Chiller		7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	
2 O&M		13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	13,040	
3 Natural Gas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4 Water		20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	20,790	
5 Cash Outflow Total		31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	31,580	
Project Cash Inflow																	
6 Saved Electricity		63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	
7 Saved Fuel Oil		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8 Cash Inflow Total		63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	63,840	
9 Net Cash Flow (8-5)	-258,270	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	43,050	
10 Net present Value		1,102,161															

Cash Flow Analysis/ice Thermal Storage=Peak Cut Operation

Royal Hospital Case 1: Investment Program - Ice Thermal System	Year 1 1999	Year 2 2000	Year 3 2001	Year 4 2002	Year 5 2003	Year 6 2004	Year 7 2005	Year 8 2006	Year 9 2007	Year 10 2008	Year 11 2009	Year 12 2010	Year 13 2011	Year 14 2012	Year 15 2013
1 Investment	210,000														
2 Ice Thermal System	-118,400														
3 Grant	151,600														
4 Investment Total	2480	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480
5 Electricity	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810
6 Total Cash Outflow	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290	12,290
7 Net Present Value	236,796														

Case 2: Investment Program - Without Ice Thermal System

1 Investment	194,000														
2 Conventional A/C	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940
3 Electricity	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070	7,070
4 Total Cash Outflow	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960	8,960
5 Net Present Value	270,893														
Benefit - Cost (NPV)															
Benefit / Cost															

MCS

Case 1: Investment Program - Ice Thermal System

1 Investment	261,000														
2 Ice Thermal System	-90,740														
3 Grant	168,760														
4 Investment Total	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370
5 Electricity	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424	8,424
6 Total Cash Outflow	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744	10,744
7 Net Present Value	260,773														

Case 2: Investment Program - Without Ice Thermal System

1 Investment	170,000														
2 Conventional A/C	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
3 Electricity	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850
4 Total Cash Outflow	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550	7,550
5 Net Present Value	234,624														
Benefit - Cost (NPV)															
Benefit / Cost															

All Fall Hotel

Case 1: Investment Program - Ice Thermal System

1 Investment	107,000														
2 Ice Thermal System	-34,100														
3 Grant	77,600														
4 Investment Total	856	856	856	856	856	856	856	856	856	856	856	856	856	856	856
5 Electricity	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890
6 Total Cash Outflow	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746
7 Net Present Value	56,104														

Case 2: Investment Program - Without Ice Thermal System

1 Investment	69,000														
2 Conventional A/C	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
3 Electricity	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380
4 Total Cash Outflow	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070
5 Net Present Value	86,719														
Benefit - Cost (NPV)															
Benefit / Cost															

3-3-t

Cash Flow Analysis-Ice Thermal Storage-TOU Tariff

ROI:000

Case 1: With Project - Royal Hospital	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15
No.	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1 Ice Thermal System	274,000															
2 O&M		2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190
3 Electricity		34,740	34,740	34,740	34,740	34,740	34,740	34,740	34,740	34,740	34,740	34,740	34,740	34,740	34,740	34,740
4 Total Cash Outflow		36,930	36,930	36,930	36,930	36,930	36,930	36,930	36,930	36,930	36,930	36,930	36,930	36,930	36,930	36,930
5 Net Present Value	590,102															
Without Project																
1 Conventional A/C	194,000	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940
2 O&M		42,120	42,120	42,120	42,120	42,120	42,120	42,120	42,120	42,120	42,120	42,120	42,120	42,120	42,120	42,120
3 Electricity	194,000	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090
4 Total Cash Outflow		44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090	44,090
5 Net Present Value	571,131															
Benefit - Cost (NPV)	-18,971															
Benefit / Cost	0.978															

Case 2: With Project - MCS	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15
No.	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1 Ice Thermal System	234,000															
2 O&M		1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870
3 Electricity		31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590	31,590
4 Total Cash Outflow		33,460	33,460	33,460	33,460	33,460	33,460	33,460	33,460	33,460	33,460	33,460	33,460	33,460	33,460	33,460
5 Net Present Value	820,400															
Without Project																
1 Conventional A/C	170,000	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
2 O&M		35,100	35,100	35,100	35,100	35,100	35,100	35,100	35,100	35,100	35,100	35,100	35,100	35,100	35,100	35,100
3 Electricity	170,000	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800
4 Total Cash Outflow		38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800
5 Net Present Value	484,989															
Benefit - Cost (NPV)	-35,411															
Benefit / Cost	0.932															

Case 3: With Project - AL FAJAJ HOTEL	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15
No.	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1 Ice Thermal System	95,000															
2 O&M		760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
3 Electricity		7,690	7,690	7,690	7,690	7,690	7,690	7,690	7,690	7,690	7,690	7,690	7,690	7,690	7,690	7,690
4 Total Cash Outflow		8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450
5 Net Present Value	167,328															
Without Project																
1 Conventional A/C	60,000	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
2 O&M		8,280	8,280	8,280	8,280	8,280	8,280	8,280	8,280	8,280	8,280	8,280	8,280	8,280	8,280	8,280
3 Electricity	60,000	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970
4 Total Cash Outflow		8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970
5 Net Present Value	145,379															
Benefit - Cost (NPV)	-21,543															
Benefit / Cost	0.871															

3-3-U

Cash Flow Analysis – Solar Energy System (1kW)

No	Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Unit: RO	
Solar System																								
1	Investment – Solar	2,980																						
2	O&M	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	
3	Electricity Saving	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	49.9	
4	Net Cash Flow	-2,980	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	
5	Net present Value																							-2,577

Note

- 1 Life of Solar System 20 years
- 2 O & M (Solar) Investment x 1%
- 3 Electricity Tariff 30 Bz/kWh

