

## 第5章 本計画の経済分析

### 5-1 序論

本章では、本計画について行った経済分析の結果について論ずることとする。経済分析の目的は、本計画の経済便益効果を側定するとともに、その他の諸効果を評価し、本計画の経済的にフィージビリティを評価することにある。定量分析としては、次の4分析を行った。

- (1) 経済的内部収益率（経済リターン）——ERR
- (2) 経済的純現在価値——ENPV
- (3) 純付加価値額
- (4) 外貨節約額

なお、定量分析の対象とするのが適確でない様な諸便益については、定性的に評価することにした。しかし、計画の経済的フィージビリティを判断する上での指標としては、上記諸分析のうち ERR および ENPV を重視する必要がある。

そもそも本計画の国家的意義は、同国の農業開発にとって必要な尿素肥料の国産化により当該肥料の輸入代替を計り、よって国家経済開発の一助として貢献することにある。この観点から、ERR および ENPV は本計画で生産された財、すなわち尿素肥料の経済価値として評価された本計画のもたらす便益と、本計画に必要な資本、電力、その他諸要素の機会費用、もしくは経済費用によって評価された本計画の費用により算定した。

本計画の付加価値分析は、ネパール王国工業企業法に定める純付加価値の算定方式にならい、また外貨節約額は、本計画が実施されない場合、ネパール王国として毎年尿素肥料を輸入するために発生する外貨流出額に対する本計画の実施に伴う外貨の純節約額を算定した。

## 5-2 本計画のERR及びENPV

### 5-2-1 概論

本計画のERRは、本計画のため、初期に投資された国家資本（経済的プロジェクトコスト）を基に本計画が生む純便益の内部収益率として評価され、またENPVは、本計画に要する経済費用の現在価値を控除した後の、経済便益の現在価値として評価される。こうしてこれらの評価は、次の4ステップにより行った。

- (1) 本計画の経済的資本費用（経済的プロジェクトコスト）の評価
- (2) 本計画の経済的年間費用の評価
- (3) ERRおよびENPV計算のための基礎となる経済便益の評価
- (4) 上記(1)～(3)の結果に基づくERRおよびENPVの計算

### 5-2-2 プロジェクトの経済コスト

本計画に関する経済的プロジェクトコストは、財務計算に用いた本計画の総資本（本編第2章）から輸入機材に係わる輸入関税、その他ネパール王国内で課される諸税部分を控除して求めた。この様にして算定した本計画の経済的プロジェクト・コストは、当年価格基準で128.55百万USドル、1984年固定価格基準で95.16百万USドルである。その内訳並びに計算基礎は、表4-18に示す。

### 5-2-3 経済的年間コスト

#### (1) 電力の経済コスト

電力の経済コストは、電力の長期限界費用（LRMC）により評価される。ネパール王国で1990年代以降に供給される電力のLRMCを試算した結果（本編第2章参照）、1984年固定価格基準により、

確定エネルギー	6.82 US セント/kWh
二次エネルギー	1.17 US セント/kWh

と評価される。本計画で消費する電力量の99.8%は、二次エネルギーとしての余剰電力を消費することになり、確定エネルギーの消費量は、僅か全電力消費量の0.2%に過ぎない。この事情を考慮に入れて算定した本計画向け電力の経済コストは、1,182 USセント/kWhと評価される。(本編第2章参照) したがって、このコストによって本計画の経済的年間コストを算定する。

## (2) その他のコスト要素

その他のコスト要素については、財務計算に用いた諸元からネパール王国内で課される租税公課を控除して算定した。その算定基礎は表4-19に示す。

### 5-2-4 経済便益の評価

工業プロジェクトの経済便益は、一般に二種類の便益、すなわち直接便益と間接便益に区分される。本計画の目的は、前にも述べた通り尿素肥料の国産を計り、その輸入代替を促進することにある。したがって本計画の直接便益は、尿素肥料工場で生産される尿素肥料の経済価値を以って評価される。

間接便益は、本計画が国家経済に対し間接的に貢献する便益であり、次の諸点が間接便益として評価される。

- (1) 本計画建設のため建設業者に雇用される建設労働者や、本計画の実施機関に雇用される従業員等、雇用機会の増大効果
- (2) ネパール王国内の機械、エンジニアリング、建設業の発展や尿素工場で使用される諸資材を生産する関連産業の育成、輸送部門への波及効果等、関連産業への波及効果
- (3) 地域住民の雇用増、並びに所得増に対する間接効果等、地域社会への波及効果

しかしながら、これらの間接便益は種々の要素を包含しており、その効果を適確に定量化することが困難である。もしそれらの要素をおり込んでERRを計算すると、便益を過大評価することにもなりかねない。本計画の様に営業収入を前提としたプロジェクトでは、生産される財のもたらす直接便益を、第一義的に対象とすべきであろう。この観点から、本計画の経済リターンは、上記の様な直接便益を基礎に算定し、間接便益については、定性的に評価することにする。

本計画の直接便益は、尿素工場で生産され、販売された製品尿素の経済価値を以って評価する。当該製品尿素1トン当りの経済価値は、財務計算に用いた販売価格と同等であると評価される。したがって、表4-5に示した販売価格を用いて直接便益を算定するが本計画が実施されず輸入に依存する場合は、年間需要量に対し、約4ヶ月分の事前資金手当が必要となり、国産化されれば、その分の資金が軽減される。ネパール王国における資金の機会費用は、年8%と評価され、年8%を基礎に算定した輸入資金の資金コスト(すなわち年間需要量×4/12×0.08)を直接便益の中に加算した。

### 5-2-5 ERR および ENPV

前述の前提に基づき ERR および ENPV を算定すると、1984年固定価格として次の通りである。

ERR	8.2%
ENPV	1.08 百万 US ドル
	(割引率 = 8%)

これら数値の算定基礎を、表4-20に示す。この数値は、本計画が経済的に投資を正当化しうる最低限のリターンが期待できることを示している。

### 5-3 純付加価値比率および純外貨節約額の評価

本計画について算定した純付加価値比率を表4-21に、また純外貨節約を表4-22に示す。純付加価値比率の計算は、工業企業法に定められた方式に従い、かつ、本計面向けの電力料金を現食料金の40%水準と仮定し、総生産費中に占める純国内費用の比率として算定した。また純外貨節約額は、本計画が実施されなかった場合、尿素を輸入に依存するものとして、そのために発生すると見込まれる外貨流出額から、本計画の実施に伴う外貨流出見込額を差引いた残額として算定した。その結果は、上記2表に示す通り、当年価格基準により、

- (1) 純付加価値比率 : 総生産費の 54% (15年間平均)
- (2) 純外貨節約額 : 15年間 560.75 百万 US ドル  
(年平均 37.38 百万 US ドル)

が期待できる。もし電力価格が現行料金の40%水準になるとすれば、尿素肥料の生産費は表4

-3に示すとおり最初の3年間は輸入価格を超えるが、4年目から輸入価格以下に下がり、輸入価格に対し10年目で約70%、15年目には46%に低下することになる。一方、外貨コストは同表に示す如く初年度に輸入価格の78%、10年目に34%、また15年目には13%になると見込まれる。これ等の数値より本計画は、外貨節約面においても多大の貢献をもたらすものと評価できる。

#### 5-4 間接便益

従来、ネパール王国では尿素肥料を輸入に依存して来たため、ややもすれば必要量を必要な時期に手当て出来ず、尿素肥料の供給が不足勝ちであった。このため、農業生産にも支障をきたして来た面がある。本計画が実施されれば、必要とされる尿素肥料を必要な時期に充分供給できる体制が確立され、ネパール王国の農業開発にとって多大の貢献をもたらすことは明白である。これに加え、本計画はネパール王国の機械およびエンジニアリング工業が、本計画の建設に参加する機会を創出し、これに伴って、それ等の業界にとって業務の拡大とともに経験と、ノー・ハウを蓄積する機会を与えることになる。また尿素肥料工場が運転上必要とする諸資材を製造する関連産業への貢献も期待できる。本計画は、雇用機会の創出面でも貢献する。工場運転のため、約300名の直接雇用を創出するとともに、約100名の間接雇用を創出する。さらに建設段階では、約1000名の就業機会を創出すると予想される。このほかの貢献便益としては、工場が立地される地域の住民に対する貢献が期待される。本計画の建設、および運転のために多数の要員が同地域に居住することになり、副次的に周辺住民にとって収入源の拡大を計ることになる。以上の様な間接便益は、本計画のERRおよびENPV算定にはおり込まれていないが、もしこれ等の間接便益を考慮すれば、本計画の経済リターンは更に大きくなる。

アンモニアおよび尿素工場は基礎化学工業である。本計画はネパール王国において種々の化学工業を開発するために適用できる経験の蓄積に貢献するところ大である。また、尿素は肥料用のみならず表4-24に示すように各種の関連製品の製造原料としても使用される。したがって、尿素肥料工場が建設されれば、将来それらの関連製品の製造計画の開発可能性を創出することにもなる。

## 第6章 本計画の総合評価

### 6-1 序論

本章では、前第4章および第5章において論述した本計画についての財務分析、および経済分析の結果を踏まえ、本計画についての総合評価を行う。なお、第4章で論述した通り、本計画を財務的に存立せしめ得るためには、尿素肥料工場に供給される電力価格を現行価格水準（1984年現在価格3.56 USセント/kWhとし、年率6%による毎年の価格上昇を見込む）の少くとも40%以下の価格水準へ引下げる必要がある。

したがって、本計画の投資をネパール王国政府として決定するための大前提として、電力価格をこの水準まで引下げることで決定がなされることを提言する。よって本計画についての総合評価は、電力価格についてかかる決定が行われるものとして論述する。

なお、本章においては電力価格以外の諸要素についての感度分析を加え、本計画のリスク解析を加味して結論を導くとともにまた、電力価格引下げのため判断基礎となる要因について言及する。

### 6-2 本計画の経済的フィージビリティ

上記提言の通り、電力価格が引下げられたとしても本計画の収益性は低いいため、本計画を民間投資、並びに商業資金の導入によって推進することは難しい。したがって、ネパール王国政府として本計画の投資を決定するには、同国政府が国家事業として国家投資と低金利資金の調達を以って実施することを前提に、本計画のもたらす経済効果を国家的見地にたって評価することが肝要と思われる。

本計画の経済的目的は、既述の通り、ネパール王国の農業開発にとって重要な投入財の一つである尿素肥料を、同国の唯一の資源である電力を活用して生産し、輸入代替を計るとともに安定供給を確保することにある。したがって、本計画の経済的なフィージビリティは唯一の資本と電力資源、並びに労働資源の投入によって上記の様な目的を達成するだけの経済リターンが期待できるかどうかにより評価されるべきであろう。

本計画は第III編に説明した通り、二次エネルギーを主体とした余剰電力の有効活用を基礎にしている。ネパール王国の電力需要は将来増加することが予想され、かかる需要増を満すためには、本計画実施の如何にかかわらず水力発電の継続的開発が進められる必要がある。ネパール王国政府は近く着手する予定の Marsyangdi 計画の完成に引続き、Sapta Gandaki 計画を1990年代初期までに完成させ、その後も後続水力発電計画の開発を進めて行く方針である。本計画を実施するためには、電力の長期安定供給という見地から、Sapta Gandaki 計画の実現とともに後続発電計画の実現保証が大前提になることは言うまでもないが、これらの計画が実現した場合、渇水期を除き、大量の発電余力を生むと同時に、毎日の電力供給においても朝夕のピーク時を除き、供給余力が発生する。本計画はこの様な余剰電力を活用し、渇水期並びに毎日のピーク時に電力供給が逼迫する時間帯には、工場運転を全面、もしくは一部停止する計画である。したがって、同国にとって将来とも活用される可能性の少ない二次エネルギーを利用し、ピーク負荷の増加とはならない。このような事情を加味して本計画に供給される電力の経済コストを評価すると、1984年固定価格を基準にし、1.182 US セント/kWh と評価される。このような電力経済コストの評価である限り、電力部門にとっては経済的負担を強制することにはならず、資源の損失とはならない。

上記の電力経済コストを基礎にして本計画の経済リターンを ERR によって算定すと、同国における資本の機会費用と看做される 8% を上回 8.20% のリターンが期待でき、また、当該機会費用による割引き後 1984 年固定価格により 1.08 百万 US ドルの純現在価値額創出が期待できる。

この数値から判断するに本計画は、電力部門側の経済的損失をもたらすことなく、資本の機会費用を上回る経済リターンが期待できる。加えて、外貨節約面での本計画の経済効果、並びに 5-4 に論述した間接便益を考慮に入れれば、評価の前提とした諸条件が満足される限り、本計画は投資を正当化する経済効果をもたらす得ると判断される。

上記の評価において、経済リターンに顕著な影響を及ぼす要素としては、(i) 本計画のプロジェクト・コストと (ii) 生産される尿素の経済価値である。この2つの要素について、その変化による ERR 及び ENPV の感度分析を行った結果は以下に示す通りである。

	ERR (%)	ENPV (百万 US ドル)
(i) ベース・ケース	8.20	1.08

(ロ) プロジェクト・コスト

10% 減少	9.51	7.71
5% 減少	8.83	4.39
5% 増加	7.60	-) 2.24
10% 増加	7.05	-) 5.56

(イ) 尿素の経済価値

10% 増加	10.26	12.99
5% 増加	9.25	7.03
5% 減少	7.08	-) 4.88
10% 減少	5.90	(*)

上記数値の計算基礎は付録IV-5に添付する。また、図4-1は上記の数値をグラフに示したものである。これらの数値より明らかなように、本調査で見込んだプロジェクト・コストが見積り金額を5%上回ることになれば、8%のERRは期待できなくなり、したがってENPVもマイナスになることを示唆している。また、予測した尿素の経済価値（すなわち国際市場価格）が予測価値額より5%下回ることになれば同様の結果となる恐れがある。その意味で本計画は、存立要件を満す上で限界的立場にあるとすることができる。しかしながら、プロジェクト・コスト積算の基礎はあらゆる要件をおり込んでおり、また、不確定要素によるコスト増をカバーするためのフィジカルそコンティンジェンシーを含んだもので、プロジェクト・コストが増加する可能性は極めて少ないと見ることが出来る。

また、尿素の経済価値を評価する基礎とした将来における国際市場価格も、むしろ固めの立場に立った予測を行なっているので、短期的な変動は別としても長期的には予測を下回る可能性は少ないと判断する。このような観点から、評価の前提とした数値は妥当なもののみなし得る。したがって、本計画は経済的にフィージブルと結論づけることが出来ると判断する。

### 6-3 本計画の財務構造

第4章に述べた通り、財務的に見た本計画の収益性は低い。しかし、前節で論じた如く、本計画は経済的立場から投資の妥当性が評価出来るので、ネパール王国政府が国家事業として推進する限り、本計画の財務的収益性は、必ずしも投資判断の重要な基準にはならないと考えられる。むしろ、本計画の財務的な健全性を評価する基準としては、本計画の資金繰り、並びに債務弁済能力を維持するための資金流動性に重点を置く必要がある。財務分析において論じた通り尿素肥料工場に供給される電力価格が、現行価格水準の40%以下に引下げられれば、上記



の要件を満す財務構造を維持できる見込みであり、したがって、本計画が財務的に存立しうるための鍵は、電力価格を上記の水準まで引下げる決定がネパール王国政府としてなされるか否かにかかっている。電力価格が引下げられたとして、本計画にとって所要資金額および販売価格の変動は、財務状態に対する影響度が大きいと予想される。その影響度を見るための指標として、これら二つの要素の変動による IRR (1986 年固定価格基準) の感度分析を行った結果は下記の通りである。

	電力価格を現行価格の 40 % に引下げた場合の IRR (%)		電力価格を現行価格の 20 % に引下げた場合の IRR (%)	
	税引前	税引後	税引前	税引後
(イ) ベース・ケース	5.59	3.36	8.42	6.02
(ロ) 所要資金				
10% 減少	7.09	4.72	10.06	7.51
5% 減少	6.32	4.02	9.24	6.74
5% 増加	4.91	2.74	7.76	5.35
10% 増加	4.27	2.16	7.08	4.73
(ハ) 販売価格				
10% 増加	7.67	5.27	10.30	7.74
5% 増加	6.66	4.33	9.41	6.90
5% 減少	4.46	2.34	7.50	5.11
10% 減少	3.26	1.26	6.47	4.17

上記数値の計算基礎は、付録IV-6に添付する。また、図4-2は上記の数値をグラフに示したものである。これらの数値より明らかなように建設費の増加、もしくは販売価格の低下は本計画の財務状態にとって、かなり悪影響を及ぼす可能性があることを示唆している。しかし、前項に述べたような建設費積算の基礎、並びに販売価格予測の基礎から考え、建設費増加、並びに販売価格の低下が現実にかかる可能性は、極めて少ないと見ることが出来る。電力価格の及ぼす影響の方が大きいだけに、可能な限り低価格による電力供給が保証されれば不慮の事態においても財務の健全性は保ち得ると判断される。これまでの財務分析は自己資本率30%とし、かつ長期借入金利5%/年を前提としたが、仮りに、自己資本率を20%に下げ、また借入金利について25%以上を仮定した場合の財務構造への影響を検討する。その結果は次の通りである。(付録IV-6参照)

- (1) 借入れ金利が5%の場合、建設中金利分が約1.44百万ドル増加するが、収益性 (IRR) への実質的な影響は少ない。
- (2) しかし、資金繰り上は、商業生産開始後最初の2年が若干苦しくなり、債務返済能力がその分低下する。

したがって、もし自己資本率を20%に下げるならば、30%の場合以上に電力単価を引下げることを配慮されるよう提言する。もし借入れ金利が年率5%より高くなれば、建設金利がさらに増加し、返済能力に悪影響を及ぼすことになる。借入れ金利について、金利が年5%を超えない低利資金の融資を提言する。

#### 6-4 電力価格引下げに伴う影響

前述の通り本計画にとって、電力価格の引下げが本計画を財務的に存立せしめるための重要な要素となるが、本計画で消費する電力は、二次エネルギーをベースにした余剰電力であるため、現行価格水準の35%まで引下げでも、経済コストと比較すると若干高い水準にある。しかも、本計画に供給する目的のため発電容量を増加する必要はないため、電力価格を引下げても NEC の財政に負担をかけることにはならず、むしろ収入増になり、価格の如何にかかわらず本計画への電力供給は NEC の収益改善に貢献することになる。この点を配慮し、ネパール王国政府として国家的見地より、本計画向けの電力価格を決定されるよう提言する。





Table 4-1 ESCALATED CAPITAL COST ESTIMATE  
NEPAL UREA PROJECT (275 TPD)

(Unit: US\$MILL.)

	BASE PROJECT COST		PHYSICAL CONTINGENCY		PRICE CONTINGENCY		TOTAL PROJECT COST (AS COMPLETED)	
	FOREIGN	LOCAL	FOREIGN	LOCAL	FOREIGN	LOCAL	FOREIGN	LOCAL
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
A. LAND ACQUISITION	0.0	0.59	0.0	0.03	0.0	0.10	0.0	0.72
B. SITE PREPARATION	1.35	0.15	0.07	0.01	0.18	0.04	1.60	1.80
C. PLANT DIRECT COST								
C-1 PROCESS UNITS	38.41	1.81	1.92	0.09	7.86	0.67	48.19	50.76
C-2 UTILITY FACILITIES	10.17	0.53	0.51	0.03	2.04	0.19	12.72	13.47
C-3 AUXILIARY FACILITIES	1.94	0.82	0.10	0.04	0.38	0.29	2.42	3.57
C-4 OFFSITE FACILITIES	1.70	2.31	0.09	0.12	0.32	0.79	2.11	5.33
D. SPAREPARTS, CAPL. & CHEM.	2.33	0.0	0.12	0.0	0.59	0.0	3.04	3.04
E. CONST. & ERECTION LABOR	9.87	3.44	0.49	0.17	2.23	1.42	12.59	17.62
F. CONST. EQUIPMENT	7.82	0.0	0.39	0.0	1.38	0.0	9.59	9.59
G. TRANSPORT, INSURANCE & DUTY	2.00	2.59	0.10	0.13	0.40	0.94	2.50	3.66
H. INDIRECT FIELD EXPENSES	0.33	0.49	0.02	0.02	0.07	0.20	0.42	0.71
I. ENGINEERING SERVICES	9.31	0.85	0.47	0.04	1.80	0.30	11.58	12.77
J. PROJECT MANAGEMENT SERVICES	2.45	0.37	0.12	0.02	0.48	0.13	3.05	3.57
K. PRE-OPERATION EXPENSES	0.29	1.90	0.01	0.10	0.08	0.92	0.38	3.30
L. BASE PROJECT COST	87.97	15.85	4.41	0.80	17.81	5.99	110.19	132.83
M. INITIAL WORKING CAPITAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.68
N. INTEREST DURING CONSTRUCTION	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.28	9.28
O. TOTAL FINANCING REQUIRED	87.97	15.85	4.41	0.80	17.81	5.99	119.87	144.79

Table 4-2 NEPAL ELECTRICITY CORPORATION  
REVISED ELECTRICITY RATES

The revised rates are effective from meter-reading and billing KHM of 1st Bhadra 2040 and applicable in all are of the Corporation.

Category

1. Domestic	Unit Rate
a) 0 - 25 Units	44 Paisa
b) 25 - 100 Units	66 Paisa
c) 101 - 300 Units	80 Paisa
d) Above - 300 Units	90 Paisa

Minimum Charges

- 2.5 amps to 15 amps meter - Rs. 11/- per month and 25 units free
- 16 amps to 30 amps meter - Rs. 27/50 per month and 50 units free
- 31 amps to 60 amps meter - Rs. 60/50 per month and 100 units free
- 61 amps to 100 amps meter - Rs. 100/50 per month and 150 units free
- Above 100 amps meter - Rs. 220/50 per month and 300 units free

2. <u>Commercial</u>	<u>Unit Rate</u>
a) Hotel Rs. 50/- per KW maximum demand per month	70 Paisa
b) Others Rs. 40/- per KW installed capacity per month	65 Paisa
3. Non-commercial service Rs. 41/- per month 50 units minimum allowance	85 Paisa
4. Industries (for Bagmati, Narayani, Gandaki, Lumbini Zone only)	

Demand Charge

a) Small (up to 50 KW) Rs. 16/- per KW installed capacity per month	56 Paisa
b) Medium (up to 500 KW) Rs. 45/- per KW maximum demand per month	52 Paisa
c) Large (above 500 KW) Rs. 50/- per KW maximum demand per month	50 Paisa

Table 4-2 NEPAL ELECTRICITY CORPORATION (Continued)

<u>Demand Charge</u>		<u>Unit Rate</u>
4. Industries (For areas other than the above)		
a) Small (up to 50 KW)	Rs. 18/- per KW installed capacity per month	56 Paisa
b) Medium (up to 50 KW)	Rs. 40/- per KW maximum demand per month	52 Paisa
c) Large (above 500 KW)	Rs. 50/- per KW maximum demand per month	50 Paisa
5. <u>Street Lighting</u>		
a) Metered	per unit	83 Paisa
b) Unmetered	per watt per month	33 Paisa
6. Drinking Water	Rs. 40/- per KW maximum demand per month	45 Paisa
7. Transport	Rs. 40/- per KW maximum demand per month	40 Paisa
8. <u>Irrigation</u>		
a) 400 Volt	Rs. 35/- per KW maximum demand per month	42 Paisa
b) 11 K.V.	Rs. 35/- per KW maximum demand per month	35 Paisa
9. Supply to India		14 Paisa I.C.
10. Temporary Supply		
a) Metered	per unit	1.60
b) Unmetered	per watt per month	72 Paisa

Table 4-3 AVERAGE COST PER KWH

(Unit: Rs./kWh)

	Present Tariffs	Tariff Based on LRMC (Average Wet & Dry Seasons)	Ratio of Dry to Wet Season LRMC Tariffs
<b>Domestic</b>			
25 kWh/month	0.25	2.9	1.9
100 kWh/month	0.36	2.3	2.2
300 kWh/month	0.49	2.0	2.5
<b>Commercial</b>			
400 V	0.55	1.99	2.6
11 kv	0.52	1.50	3.3
<b>Industrial</b>			
400 V	0.42	1.6	3.2
11 kv	0.42	1.26	4.4
<b>Large Industrial</b>			
On-peak	0.39	1.37	3.5
Off-peak	0.39	0.91	6.3
<b>Irrigation</b>			
On-peak	0.32	1.89	1.2
Off-peak	0.32	0.39	2.5

Source: Preliminary Analysis of Marginal Costs of Providing Electricity in Nepal, Water and Energy Commission, 1981. (UNDP/World Bank Energy Sector Assessment Program Report No. 4474-NEP, Aug., 1983.)



Table 4-4 PROJECTED PRODUCTION AND SALES  
(Bagged Urea: 275 TPD)

YEAR	Capacity <u>1/</u> Utilization Rate (%)	(A) Production	(B) Increases in Inventory at Plant <u>2/</u>	(C) Sale to AIC <u>3/</u>	(D) Increases in Inventory at Stock Points <u>4/</u>	(E) Retail Sale <u>5/</u>
1991/92	60.05	54,500	3,000	51,500	(9,300)	(46,700)
1992/93	60.98	55,340	46	55,294	800	50,700
1993/94	65.36	59,320	219	59,101	794	54,500
1994/95	68.85	62,480	174	62,306	801	58,300
1995/96	71.19	64,610	117	64,493	606	61,700
1996/97	72.35	65,660	58	65,603	493	64,000
1997/98	73.56	66,760	61	66,700	303	65,300
1998/99	74.77	67,860	61	67,800	200	66,500
1999/2000	75.88	68,860	55	68,805	200	67,600
2000/01	76.86	69,750	49	69,701	205	68,600
2001/02	77.73	70,540	43	70,497	201	69,500
2002/03	78.38	71,130	32	71,097	197	70,300
2003/04	79.04	71,730	33	71,697	97	71,000
2004/05	79.59	72,230	28	72,202	97	71,600
2005/06	80.02	72,620	21	72,598	102	72,100
					98	72,500

Notes:

- 1/ Production divided by annual nameplate capacity (275 t/d x 330 on-stream days)
- 2/ 5.5% of annual production (i.e., production for 20 days) less inventory at plant carried over from preceding years.
- 3/ Production less inventory at plant.
- 4/ 20% of retail sale less inventory at stock points carried over from preceding years
- 5/ Sale to AIC less inventory at stock points (corresponding to the figures shown in Table 2-24, Part II)

Table 4-5 PROJECTED EX-FACTORY UREA SELLING PRICE

(US\$/ton: Bagged Urea)

Year	Projected Ex-factory Selling Price (1984 Constant Price) <u>1/</u>	Projected Ex-factory Selling Price (Current Price) <u>2/</u>
1991/92	323	486
1992/93	326	520
1993/94	328	554
1994/95	331	593
1995/96	333	632
1996/97	335	674
1997/98	337	719
1998/99	339	766
1999/2000	341	817
2000/01	343	871
2001/02	344	926
2002/03	346	988
2003/04	347	1,050
2004/05	349	1,119
2005/06	350	1,190

Notes: 1/ Mean of the prices projected for the respective calendar year and subsequent year (see Table 2-28, Part II)  
2/ Escalated at 6% p.a. from 1984/85.

Table 4-6 CONSUMPTION OF UTILITIES,  
 CATALYSTS, CHEMICALS, AND  
 SUPPLIES FOR UREA FERTILIZER  
 PRODUCTION

<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Consumption Per Ton of Urea</u>
Electric Power	kWh	6,642.0
Coal	Tons	0.256
Chemicals and Catalysts	US\$ (1984 price)	2.72
Bags	Pieces	21.0

Table 4-7 PERSONNEL COST FOR PROJECT  
(1984 Prices)

(Unit: N. Rupees)

Class	Personnel Cost per Person			Number of Persons 1/	Total Personnel Cost per Year
	Basic Salary (Monthly)	Fringe Benefits & Allowances 2/	Total Cost (Monthly)		
I. (General Manager)	1,500	1,350	2,850	1	34,200
II. (Assistant General Manager)	1,100	990	2,090	1	25,080
III. (Manager)	900	810	1,710	18	369,360
IV. (Senior Engineer, and Senior Officer)	700	630	1,330	33	526,680
V. (Supervisor, Foreman, Officer)	600	540	1,140	75	1,026,000
VI. (Operator, Worker, Secretary)	470	420	890	92	982,560
VII. ( - ditto - )	320	290	610	92	673,440
Total (Average per Person)				312	3,637,320 (11,658)

Notes: 1/ Excluding Managing Director and Directors, the personnel cost for whom are included in the company's administration cost  
2/ 90% of basic salary

Table 4-8 BREAKDOWN OF FIXED ASSETS FOR DEPRECIATIONS  
(Buildings and Plant Facilities)

(Unit: US\$ Million)

	Buildings			Plant & Facilities			Total Cost		
	Foreign Exchange Portion	Local Currency Portion	Total	Foreign Exchange Portion	Local Currency Portion	Total	Foreign Exchange Portion	Local Currency Portion	Total
- Process Units	-	-	-	48.19	2.57	50.76	48.19	2.57	50.76
- Utility Facilities	0.97	0.09	1.06	11.75	0.66	12.41	12.72	0.75	13.47
- Auxiliary Facilities	1.77	0.75	2.52	0.65	0.40	1.05	2.42	1.15	3.57
- Offsite Facilities	2.11	3.22	5.33	-	-	-	2.11	3.22	5.33
- Spareparts, Catalysts & Chemicals	-	-	-	3.04	-	3.04	3.04	-	3.04
- Construction Equipment	-	-	-	9.59	-	9.59	9.59	-	9.59
- Transport, Insurance, Duty Engineering Services & Management Services	2.75	0.94	3.69	27.01	9.43	36.44	29.76	10.37	40.13
TOTAL	7.60	5.00	12.60	100.23	13.06	113.29	107.83	18.06	125.89

Table 4-9 PRODUCTION AND SALES PLAN  
 - (UREA : 275TPD) - BASE CASE

(Unit: USD 1,000)

YEAR	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
RATED CAPACITY (UREA)	90750	90750	90750	90750	90750	90750	90750	90750	90750	90750	90750	90750	90750	90750	90750
CAPACITY UTILIZATION	0.601	0.610	0.654	0.688	0.712	0.724	0.736	0.748	0.759	0.769	0.777	0.784	0.790	0.796	0.800
PRODUCTION	54500	55340	59320	62480	64610	65660	66760	67860	68860	69750	70540	71130	71730	72230	72620
INCREASE IN INVENTORY	3000	46	219	174	117	58	61	61	55	49	43	32	33	28	21
SALES VOLUME	51500	55294	59101	62306	64493	65603	66700	67800	68805	69701	70497	71097	71697	72202	72598
UNIT SALES PRICE	0.4860	0.5200	0.5540	0.5930	0.6320	0.6740	0.7190	0.7660	0.8170	0.8710	0.9260	0.9880	1.0500	1.1190	1.1900
SALES REVENUE	25029	28753	32742	36947	40760	44216	47957	51934	56214	60710	65280	70244	75282	80794	86392
TOTAL SALES REVENUE	25029	28753	32742	36947	40760	44216	47957	51934	56214	60710	65280	70244	75282	80794	86392

Table 4-10 PROJECTED UREA PRODUCTION COST BY CHANGES IN ELECTRICITY PRICE  
(Capacity 275 TPD: Bagged Urea)

Year	Base Estimate		20% Reduction		40% Reduction		60% Reduction		80% Reduction		100% Reduction	
	Current Price	1984 Const. Price	Current Price	1984 Const. Price	Current Price	1984 Const. Price	Current Price	1984 Const. Price	Current Price	1984 Const. Price	Current Price	1984 Const. Price
1991/92	836.0	556.0	764.9	508.7	693.9	461.5	622.8	414.2	551.7	366.9	480.7	319.7
1992/93	848.2	532.2	772.8	484.9	697.5	437.6	622.2	390.4	546.8	343.1	471.5	295.8
1993/94	839.7	497.0	759.8	449.7	680.0	402.5	600.0	355.1	520.3	308.0	440.4	260.7
1994/95	842.1	470.2	757.4	422.9	672.8	375.7	588.1	328.4	503.5	281.2	418.8	233.9
1995/96	854.3	450.0	764.6	402.8	674.8	355.5	585.1	308.2	495.4	261.0	405.7	213.7
1996/97	871.8	433.3	776.7	386.0	681.6	338.7	586.5	291.5	491.4	244.2	396.3	196.9
1997/98	894.5	419.4	794.1	372.3	693.2	325.0	592.4	277.7	491.6	230.5	390.8	183.2
1998/99	920.4	407.1	813.5	359.8	705.6	312.5	599.8	265.3	492.9	218.0	386.1	170.8
1999/2000	948.9	395.9	835.6	348.7	722.3	301.4	609.0	254.1	495.8	206.9	382.5	159.6
2000/01	980.5	386.0	860.4	338.7	740.3	291.4	620.3	244.2	500.2	196.9	380.2	149.7
2001/02	838.9	311.5	711.7	264.3	584.4	217.0	457.1	169.8	329.8	122.5	202.6	75.2
2002/03	881.0	308.7	746.1	261.4	611.2	214.1	476.2	166.8	341.3	119.6	206.4	72.3
2003/04	925.9	306.0	782.9	258.8	639.8	211.5	496.8	164.2	353.8	116.9	210.8	69.7
2004/05	974.0	303.7	822.4	256.4	670.8	209.2	519.2	161.9	367.6	114.6	216.1	67.4
2005/06	1,025.6	301.7	864.9	254.4	704.2	207.1	543.5	159.9	382.8	112.6	222.2	65.4
Average (1991/92 - 2005/06)	898.8	405.3	788.5	358.0	678.2	310.7	567.9	263.4	457.7	216.2	347.4	168.9

(Unit: US\$/ton)

Notes: 1/ Excluding interest for short-term loan which will be borrowed for recovering cash deficit incurred due to financial losses  
2/ Using deflator of 6% p.a. for calculating the production cost in 1984 constant prices

Table 4-11 PROJECTED UREA PRODUCTION COST  
(1997/98: Current Price)

Annual Production: 66,760 tons  
Capacity Utilization: 73.6%

Items	Particulars	Annual Costs (US\$ '000)	Cost per Ton (US\$/ton)	% to Total cost
1. Variable Cost				
1.1 Electric Power	$\text{US\$}25.35/\text{kWh} \times 1.06^6 \times 6,642 \text{ kWh/t}$	33,652	504.07	56.35
1.2 Coal	$\text{US\$}61.09/\text{ton} \times 1.06^6 \times 0.256 \text{ t/t}$	1,481	22.18	2.48
1.3 Catalysts and Chemicals	$\text{US\$}4.09/\text{ton} \times 1.06^6$	387	5.80	0.65
1.4 Bags	$\text{US\$}56.4/\text{bag} \times 1.06^6 \times 21 \text{ bags/t}$	1,121	16.80	1.88
Sub-total		<u>36,641</u>	<u>548.85</u>	<u>61.36</u>
2. Direct Fixed Cost				
2.1 Personnel Cost	$\text{US\$}319,880^5 \times 1.05^6$	429	6.43	0.72
2.2 Maintenance Cost	$(\text{US\$}129,900 \times 10^3)^{3/6} \times 0.03 \times 1.06^6$	5,528	82.80	9.26
2.3 Insurance	$[(\text{US\$}141,700 \times 10^3)^{7/8} - (\text{US\$}93,240 \times 10^3)^{7/8}] \times 0.01175$	569	8.52	0.95
Sub-total		<u>6,526</u>	<u>97.75</u>	<u>10.93</u>
3. Depreciation and Amortization <sup>2/</sup>				
3.1 Plants and Facilities	$(\text{US\$}113,290 \times 10^3) \times 1/10$	11,329	169.70	18.97
3.2 Buildings	$(\text{US\$}12,590 \times 10^3) \times 1/20$	630	9.44	1.06
3.3 Preoperation Expenses	$(\text{US\$}3,300 \times 10^3) \times 1/10$	330	4.94	0.55
3.4 Interest during Construction	$(\text{US\$}9,280 \times 10^3) \times 1/10$	928	13.90	1.55
Sub-total		<u>13,217</u>	<u>197.98</u>	<u>22.13</u>
4. General Administrative Expenses	Personnel Cost $(\text{US\$}428,689) \times 0.7$	300	4.49	0.50
5. Interest on Long-Term Loan	$[(\text{US\$}101,068 \times 10^3)^{10/10} - (\text{US\$}40,428 \times 10^3)^{11/10}] \times 0.05$	<u>3,032</u>	<u>45.42</u>	<u>5.08</u>
Total Cost		<u>59,716</u>	<u>894.49</u>	<u>100.00</u>

Note: Excluding interest for short term loans



EXPLANATORY NOTES TO Table 4-11

- 1/ 1984 : US¢3.56/kWh  
1991 : US¢5.35/kWh (3.56 x 1.06<sup>7</sup>)
- 2/ 1984 : US\$40.63/ton  
1991: US\$61.09/ton (40.63 x 1.06<sup>7</sup>)
- 3/ 1984 : US\$2.72/ton of urea  
1991 : US\$4.09/ton of urea (2.72 x 1.06<sup>7</sup>)
- 4/ 1984 : US¢37.5/bag  
1991 : US¢56.4/bag (37.5 x 1.06<sup>7</sup>)
- 5/ 1984 : US\$227,333/year (See Table 4-7)  
1991 : US\$319,880/year (227,333 x 1.05<sup>7</sup>)
- 6/ 1991 : Base Project Cost (US\$132.83 million)  
less : Land Acquisition Cost (US\$0.72 million)  
Site Preparation Cost (US\$1.80 million), and  
Part of Indirect Field Exp. (US\$0.41 million)
- 7/ Depreciable Assets (US\$141.70 million)
- 8/ Accumulated Depreciation (US\$93.24 million)
- 9/ Amortization excluding for indirect field expenses because  
of those expenses amortized out within the initial five  
years
- 10/ US\$144.79 million x 0.7
- 11/ US\$6,738,000/year x 6 years

Table 4-12 SUMMARY OF FINANCIAL PROJECTIONS AND ANALYSIS  
(Electric Power Price : Base Estimate)

Plant Capacity: 275 TPD-Bagged Urea

(In million of current US dollars)

Fiscal Year Ending June 30	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1996/97	1998/99	2000/01	2002/03	2004/05
Capacity Utilization (%)	60.1	61.0	65.4	68.8	72.4	74.8	76.9	78.4	79.6
Urea Sales (1,000 t.p.a.)	51.5	55.3	59.1	62.3	65.6	67.8	69.7	71.1	72.2
Sales Revenue	25.0	28.8	32.7	36.9	44.2	51.9	60.7	70.2	80.8
Cost of Sales (bef. Adm. Exp. & Interest)	38.1	41.9	45.0	49.1	53.4	59.3	65.8	60.7	65.0
General admn. expenses	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
Interest on long-term loans	5.1	4.7	4.4	4.1	3.4	2.7	2.0	1.4	0.7
Net profit after tax	-18.3	-20.2	-21.1	-21.9	-24.2	-27.3	-31.1	-23.8	-30.6
Current assets	5.8	6.2	6.9	7.5	8.7	9.9	11.2	12.1	13.8
Net fixed assets	128.7	115.2	101.8	88.3	61.7	35.2	8.8	7.6	6.3
Current liabilities	21.5	35.4	50.4	66.3	101.5	142.7	191.3	250.0	321.6
Long term debt	87.8	81.1	74.3	67.6	54.1	40.5	27.0	13.5	-
Retained earnings (Accumulated)	-18.3	-38.5	-59.5	-81.4	-128.6	-181.5	-241.7	-287.3	-344.9
Shareholders equity	25.1	4.9	-16.1	-38.0	-85.2	-138.1	-198.3	-243.9	-301.5
<u>Ratio</u>									
Net profit after tax/sales (%)	-73.2	-70.2	-64.3	-59.2	-54.7	-52.6	-51.2	-33.9	-37.8
Net profit after tax/shareholders equity (%)	-72.9	-407.2	130.7	57.6	28.4	19.8	15.7	9.8	10.1
Net profit after tax/share capital (%)	-42.2	-46.4	-48.5	-50.4	-55.6	-62.8	-71.6	-54.8	-70.4
Current ratio	0.27	0.18	0.14	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.04
Quick ratio	0.15	0.10	0.08	0.07	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03
Debt service coverage ratio	0.02	-0.17	-0.29	-0.41	-0.75	-1.20	-1.81	-2.69	-3.94
Long term debt/shareholders equity	78/22	94/6	*	*	*	*	*	*	*

Table 4-13 SUMMARY OF FINANCIAL PROJECTIONS AND ANALYSIS  
(Electric Power Price : 20% lower)

Plant Capacity: 275 TPD-Bagged Urea

(In million of current US dollars)

Fiscal Year Ending June 30	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1996/97	1998/99	2000/01	2002/03	2004/05
Capacity Utilization (%)	60.1	61.0	65.4	68.8	72.4	74.8	76.9	78.4	79.6
Urea Sales (1,000 t.p.a.)	51.5	55.3	59.1	62.3	65.6	67.8	69.7	71.1	72.2
Sales Revenue	25.0	28.8	32.7	36.9	44.2	51.9	60.7	70.2	80.8
Cost of Sales (bef. Admn. Exp. & Interest)	34.4	37.7	40.3	42.9	47.2	52.0	57.5	51.2	58.1
General admn. expenses	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
Interest on long-term loans	5.1	4.7	4.4	4.1	3.4	2.7	2.0	1.4	0.7
Net profit after tax	-14.7	-15.4	-15.0	-14.4	-13.2	-11.7	-9.3	3.7	5.8
Current assets	5.3	5.7	6.2	6.8	7.8	8.9	10.1	10.7	12.2
Net fixed assets	128.7	115.2	101.8	88.3	61.7	35.2	8.8	7.6	6.3
Current liabilities	17.3	26.4	35.3	43.6	58.6	70.9	79.1	85.9	89.3
Long term debt	87.8	81.1	74.3	67.6	54.1	40.5	27.0	13.5	-
Retained earnings (Accumulated)	-14.7	-30.1	-45.1	-59.5	-86.8	-110.8	-130.7	-124.6	-114.2
Shareholders equity	28.8	13.4	-1.7	-16.0	-43.1	-67.4	-87.2	-81.2	-70.7
<u>Ratio</u>									
Net profit after tax/sales (%)	-58.6	-53.6	-45.9	-38.9	-29.9	-22.5	-15.3	5.3	7.2
Net profit after tax/shareholders equity (%)	-50.9	-115.3	907.0	89.7	30.6	17.4	10.6	-4.6	-8.2
Net profit after tax/share capital (%)	-33.7	-35.5	-34.6	-33.1	-30.4	-26.9	-21.3	8.6	13.3
Current ratio	0.30	0.21	0.18	0.16	0.13	0.12	0.13	0.12	0.14
Quick ratio	0.17	0.12	0.10	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.09
Debt service coverage ratio	0.33	0.24	0.25	0.29	0.33	0.45	0.68	0.70	0.96
Long term debt/shareholders equity	75/25	86/14	*	*	*	*	*	*	*

Table 4-14 SUMMARY OF FINANCIAL PROJECTIONS AND ANALYSIS  
(Electric Power Price : 40¢ lower)

Plant Capacity: 275 TPD-Bagged Urea

(In million of current US dollars)

Fiscal Year Ending June 30	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1996/97	1998/99	2000/01	2002/03	2004/05
Capacity Utilization (%)	60.1	61.0	65.4	68.8	72.4	74.8	76.9	78.4	79.6
Urea Sales (1,000 t.p.a.)	51.5	55.3	59.1	62.3	65.6	67.8	69.7	71.1	72.2
Sales Revenue	25.0	28.8	32.7	36.9	44.2	51.9	60.7	70.2	80.8
Cost of Sales (bef. Admn. Exp. & Interest)	30.7	33.6	35.6	37.6	41.0	44.8	49.1	41.6	47.2
General admn. expenses	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
Interest on long-term loans	5.1	4.7	4.4	4.1	3.4	2.7	2.0	1.4	0.7
Net profit after tax	-11.0	-10.7	-9.0	-6.9	-2.2	2.3	5.5	16.1	19.5
Current assets	4.7	5.1	5.6	6.1	6.9	7.9	8.9	9.4	10.7
Net fixed assets	128.7	115.2	101.8	88.3	61.7	35.2	8.8	7.6	6.3
Current liabilities	13.1	17.4	20.2	20.9	15.6	7.8	8.0	8.1	8.3
Long term debt	87.8	81.1	74.3	67.6	54.1	40.5	27.0	13.5	-
Retained earnings (Accumulated)	-11.0	-21.7	-30.6	-37.5	-44.5	-41.9	-32.4	-2.2	35.1
Shareholders equity	32.4	21.8	12.8	5.9	-1.1	1.6	11.0	41.3	78.5
Ratio									
Net profit after tax/sales (%)	-43.9	-37.1	-27.5	-18.7	-5.1	4.5	9.1	23.0	24.1
Net profit after tax/shareholders equity (%)	-33.9	-48.9	-70.3	-117.0	204.3	147.7	50.0	39.1	24.8
Net profit after tax/share capital (%)	-25.3	-24.5	-20.7	-15.9	-5.1	5.3	12.7	37.2	44.9
Current ratio	0.36	0.29	0.28	0.29	0.44	1.01	1.12	1.16	1.29
Quick ratio	0.20	0.17	0.16	0.17	0.27	0.62	0.70	0.78	0.87
Debt service coverage ratio	0.64	0.65	0.79	0.98	1.42	1.93	2.36	2.24	2.80
Long term debt/shareholders equity	73/27	79/21	85/15	92/8	*	96/4	71/29	25/75	0/100

Table 4-15 SUMMARY OF FINANCIAL PROJECTIONS AND ANALYSIS  
(Electric Power Price : 60¢ lower)

Fiscal Year Ending June 30	Plant Capacity: 275 TPD-Bagged Urea (In million of current US dollars)								
	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1996/97	1998/99	2000/01	2002/03	2004/05
Capacity Utilization (%)	60.1	61.0	65.4	68.8	72.4	74.8	76.9	78.4	79.6
Urea Sales (1,000 t.p.a.)	51.5	55.3	59.1	62.3	65.6	67.8	69.7	71.1	72.2
Sales Revenue	25.0	28.8	32.7	36.9	44.2	51.9	60.7	70.2	80.8
Cost of Sales (bef. Admn. Exp. & Interest)	27.1	29.4	30.9	32.4	34.8	37.6	40.8	42.0	36.3
General admn. expenses	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
Interest on long-term loans	5.1	4.7	4.4	4.1	3.4	2.7	2.0	1.4	0.7
Net profit after tax	-7.3	-5.9	-3.0	0.3	3.5	6.8	10.5	21.9	26.0
Current assets	4.2	4.5	4.9	5.3	6.1	6.9	7.8	8.1	9.2
Net fixed assets	128.7	115.2	101.8	88.3	61.7	35.2	8.8	7.6	6.3
Current liabilities	8.9	8.4	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.7	7.9
Long term debt	87.8	81.1	74.3	67.6	54.1	40.5	27.0	13.5	-
Retained earnings (Accumulated)	-7.3	-13.2	-16.2	-15.9	-9.4	2.5	21.6	62.9	112.8
Shareholders equity	36.1	30.2	27.2	27.5	34.0	45.9	65.0	106.4	156.3
Ratio									
Net profit after tax/sales (%)	-29.3	-20.5	-9.1	0.8	7.8	13.1	17.3	31.2	32.2
Net profit after tax/shareholders equity (%)	-20.3	-19.5	-10.9	1.0	10.2	14.8	16.2	20.6	16.7
Net profit after tax/share capital (%)	-16.9	-13.6	-6.8	0.6	8.0	15.6	24.2	50.4	60.0
Current ratio	0.47	0.53	0.68	0.73	0.82	0.91	1.02	1.04	1.17
Quick ratio	0.26	0.30	0.39	0.43	0.49	0.56	0.64	0.72	0.81
Debt service coverage ratio	0.95	1.07	1.33	1.64	1.98	2.40	2.93	2.94	3.68
Long term debt/shareholders equity	71/29	73/27	73/27	71/29	61/39	47/53	29/71	11/89	0/100

Table 4-16 SUMMARY OF FINANCIAL PROJECTIONS AND ANALYSIS  
(Electric Power Price : 80% lower)

Plant Capacity: 275 TPD-Bagged Urea

(In million of current US dollars)

Fiscal Year Ending June 30	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1996/97	1998/99	2000/01	2002/03	2004/05
Capacity Utilization (%)	60.1	61.0	65.4	68.8	72.4	74.8	76.9	78.4	79.6
Urea Sales (1,000 t.p.a.)	51.5	55.3	59.1	62.3	65.6	67.8	69.7	71.1	72.2
Sales Revenue	25.0	28.8	32.7	36.9	44.2	51.9	60.7	70.2	80.8
Cost of Sales (bef. Admn. Exp. & Interest)	23.4	25.3	26.2	27.1	28.6	30.4	32.5	22.5	25.4
General admn. expenses	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
Interest on long-term loans	5.1	4.7	4.4	4.1	3.4	2.7	2.0	1.4	0.7
Net profit after tax	-3.7	-1.5	1.9	5.5	7.2	11.1	15.5	27.6	32.6
Current assets	3.7	3.9	4.3	4.6	5.2	5.9	6.6	6.8	7.7
Net fixed assets	128.7	115.2	101.8	88.3	61.7	35.2	8.8	7.6	6.3
Current liabilities	7.0	7.0	7.0	7.1	7.1	7.2	7.3	7.3	7.4
Long term debt	87.8	81.1	74.3	67.6	54.1	40.5	27.0	13.5	-
Retained earnings (Accumulated)	-3.7	-5.2	-3.2	2.3	18.3	38.5	67.3	119.8	182.4
Shareholders equity	39.8	38.3	40.2	45.8	61.7	82.0	110.8	163.2	225.8
Ratio									
Net profit after tax/sales (%)	-14.7	-5.1	5.9	15.0	16.3	21.4	25.6	39.3	40.3
Net profit after tax/shareholders equity (%)	-9.2	-3.9	4.8	12.1	11.6	13.6	14.0	16.9	14.4
Net profit after tax/share capital (%)	-8.5	-3.4	4.4	12.8	16.6	25.6	35.7	63.6	75.0
Current ratio	0.52	0.56	0.61	0.65	0.73	0.81	0.91	0.92	1.04
Quick ratio	0.28	0.31	0.34	0.38	0.44	0.50	0.57	0.65	0.73
Debt service coverage ratio	1.25	1.45	1.77	2.13	2.35	2.86	3.50	3.65	4.56
Long term debt/shareholders equity	69/31	68/32	65/35	60/40	47/53	33/67	20/80	8/92	0/100

Table 4-17 SUMMARY OF FINANCIAL PROJECTIONS AND ANALYSIS  
(Electric Power Price : 100% lower)

Plant Capacity: 275 TPD-Bagged Urea

(In million of current US dollars)

Fiscal Year Ending June 30	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1996/97	1998/99	2000/01	2002/03	2004/05
Capacity Utilization (%)	60.1	61.0	65.4	68.8	72.4	74.8	76.9	78.4	79.6
Urea Sales (1,000 t.p.a.)	51.5	55.3	59.1	62.3	65.6	67.8	69.7	71.1	72.2
Sales Revenue	25.0	28.8	32.7	36.9	44.2	51.9	60.7	70.2	80.8
Cost of Sales (bef. Admn. Exp. & Interest)	19.8	21.1	21.5	21.8	22.3	23.2	24.1	12.9	14.5
General admn. expenses	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
Interest on long-term loans	5.1	4.7	4.4	4.1	3.4	2.7	2.0	1.4	0.7
Net profit after tax	-0.0	2.7	6.6	10.8	10.9	15.5	20.5	33.4	39.1
Current assets	3.1	3.4	3.6	3.9	4.3	4.8	5.4	5.4	6.2
Net fixed assets	128.7	115.2	101.8	88.3	61.7	35.2	8.8	7.6	6.3
Current liabilities	6.8	6.8	6.8	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	7.0
Long term debt	87.8	81.1	74.3	67.6	54.1	40.5	27.0	13.5	-
Retained earnings (Accumulated)	-0.0	2.7	9.3	20.1	45.6	74.2	112.6	176.2	251.5
Shareholders equity	43.4	46.1	52.7	63.5	89.0	117.6	156.1	219.6	294.9
Ratio									
Net profit after tax/sales (%)	-0.1	9.3	20.3	29.2	24.7	29.8	33.8	47.5	48.4
Net profit after tax/shareholders equity (%)	-0.0	5.8	12.6	17.0	12.3	13.1	13.2	15.2	13.3
Net profit after tax/share capital (%)	-0.0	6.2	15.3	24.9	25.1	35.6	47.3	76.8	90.1
Current ratio	0.46	0.49	0.53	0.56	0.63	0.70	0.79	0.78	0.89
Quick ratio	0.24	0.27	0.30	0.33	0.38	0.43	0.50	0.57	0.65
Debt service coverage ratio	1.56	1.81	2.19	2.62	2.72	3.32	4.07	4.36	5.44
Long term debt/shareholders equity	67/33	64/36	58/42	52/48	38/62	26/74	15/85	6/94	0/100

Table 4-18(1) ECONOMIC CAPITAL COST  
(Current Prices)

(Unit: US\$ Million)

Items	Foreign Exchange Portion	Local Currency Portion	Total
A. Land Acquisition	-	-	-
B. Site Preparation	1.44	0.18	1.62
C. Plant Direct Cost	65.44	7.69	73.13
C-1 Process Units	(48.19)	(2.57)	(50.76)
C-2 Utility Facilities	(12.72)	(0.75)	(13.47)
C-3 Auxiliary Facilities	(2.42)	(1.15)	(3.57)
C-4 Offsite Facilities	(2.11)	(3.22)	(5.33)
D. Spareparts, Catalysts, and Chemicals	3.04	-	3.04
E. Construction and Erection Labor	11.96	4.78	16.74
F. Construction Equipment	9.59	-	9.59
G. Transport, Insurance & Duty	1.82	2.66	4.48
H. Indirect Field Expenses	0.42	0.71	1.13
I. Engineering Services	11.00	1.13	12.13
J. Project Management Services	2.90	0.49	3.39
K. Pre-operation Expenses	0.38	2.92	3.30
Economic Project Cost (A - K)	107.99	20.56	128.55



Table 4-18(2) ECONOMIC CAPITAL COST  
(1984 Constant Prices)

(Unit: US\$ Million)

Items	Foreign Exchange Portion	Local Currency Portion	Total
A. Land Acquisition	-	-	-
B. Site Preparation	1.17	0.15	1.32
C. Plant Direct Cost	48.51	5.75	54.26
C-1 Process Units	(35.66)	(1.90)	(37.56)
C-2 Utility Facilities	(9.46)	(0.56)	(10.02)
C-3 Auxiliary Facilities	(1.80)	(0.86)	(2.66)
C-4 Offsite Facilities	(1.59)	(2.43)	(4.02)
D. Spareparts, Catalysts, and Chemicals	2.11	-	2.11
E. Construction and Erection Labor	8.60	3.44	12.04
F. Construction Equipment	7.38	-	7.38
G. Transport, Insurance & Duty	1.35	1.98	3.33
H. Indirect Field Expenses	0.30	0.51	0.81
I. Engineering Services	8.26	0.85	9.11
J. Project Management Services	2.17	0.37	2.54
K. Pre-operation Expenses	0.26	2.00	2.26
Economic Project Cost	80.11	15.05	95.16

[EXPLANATORY NOTES TO TABLES 4-18(1) & 4-18(2)]

CORRECTION FACTORS USED FOR ESTIMATING  
ECONOMIC CAPITAL COST

Items	Correction Factors	Remarks
A. Land Acquisition	0	Land cost is evaluated with no value, assuming that land belongs to the nation.
B. Site Preparation	0.9025	Assuming the site preparation work will be commissioned to local contractor, the following tax components are subtracted from the estimated cost:  a. 5% of the cost - Contractor Tax, plus  b. 5% of the remainder after subtracting (a) - Corporate Tax at 50% of taxable income assumed as 10% of the remaining gross amount $(1 - 0.05) \times 0.1 \times 0.5 = 0.0475$
C. Plant Direct Cost	1.0	
D. Spareparts, Catalysts, and Chemicals	1.0	
E. Construction and Erection Labor	0.95	Subtracting 5% (Contractor Tax) from the estimated cost
F. Construction Equip.	1.0	

G. Transport, Insurance, and Duty	0.7266	Subtracting the following components:
		<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Ocean Transport and Insurance, accounting for 43.6% of the total cost ... no subtraction</li> <li>b. Custom Clearance, Import Duty and Tax, accounting for 24.2% ... full subtraction</li> <li>c. Unloading, Inland Transport and Insurance, accounting for 32.2% ... 5% Contract Tax, plus Corporate Tax at 50% of taxable income assumed as 10% of gross amount remaining after subtracting Contractor Tax portion <math>(1 - 0.05) \times 0.5 \times 0.1 = 0.0475</math></li> </ul>
		<p>Total subtracting factors based on the foregoing assumptions are as follows:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Nil</li> <li>b. 0.242</li> <li>c. <math>0.322 \times (0.05 + 0.0475) = 0.0314</math></li> <li>Total: <math>1 - (0.242 + 0.0314) = 0.7266</math></li> </ul>
H. Indirect Field Expenses	1.0	
I. Engineering Services	0.95	Subtracting 5% (Contractor Tax) from the estimated cost
J. Project Management Services	0.95	Subtracting 5% (Contractor Tax) from the estimated cost
K. Pre-operation Expenses	1.0	
M. Initial Working Capital	1.0	
N. Interest during Construction	0	Non-accountable due to transferrable cost

Table 4-19 ECONOMIC COSTS FOR OPERATING COST COMPONENTS

Items	Financial Cost (1984 Price)	Economic Cost (1984 Price)	Remarks
1. Electric power	US\$3.56/kwh	US\$1.97/kwh	Refer to Chapter 3, Part IV
2. Coal	US\$40.63/ton	US\$39.35/ton	<p>Subtracting the following components from the financial cost:</p> <p>a. Import duty at 3% from border price (US\$37.50/ton)</p> <p>b. Corporate tax at 50% from taxable income assumed as 10% of freight (US\$3.125/ton)</p>
3. Catalysts and Chemicals	US\$2.72/ton-urea	US\$2.68/ton-urea	Subtracting import duty and clearance charge at 1.5% from the financial cost
4. Bags	US\$37.5/bag	US\$34.56/bag	<p>Subtracting the following components from the financial cost:</p> <p>a. Sales tax at 3%</p> <p>b. Corporate tax at 50% of taxable income assumed as 5% of the financial cost remaining after subtracting sales tax</p>

5. Labor Cost	US\$213x10 <sup>3</sup> /yr (US\$320x10 <sup>3</sup> ; 1991 price)	US\$213x10 <sup>3</sup> /yr	
6. Maintenance cost	US\$2,600x10 <sup>3</sup> / /yr (US\$3,909x10 <sup>3</sup> ; 1991 price)	US\$2,553x10 <sup>3</sup> / /yr	Subtracting the following components:  a. Import duty and clearance charge at 1.5% from the foreign portion, accounting for 80%  b. Sales tax at 3% from the local portion, accounting for 20%
7. Insurance	(See ATTACHMENT)	(See ATTACHMENT)	
8. General Administration Expenses	US\$149x10 <sup>3</sup> (US\$224x10 <sup>3</sup> ; 1991 price)	US\$149x10 <sup>3</sup>	

(ATTACHMENT TO Table 4-19)

ECONOMIC COST FOR INSURANCE

(Unit: US\$'000/yr)

Year	Financial Cost		Economic Cost
	Current Price	1984 Constant Price <sup>1/</sup>	(1984 Constant Price) <sup>2/</sup>
1991	1,512	1,006	956
1992	1,354	850	808
1993	1,196	708	673
1994	1,038	580	551
1995	880	464	441
1996	725	360	342
1997	569	267	254
1998	414	183	174
1999	259	108	103
2000	104	41	39
2001	96	36	34
2002	89	31	29
2003	81	27	26
2004	74	23	22
2005	67	20	19

Notes: <sup>1/</sup> Using deflator of 6% per annum

<sup>2/</sup> Using correction factor of 0.95, by subtracting Corporate Tax at 50% of taxable income assumed as 10% of the financial cost

Table 4-20 ECONOMIC RATE OF RETURN  
NEPAL UREA PROJECT (275 TPD)

(UNIT: US\$ '000)

YEAR	GROSS		ANNUAL COSTS	NET DISCOUNT FACTOR	(COST/BENEFIT) PRESENT VALUE		DISCOUNT FACTOR (%)	(COST/BENEFIT) PRESENT VALUE	
	COSTS	BENEFIT			COSTS	BENEFIT		COSTS	BENEFIT
1984	0.00	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00
1985	0.00	0.00	0.00	0.9242	0.00	0.00	0.9259	0.00	0.00
1986	0.00	0.00	0.00	0.8542	0.00	0.00	0.8573	0.00	0.00
1987	2910.00	0.00	0.00	0.7895	2297.45	0.00	0.7938	2310.05	0.00
1988	37826.00	0.00	0.00	0.7297	27601.20	0.00	0.7350	27803.30	0.00
1989	44615.00	0.00	0.00	0.6744	30088.70	0.00	0.6806	30364.20	0.00
1990	9809.00	0.00	0.00	0.6233	6114.09	0.00	0.6302	6181.34	0.00
1991	0.00	17079.00	8732.00	0.5761	0.00	4808.64	0.5835	0.00	4870.40
1992	0.00	18507.00	9166.00	0.5324	0.00	4973.59	0.5403	0.00	5046.66
1993	0.00	19903.00	9396.00	0.4921	0.00	5170.58	0.5003	0.00	5256.12
1994	0.00	21174.00	9594.00	0.4548	0.00	5266.89	0.4632	0.00	5363.79
1995	0.00	22049.00	9702.00	0.4204	0.00	5190.29	0.4289	0.00	5295.43
1996	0.00	22564.00	9717.00	0.3865	0.00	4991.33	0.3971	0.00	5101.73
1997	0.00	23078.00	9738.00	0.3591	0.00	4790.21	0.3677	0.00	4905.10
1998	0.00	23598.00	9766.00	0.3319	0.00	4590.59	0.3405	0.00	4709.27
1999	0.00	24089.00	9794.00	0.3067	0.00	4384.83	0.3152	0.00	4506.39
2000	0.00	24545.00	9818.00	0.2835	0.00	4175.10	0.2919	0.00	4298.68
2001	0.00	24899.00	9892.00	0.2620	0.00	3932.16	0.2703	0.00	4055.94
2002	0.00	25257.00	9949.00	0.2422	0.00	3707.15	0.2503	0.00	3830.82
2003	0.00	25543.00	10005.00	0.2238	0.00	3477.78	0.2317	0.00	3600.35
2004	0.00	25871.00	10051.00	0.2069	0.00	3272.63	0.2145	0.00	3394.16
2005	-1624.00	26087.00	10086.00	0.1912	-310.50	3059.30	0.1987	-322.62	3178.70
TOTAL	93536.00	*****	*****	*****	65791.00	65791.00	*****	66336.30	67413.50

\*\* ERR = 8.20%

\*\* NPV = 1077.26

[Attachment (1) to Table 4-20]

<DIRECT BENEFIT>

YEAR	QUANTITY (TONS)	UNIT VALUE (US\$)	GROSS BENEFIT (US\$ '000)	FINANCING COST (US\$ '000)	TOTAL BENEFIT (US\$ '000)
1991	51500	323	16635	444	17079
1992	55294	326	18026	481	18507
1993	59101	328	19385	518	19903
1994	62306	331	20623	551	21174
1995	64493	333	21476	573	22049
1996	65603	335	21977	587	22564
1997	66700	337	22478	600	23078
1998	67800	339	22984	614	23598
1999	68805	341	23463	626	24089
2000	69701	343	23907	638	24545
2001	70497	344	24251	648	24899
2002	71097	346	24600	657	25257
2003	71697	347	24879	664	25543
2004	72202	349	25198	673	25871
2005	72598	350	25409	678	26087



[Attachment (2) to Table 4-20]

◀ECONOMIC PRODUCTION COST

(Unit: US\$1,000)

YEAR	QUANTITY (TONS)	VARIABLE COST					FIXED COST					TOTAL COST		
		ELECT. POWER	COAL	CAT. & CHEM.	BAGS	TOTAL	LABOR COST	MAINT COST	INSUR- ANCE	GEN. EXP.	TOTAL		SUPPLY / PROD	ADJUST COST
1991	51500	4043	519	138	374	5074	213	2553	956	149	3871	0.945	3658	8732
1992	55294	4341	557	148	401	5447	211	2553	808	147	3723	0.999	3719	9166
1993	59101	4640	595	158	429	5822	209	2553	673	146	3588	0.996	3574	9396
1994	62306	4892	627	167	452	6138	207	2553	551	145	3466	0.997	3456	9594
1995	64493	5063	649	173	468	6353	205	2553	441	143	3356	0.998	3349	9702
1996	65603	5150	661	176	476	6463	203	2553	342	142	3257	0.999	3254	9717
1997	66700	5237	672	179	484	6572	201	2553	254	141	3169	0.999	3166	9738
1998	67800	5323	683	182	492	6680	199	2553	174	139	3089	0.999	3086	9766
1999	68805	5402	693	184	500	6779	197	2553	103	138	3018	0.999	3015	9794
2000	69701	5472	702	187	506	6867	195	2553	39	137	2954	0.999	2951	9818
2001	70497	5535	710	189	512	6946	193	2553	34	136	2949	0.999	2946	9842
2002	71097	5582	716	191	516	7005	192	2553	29	134	2944	1.000	2944	9849
2003	71697	5629	722	192	521	7064	190	2553	26	133	2941	1.000	2941	10005
2004	72202	5669	727	194	524	7114	188	2553	22	132	2937	1.000	2937	10051
2005	72598	5699	731	195	527	7152	186	2553	19	131	2934	1.000	2934	10086

Table 4-21. PERCENTAGE OF NET VALUE ADDED  
(Electric Power Price: 40% of Present Price Level)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1. Total Production Cost	33.83	34.58	35.66	36.64	37.70	38.48	39.52	40.68	41.91	43.24	32.22	33.85	35.61	37.48	39.44
2. Foreign Exchange Outlay (for Plant Operation)															
2.1 Coal (92.3%)	0.79	0.84	0.96	1.07	1.18	1.27	1.37	1.47	1.58	1.70	1.82	1.95	2.08	2.22	2.37
2.2 Catalysts & Chemical (100.0%)	0.22	0.24	0.27	0.30	0.33	0.36	0.39	0.42	0.45	0.48	0.52	0.55	0.59	0.63	0.67
2.3 Maintenance Cost (80.0%)	3.11	3.30	3.50	3.71	3.94	4.17	4.42	4.69	4.97	5.27	5.58	5.92	6.27	6.65	7.05
TOTAL	4.12	4.38	4.73	5.08	5.45	5.80	6.18	6.58	7.00	7.45	7.92	8.42	8.94	9.50	10.09
3. Depreciation of Imported Equipment, Materials & Services															
3.1 Plants and Facilities (88.5%)	10.03	10.03	10.03	10.03	10.03	10.03	10.03	10.03	10.03	10.03	-	-	-	-	-
3.2 Buildings (60.7%)	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
3.3 Indirect Field Expenses (37.2%)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.4 Pre-operation Expenses (11.5%)	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	-	-	-	-	-
3.5 Interest during Construction (100.0%)	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	-	-	-	-	-
TOTAL	11.43	11.43	11.43	11.43	11.43	11.38	11.38	11.38	11.38	11.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
4. Interest on Long-Term Loan	5.05	4.72	4.38	4.04	3.71	3.37	3.03	2.70	2.36	2.02	1.68	1.35	1.01	0.67	0.34
5. Total Foreign Exchange Outlay for Urea Production (2-4)	20.60	20.53	20.54	20.55	20.59	20.55	20.59	20.66	20.74	20.85	9.98	10.15	10.33	10.55	10.81
6. Percentage of Net Value Added [(1)-(5)]/(1) (%)	39.10	40.63	42.40	43.91	46.38	46.60	47.90	49.21	50.51	51.78	69.03	70.01	69.48	71.85	72.59

(Average for 15 years: 54.03%)

Table 4-22 PROJECTED NET FOREIGN EXCHANGE SAVINGS

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
(Unit: US\$Million)															
1. Foreign Exchange Outlay (for Urea Import)	25.03	28.75	32.74	36.95	40.76	44.22	47.96	51.93	56.21	60.71	65.28	70.24	75.28	80.79	86.39
2. Foreign Exchange Outlay (for Plant Operation)	4.12	4.38	4.73	5.08	5.45	5.80	6.18	6.58	7.00	7.45	7.92	8.42	8.94	9.50	10.09
3. Adjustment for Cost of Sales (Sales/Production)	3.89	4.38	4.71	5.06	5.44	5.79	6.17	6.57	6.99	7.44	7.91	8.42	8.94	9.50	10.09
	(0.945)	(0.999)	(0.996)	(0.997)	(0.998)	(0.999)	(0.999)	(0.999)	(0.999)	(0.999)	(0.999)	(1.000)	(1.000)	(1.000)	(1.000)
4. Repayment of Foreign Loan	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74
5. Interest on Long-Term Loan	5.05	4.72	4.38	4.04	3.71	3.37	3.03	2.70	2.36	2.02	1.68	1.35	1.01	0.67	0.34
6. Total Foreign Exchange Outlay from Project (2-5)	15.68	15.50	15.83	15.84	15.89	15.90	15.94	16.01	16.09	16.20	16.33	16.51	16.69	16.91	17.17
7. Net Foreign Exchange Savings [(1)-(6)]	9.35	13.25	16.91	21.11	24.87	28.32	32.02	35.92	40.12	44.51	48.95	53.73	58.59	63.88	69.22
Total for 15 years: 560.75 (Average: 37.38 per annum)															

Table 4-23 PRODUCTION COST AND FOREIGN EXCHANGE COST OF UREA

(Unit: US\$ Per Ton of Urea)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1. Total Production Cost	621	625	601	586	583	586	592	599	609	620	457	476	497	519	543
2. Foreign Exchange Cost*	378	371	346	329	319	313	308	304	301	299	141	143	144	146	149
3. Import Price	486	520	554	593	632	674	719	765	817	871	926	988	1,050	1,119	1,190
4. Total Production Cost/Import Price (%)	128	120	108	99	92	87	82	78	75	71	49	48	47	46	46
5. Foreign Exchange Cost/Import Price (%)	78	71	62	55	50	46	43	40	37	34	15	14	14	13	13

Note: Based on the figures shown in (5) of Table 4-21

Table 4-24 INDUSTRIAL USES OF UREA

Items	Type	End Uses
1) Industrial Uses		
- Urea Formaldehyde Resins	- Adhesives, (Liquid and Flakes)	Plywood, Laminate Beams, Particle Board, Wood Mould
	- UF Bulk Mould	Electric Appliances
	- UF Foam	Insulation
- Melamine	- Crystalline	Decorative Laminates, Surface Coating, Paper Treatment
2) Feed Supplement Uses (Ruminant Animals)		
- Feed Grade Urea	- Microprill	Cattle, Sheep, Goats
- Storage of Feed Straw and Feed Grain	- Prill	Cattle, Sheep, Goats
3) Miscellaneous Uses		
- De-icing Agent	- Prill	Highway, Airport
- Petroleum Dewaxing	- Crystalline	Wax Adduct
- MSG (Mono Sodium Glutamate)	- Prill	Fermentation
- DMEU (Dimethyethylene Urea)	- ---	Textile Treatment
- Urea Hydrogen Peroxide	- Solid	Cosmetics, Laundry Bleach

Note: It is estimated that the world urea consumption for industrial uses was approximately 4.3MM TPY while the world total urea production was 50MM TPY in 1982, respectively. The consumption of industrial urea uses are concentrated mostly in North America and West Europe (60%), Japan (15%), East Europe (20%) and the consumption in elsewhere is minimal.

Figure 4-1 ECONOMIC RATE OF RETURN  
(Urea: 275 TPD)

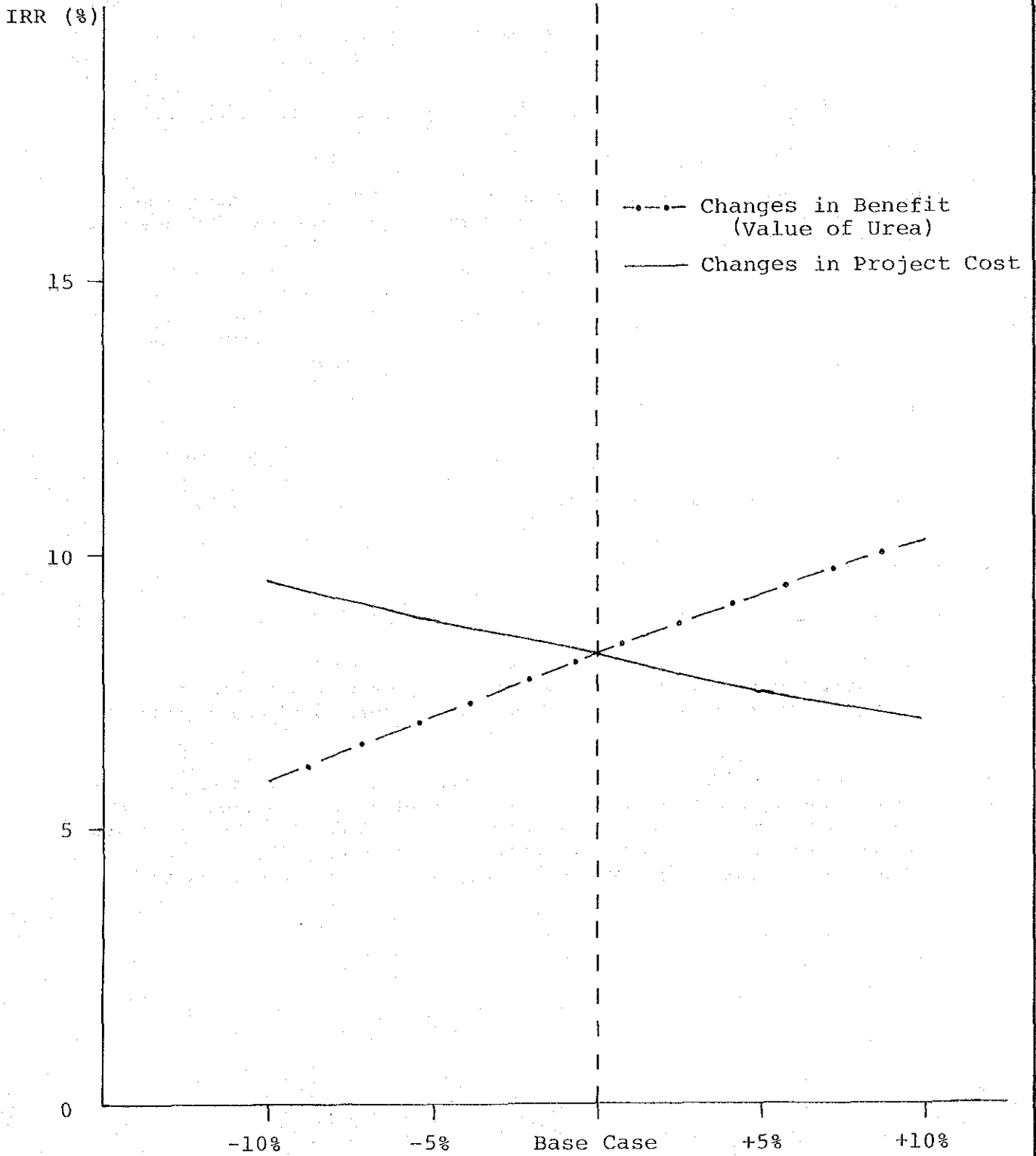
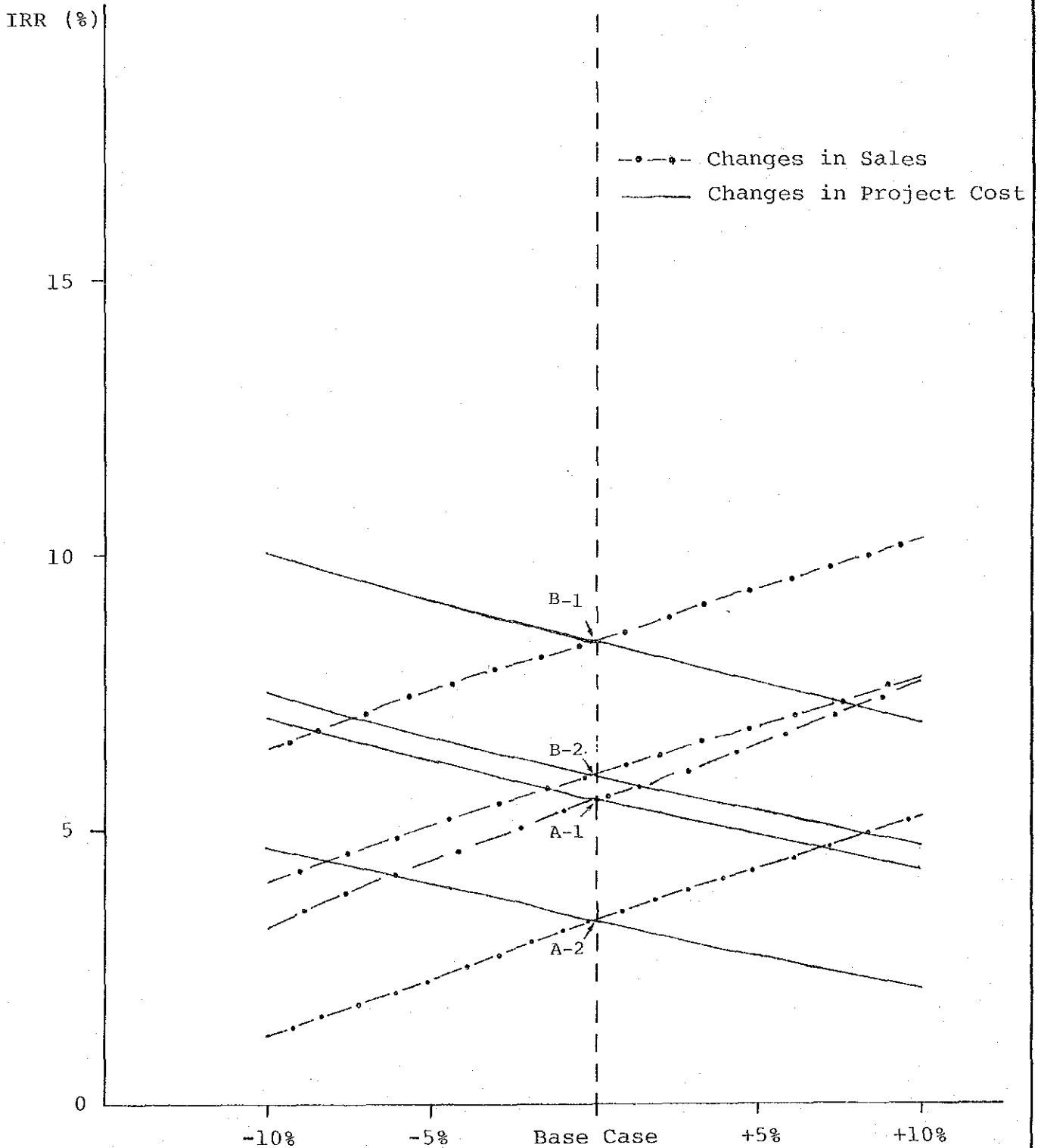


Figure 4-2 FINANCIAL RATE OF RETURN  
(Urea: 275 TPD)



A: Electricity Price: 40% of Base Estimate  
(A-1: Before Tax, A-2: After Tax)  
B: Electricity Price: 20% of Base Estimate  
(B-1: Before Tax, B-2: After Tax)







JICA