

第 16 章

マスタープランの評価と提言

16 マスタープランの評価と提言

16.1 マスタープランの評価

(1) 概要

マスタープランの分析より、調査団は小規模顧客へのガスの供給は或る条件下で経済的にフィージブルであり、国民経済的にも便益があると判断した。1997年から2020年の計算期間で主としてEIRR、NSBを用いて判断した。

Table16-1 Economic Result of M/P

	IRR(%/y)	NSB(Million Rp)
Base Case	34.2%	970,601
High Case	40.2%	1,353,508
Low Case	28.1%	653,777

フィージビリティ性の前提

- 価格が費用回収出来るよう設定されること
- LPGとの競合性が保たれていること
- 財務的に可能であること
- コスト削減に努力が払われること
- ガス冷房の様な大きな市場開発を探求すること

(2) ガス購入価格を、1996年の167Rp/m³から2020年の268Rp/m³まで徐々に上がると設定した。

(3) 家庭用ガス価格は、現実的な800Rp/m³に設定した。十年間に徐々に現在の価格から800Rp/m³までガス料金を上げていくシナリオでは、プライベートセクターの投資家を招聘するには十分な利益率を上げることが出来ないことから、一気に家庭用価格を800rp/m³上げる必要がある。

(4) 独立会社

調査団は別会社組織の供給会社設立を提案した。このコンセプトでは、PGNは別の供給会社に（PGNの子会社もしくは第三者会社）ガスを卸価格で販売する。別会社は、供給エリアの顧客へ800 Rp/m³の料金で販売する。別会社を設立する理由は政府がPGNに対して国内の地域格差を考慮せず家庭用顧客に一律の料金（実際の費用とは異なる料金）を適用することを求めるからである。

PGNは安全性や共通の供給技術基準を維持するために、物質的運営や巡回点検を契約者として実施する。

(5) 財務分析

別会社構想を採用するかどうか、またいかに早く家庭用料金を上げるかはどうかは、利益のあがる工業用からの隠れた内部補填があるゆえにマスタープランの経済性にあまり影響を与えない。

Table 16-2 Financial Analysis on the Master Plan

	Scenario	Base		High		Low	
		IRR	NPV	IRR	NPV	IRR	NPV
		%y	milRp	%y	milRp	%y	milRp
1	Managed by separate PGN utility. Gas purchased at side	27.0	432,524	31.5	727,665	20.8	194,685
	315, sold at 800Rp/m ³ Sep. U.	17.5	120,337	17.9	130,940	17.0	106,697
2	PGN operates. Price up in ten years	20.7	456,244	24.5	769,704	16.1	203,656
3	PGN operates. No price hike	16.6	259,105	21.2	574,685	10.4	8,837

Source: JICA Team 1997

PGNが輸送管に大きな投資を必要とする時に、家庭用ガスマーケットが他のセクターの財務指標に影響を与えることは望ましいことではない。それゆえに家庭用ガス事業の自立性を高めることが必要である。

(6) 商業用空調

ガス導管が商業施設の近くにあれば、ガス吸収式冷凍機は現在のガスと電気の価格で、フィージブルである。

(7) コージェネレーション

効率の高いコージェネレーションは、短期の投資回収を望む投資家を引き付けるのに若干の困難さが付きまとう。十分な投資余力のある投資家や資産の長期運用の見方からすれば経済性は存在する。

(8) 天然ガス自動車

NGV は経済性が許容されるなら、都市部の環境改善に明らかに貢献する。

補助なしに自立したNGV事業を離陸させるにはある一定以上のステーションの設置が必要である。移行期には内部補填もやむを得ないであろう。

(9) 工業用市場

価格の低いオイル製品に最近に追い上げられているのでPGNは潜在需要地域での競争を感じ取り、一步先んじた考えを持つべきである。

調査団はPGNが豊富な経験から工業市場を知り尽くしていると高く評価している。

(10) 環境面・社会面の影響

ガスは環境に良い面だけを持っているので、都市エリアでどのくらい良い影響を与えるのかを評価することを行った。

ガス吸収式冷凍機はオゾン層を破壊するフロンガスの使用を削減する。

都市ガスは便利でまた最近大きな爆発事故を起こしているLPGより安全である。

16.2. 提言

- 1) 小規模市場へのガス供給は、家庭用、商業用、空調用を合わせた開発などの或る条件下で経済価格を用いる事によりフィージブルである。中所得者用住宅は家庭用ガス開発として良い対象であり、それらは都市エネルギーインフラストラクチャーの構築の牽引車となり得る。
- 2) 或る地区の供給間コストが他の地区と異なり、それを反映したガス料金が他燃料と競合出来るなら、独立の事業体を設立して異なった料金を適用出来る仕組みが許容される事を提言する。
- 3) 商業ビルなどでガス空調やコージェネレーションがフィージブルであるならば、政府はその促進を保証する事を薦める。
- 4) NGVは有益であり、都市部で推奨されるべきものである。継続にはより多くの充填所が必要である。
- 5) 新規工業団地への注目は継続すべきである。というのは、ジャワ西部の工業団地は成長しておりガス需要を確保するには早期のパイプラインの計画が望まれる。

第Ⅲ部

フーズビリティースタディー

第 17 章

調査方法と調査前提の共通事項

第Ⅲ部 フィージビリティスタディー

17 調査前提の共通事項

17.1 エリアの選択

今回の開発計画の主要テーマが民生用への都市ガス普及であることから、ステアリングコミッティーで候補案(1)、(2)のフィージビリティスタディーの実施が承認された。

- (1) 既築家庭用市場での都市ガス普及——Perumunas Bekasi Baru
- (2) 商業・宅地複合土地開発地域への都市ガス普及——B S D
- (3) 新規工業団地におけるユーティリティー・サービス子会社——Purwakarta
- (4) 既設導管改修計画

17.2 調査方法と前提の共通事項

17.2.1 実施方法

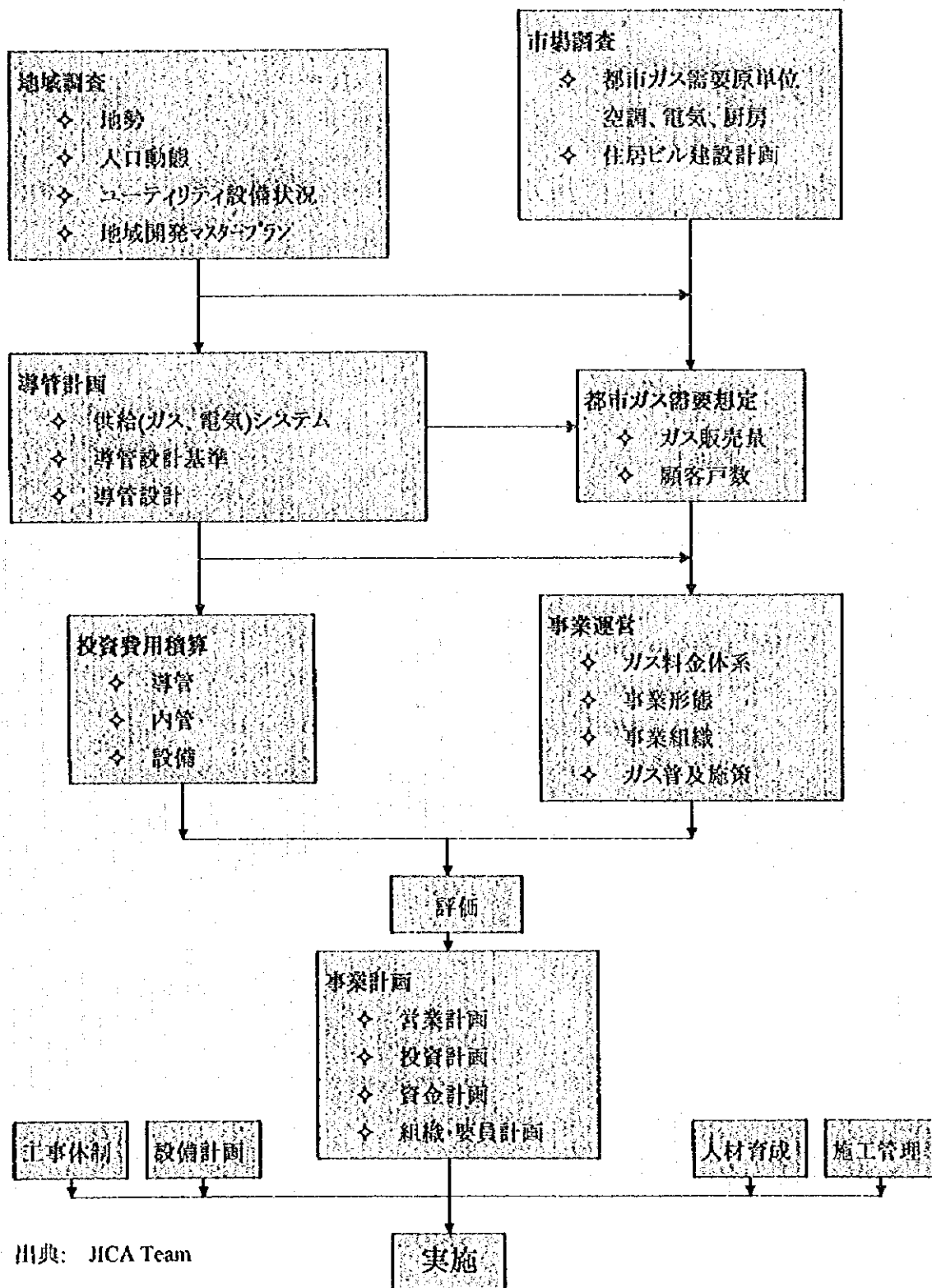
フィージビリティスタディーの実施の概略フローを Figure 17- 1 に示す。

17.2.2 共通の仮定

今回の二つのフィージビリティスタディーを実施するにあたり、主要項目について以下の仮定を行っている。

- 事業計画シナリオに記載されるガス価格の改定、導管の投資が実施される。
- デベロッパーの発表する今後のインフラ整備及び大規模建築計画が実施される。
- ガス事業に対し地域のデベロッパーの全面的な協力が得られる。
- 王事会社の工事能力が十分にある。

Fig. 17-1 Feasibility Study Plan



出典: JICA Team

17.3 ガス料金

17.3.1 他燃料と競合するための料金水準

料金水準を決めるのに重要なことは競合燃料の価格を考慮することである。家庭用市場では競合燃料はケロシンよりむしろ LPG である。LPG の価格は 1995 年に 1000Rp/kg に設定されたが、これは天然ガス 1m³ あたり 784 ルピアに相当する。天然ガスの競合力を考えると家庭用顧客への料金は 700-800 Rp/m³ にまで引き上げることができる。

17.3.2 各需要群への配給コストの配賦

費用の配賦は理想的にはそれぞれの顧客群にかかる実際のコストに基づいて行なわれるべきである。従って理想的なケースでは、各顧客群に課される料金は適正に費用配賦されたもので、顧客間の内部補助がないものとなる。

17.3.3 二部料金体系

我々はフィージビリティ地域において二部料金体系を導入することを推奨する。

17.4 事業形態の選択肢

我々は表 17-1 が示すように、FS 地域の料金と事業形態について以下のような5つのケースを仮定する。この仮定はマスタープランのケース前提と同一である。(14.1.1 節参照)

Table 17-1 Alternative Cases for Pricing & Business Unit (再掲)

	ガス料金	投資	運営
CASE 1	現状の価格レベル	PGN	PGN
CASE 2	競合燃料価格までガス料金を徐々に引き上げ	PGN	PGN
CASE 3	現状の価格レベル	政府	PGN
CASE 4	競合燃料価格までガス料金を徐々に引き上げ	政府	PGN
CASE 5	競合燃料価格までガス料金を直ちに引き上げ	第三者 (例. PGN の子会社)	第三者 (例. PGN の子会社)

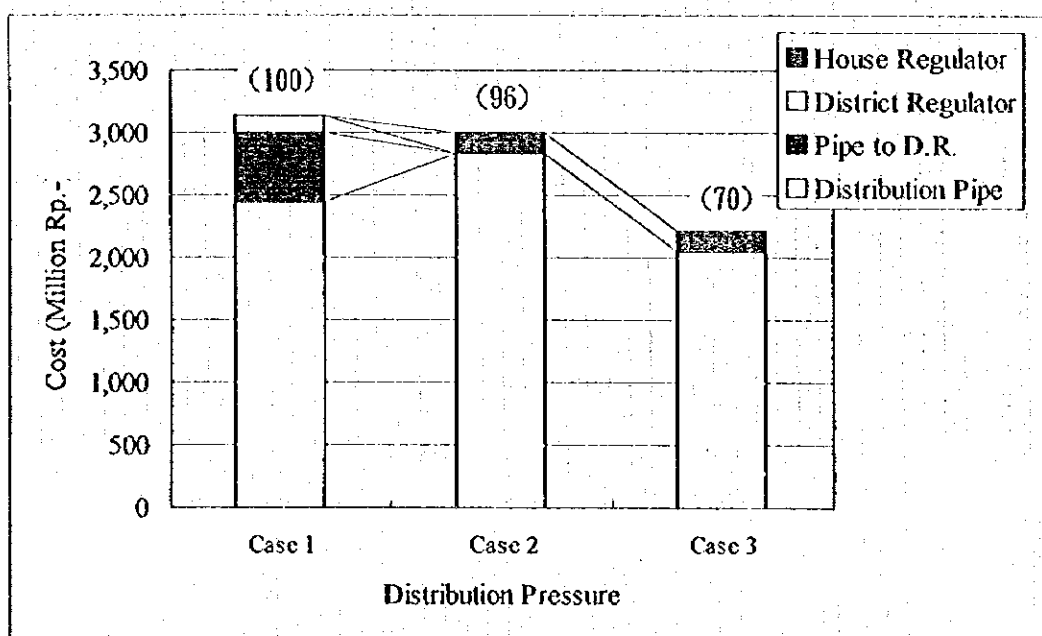
17.5 家庭用顧客へのガス供給システム

Figure 17-2 に、Table 17-2 で定義した 3 つの供給方式についての費用比較を示す。図より、本検討においては、PE 32mm 管を供給用本管として利用する中圧供給方式を家庭用に対する標準供給方式として採用することにする。

Table 17-2 Cases Compared for Finding the Best Distribution System

Case	System	Pressure Range	Minimum Diameter to be used
1	Low Pressure	180-230 mmH ₂ O	PE 63 mm
2	Medium Pressure (1)	0.1 - 1.0 bar	PE 63 mm
3	Medium Pressure (2)	0.1 - 1.0 bar	PE 32 mm

Figure 17-2 Construction Cost Comparison



Source : JICA Team

第 18 章

フイージビリティースタディー
BUMI BEKASI BARU

18. フィージビリティ・スタディ - Bumi Bekasi Baru

18.1 地域の特徴

Bumi Bekasi Baru (新ブカシ台) は、Perum Perumnas (住宅整備公団) によって、中所得者ならびに低所得者向けに開発された大規模家庭用団地で、ブカシ旧市街の南 4 km、ジャカルタの中心街から約 30 km のところに位置している。フィージビリティ・スタディ地域は、Fig. 18-1-1 に示すように地域 I と II に分けることができ、全体の顧客数は、約 7,700 戸である。

地域 I の住宅工事はすでに完了しており、90% 以上の入居率である。地域 II は、現在建設中であり、北側の部分から入居が進んでいる。地域 II には、未買収のままになっている場所が何箇所もある。これらの地域については、家屋の建設見通しが立たないため、フィージビリティ・スタディの範囲から除外している。PGN の既設高圧導管は、Bumi Bekasi Baru の北 0.5 km にある。

18.2 都市ガス需要の推定

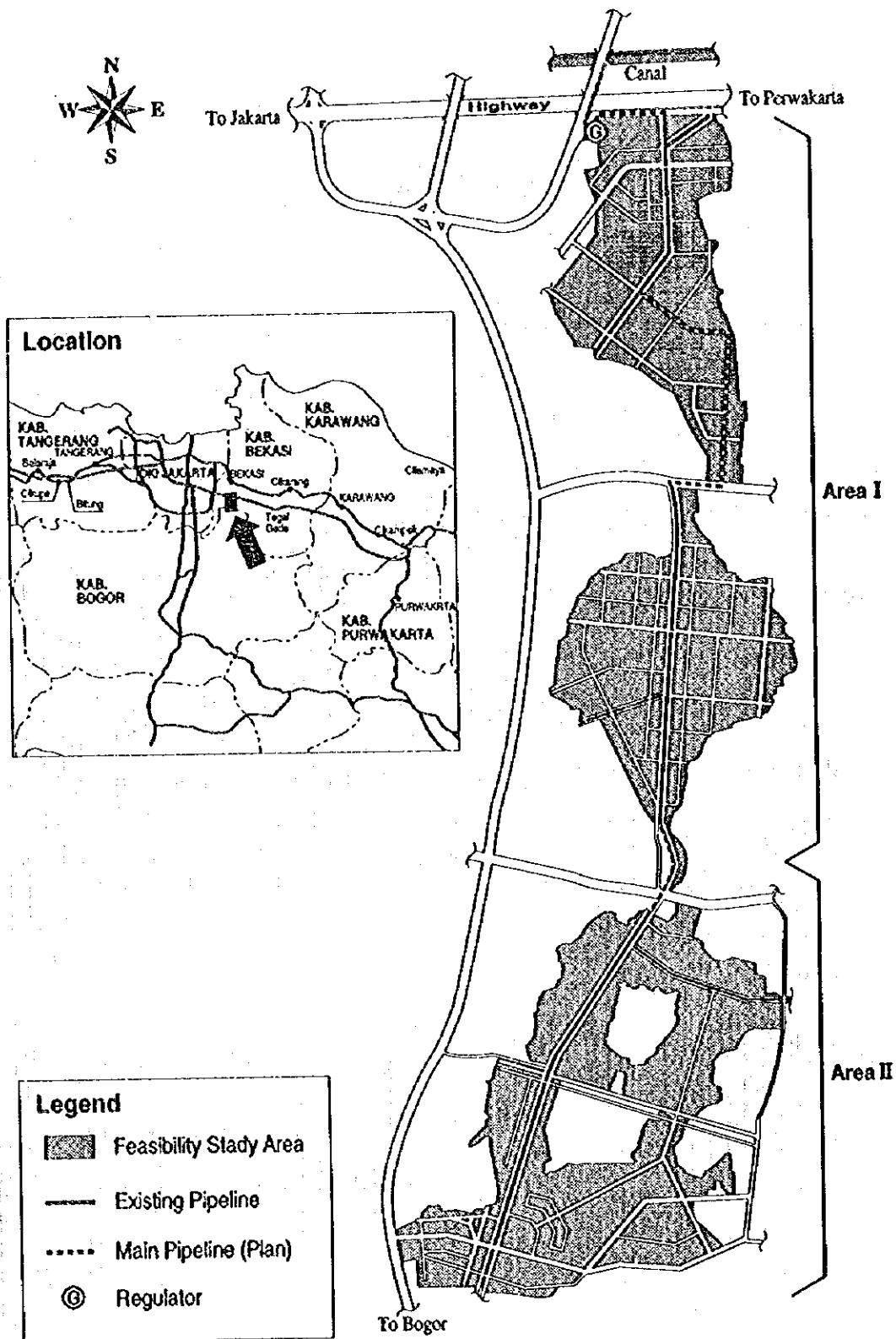
Table 18-2-1 にフィージビリティ・スタディで使用した需要見通しを示す。

Table 18-2-1 Gas Demand in Bumi Bekasi Baru for Feasibility Study

Year	1997		1998		1999	
	1st half	2nd half	1st half	2nd half	1st half	2nd half
No. of Customers		1,650	3,300	5,520	7,740	7,740
Unit Consumption (m ³ /y)	331	331	334.6	334.6	338.1	338.1
Gas Demand (1000 m ³ /y)	100		1,200		2,400	
Year	2000	2005	2010	2020		
No. of Customers	7,740	7,740	7,740	7,740		
Unit Consumption (m ³ /y)	344.4	353.3	366.7	389		
Gas Demand (1000 m ³ /y)	2,700	2,700	2,800	3,000		

Source : JICA Team

Fig. 18-1-1 Outline of Bekasi Feasibility Study Area

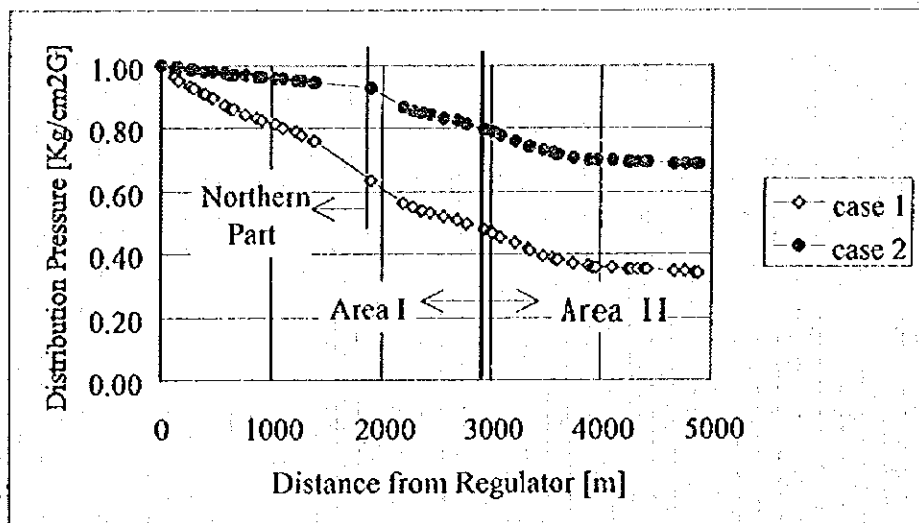


Source : JICA Team

18.3 導管計画

PGNの既設の導管は、フィージビリティ・スタディ地域の北側に位置しているので、10 barから1 barに減圧する整圧器をフィージビリティ・スタディ地域の北端に設置することにした。また、地域IIにまでガスを運ぶため、この整圧器からフィージビリティ・スタディ地域の南の端まで、供給用の本管を設置することにした。この本管の口径については、全区間の口径が125 mmの場合 (Case 1) と、地域Iの北半分だけ180 mmで残り区間が125 mmの場合 (Case 2) について検討した。Case 1 および Case 2 について、導管網解析を実施した結果を Fig. 18-3-1 に示す。

Fig.18-3-1 Distribution Pressure along Main Pipeline



Source : JICA Team

Fig. 18-3-1 に示すように Case 1 の場合の末端圧力は、Case 2 の場合に比べてはるかに低いことがわかる。Case 1 は一種の最大能力設計であり、経済的な導管網設計となる。一方、Case 2 では約55%の供給余力がある。従って、フィージビリティ・スタディ地域のみならず、周辺の団地も開発対象とするのであれば、Case 2 を選択することが奨められる。Table 18-3-1 にフィージビリティ・スタディ地域の必要導管の口径別の延長と工事費用を示す。

Table 18-3-1 Pipeline Necessary in Bekasi F/S Area (Case 1)

Diameter (mm)	Length (m)			Cost (MM Rp.-)		
	Area I	Area II	Total	Area I	Area II	Total
PE 32	13,136	25,264	38,400	315	606	922
PE 63	13,740	10,976	24,716	1,154	922	2,076
PE 90	0	0	0	0	0	0
PE 125	2,918	1,864	4,782	397	254	650
PE 180	0	0	0	0	0	0
Total	29,794	38,104	67,898	1,866	1,782	3,648
Steel 100	48	56	104	7	8	15
Steel 150	24	68	92	4	13	17
Steel 200	0	0	0	0	0	0
Total	72	124	196	12	21	32
All Total	29,866	38,228	68,094	1,878	1,803	3,681

Source : JICA Team

18.4 ガスの手当

ガスは既設の高圧導管から供給される。ガスの手当については、マスタープランで確認されており、供給上、問題がないと考えている。フィージビリティ・スタディ地域にガスを供給するためには、水路と高速道路を横断して高圧導管の延長が必要である。この導管の費用は、約 US\$ 346,500 である。

18.5 経済・財務分析－ブカシ

18.5.1 諸前提

14章のケース1より5までの全ての場合を各需要ケースにおいて分析した。

マスタープランで用いた、現状のPGNの労働生産性を基準にした労働生産性の推移よりも、高い生産性を想定した。

次表はプロジェクトの諸前提を示している。詳細は Appendices O に示されている。

Table 18-5-1 Plans for Bekasi

(Gas Demand)		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Residential	(1000m ³)	137	1,152	2,429	2,666	2,735	2,838	2,928	3,011
(Number of Customers)		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Residential		1,650	5,520	7,740	7,740	7,740	7,740	7,740	7,740
(Sales Volume per Customer)		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Residential	(1000m ³)	0.08	0.21	0.31	0.34	0.35	0.37	0.38	0.39
(Investment Plan)		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Transmission pipeline	(km)	0.3							
Distribution pipeline	(km)	29.9	38.2						
Cumulative distribution pipeline	(km)	29.9	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1
Cumulative A governor	(units)	1	1	1	1	1	1	1	1
Cumulative B governor	(units)	2	6	8	8	8	8	8	8
SP/customer	(1000Rp)	100	100	100	100	100	100	100	100
HR*meter/customer	(1000Rp)	126	126	126	126	126	126	126	126
Transmission pipeline	(mil Rp)	814							
Distribution pipeline	(mil Rp)	1,878	1,803						
Total SP	(1000\$)	165	387	222	0	0	0	0	0
Total HR*meter	(1000\$)	83	207	119	0	0	0	0	0
A governor	(mil Rp)	208	483	280	0	0	0	0	0
	(1000\$)	51	0	0	0	0	0	0	0
B governor	(mil Rp)	119	0	0	0	0	0	0	0
	(1000\$)	50	100	50	0	0	0	0	0
Total investment (PGN)	(mil Rp)	117	235	117	0	0	0	0	0
	(mil Rp)	3,302	2,913	619	0	0	0	0	0
(Number of Workers)		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Administrative staff (except safety)	(persons)	1	1	1	1	1	1	1	1
Administrative workers (except safety)	(persons)	0	0	0	0	0	0	0	0
Administrative staff (for safety)	(persons)	0	0	0	0	0	0	0	0
Administrative workers (for safety)	(persons)	0	0	0	0	0	0	0	0
Sales	(persons)	5	3	1	1	1	1	1	0
Meter reading	(persons)	1	3	4	4	3	2	2	1
Collecting	(persons)	2	5	7	8	5	3	3	2
Low pressure (safety)	(persons)	4	9	8	8	5	4	2	2
Meter administration	(persons)	2	2	2	2	2	2	2	2
Total	(persons)	15	23	23	22	17	13	11	8

Sources: JICA team, Appendices O

18.5.2 分析の結果

次表はブカシ地区の経済性分析について、ケース5の場合を示している。最初のキャッシュフローは別のガス会社についてのものであり、次の表は経済分析である。3番目

の表はPGNのキャッシュフローである。詳細な分析は Appendices O に記載している。

Table 18-5-2 Results for Case 5

(Financial Feasibility Analysis)		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Gas sales	(mil Rp)	109	922	1,943	2,133	2,188	2,271	2,342	2,409
Gas material cost	(mil Rp)	45	380	802	880	902	937	966	994
Gross profit	(mil Rp)	64	541	1,142	1,253	1,285	1,334	1,376	1,415
Property tax	(mil Rp)	2	4	4	4	2	1	1	0
Labor cost	(mil Rp)	149	179	188	179	159	129	129	100
Administrative expenses	(mil Rp)	45	54	57	54	48	39	39	30
Maintenance & other expenses	(mil Rp)	47	108	118	118	118	118	118	118
Total investment	(mil Rp)	2,368	2,913	619	0	0	0	0	0
Before tax cash flow	(mil Rp)	-2,548	-2,713	155	899	959	1,047	1,069	1,167
IRR of before tax cash flow		15%							
NPV as of 10%	(mil Rp)	1,971							
NPV as of 15%	(mil Rp)	-138							
(Social Benefit & Loss Analyses of Bekasi Project)		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Social benefit for residential customers	(Rp/m ³)	800	800	800	800	800	800	800	800
Total social benefit from gas sales	(mil Rp)	109	922	1,943	2,133	2,188	2,271	2,342	2,409
Social loss for gas supplied	(Rp/m ³)	167	167	167	167	188	217	242	267
Total social loss from gas supplied	(mil Rp)	23	102	406	445	509	616	709	804
Gross social benefit	(mil Rp)	88	720	1,538	1,687	1,679	1,655	1,634	1,606
Total investment	(mil Rp)	3,302	2,913	619	0	0	0	0	0
LPG bottle repurchase	(mil Rp)	330	774	444	0	0	0	0	0
In house pipeline installation	(mil Rp)	660	1,548	888	0	0	0	0	0
Imported facilities (included)	(mil Rp)	444	723	397	0	0	0	0	0
Imported tax	(mil Rp)	0	0	0	0	0	0	0	0
Net social loss for facilities	(mil Rp)	3,632	3,637	1,063	0	0	0	0	0
Labor cost	(mil Rp)	214	325	318	308	240	194	162	132
Income tax (included)	(mil Rp)	23	34	33	32	28	21	18	15
Administrative expenses	(mil Rp)	64	87	95	93	72	58	49	40
Maintenance & other expenses	(mil Rp)	68	124	137	137	137	137	137	137
Value tax (included)	(mil Rp)	13	22	23	23	21	19	19	18
Net social benefit	(mil Rp)	-3,853	-3,448	-19	1,205	1,277	1,308	1,324	1,329
ERR		13%							
NPV as of 10%	(mil Rp)	1,917							
NPV as of 15%	(mil Rp)	-715							
(Financial feasibility of PGN in Separate Utility Case)		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Gas sales	(mil Rp)	45	390	802	880	902	937	966	994
Gas material cost	(Rp/m ³)	162	168	174	183	212	230	252	277
Gas material cost	(mil Rp)	22	199	424	487	579	654	738	834
Gross profit	(mil Rp)	23	187	378	393	323	282	228	160
Property tax	(mil Rp)	1	1	1	1	0	0	0	0
Labor cost	(mil Rp)	65	146	130	130	81	65	32	32
Administrative expenses	(mil Rp)	19	44	39	39	24	19	10	10
Maintenance & other expenses	(mil Rp)	19	19	19	19	19	19	19	19
Investment	(mil Rp)	933	0	0	0	0	0	0	0
Net cash flow	(mil Rp)	-1,014	-22	100	205	199	179	167	99
IRR of the cash flow		15%							
NPV as of 10%	(mil Rp)	403							
NPV as of 15%	(mil Rp)	9							

Sources: JICA team, Appendices O

次の表はFIRRと割引率が10%の時のNPV, 15%の時のNPVをそれぞれのケースについて示している。ガス販売量が2%少なかった場合で、設備投資が10%多かった場合の感度分析も併せて行なっている。家庭内配管の費用をガス会社が負担した場合の経済性も分析した。経済分析の結果は表の末尾にある。

続けてケース5におけるPGNの経済性を分析し、別のガス会社の資金調達を考えた場合に、自己資本へのリターンがいくらになるかを示している。

Table 18-5-3 Results of Projections-Bekasi

(%,mil Rp)

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
FIRR	-----	7.3%	-----	13.6%	14.5%
NPV(10%)	-----	-1,722	-----	1,489	1,971
NPV(15%)	-----	-3,383	-----	-376	-138
(Downside contingency)					
FIRR	-----	6.1%	-----	12.2%	12.4%
NPV(10%)	-----	-2,586	-----	945	1,134
NPV(15%)	-----	-4,108	-----	-801	-829
(Analysis with in house pipeline installation)					
FIRR	-----	5.7%	-----	10.4%	11.4%
NPV(10%)	-----	-2,995	-----	216	698
NPV(15%)	-----	-4,548	-----	-1,540	-1,302
(Downside contingency with in house pipeline installation)					
FIRR	-----	4.7%	-----	9.4%	9.7%
NPV(10%)	-----	-3,859	-----	-329	-140
NPV(15%)	-----	-5,272	-----	-1,965	-1,993
(Economic Analysis)					
EIRR	11.4%	11.4%	11.4%	11.4%	13.3%
NSB(10%)	832	832	832	832	1,917
NSB(15%)	-1,513	-1,513	-1,513	-1,513	-715

[ケース 5 における PGN の経済性]

仮定: PGN はプカシ地区への輸送導管にのみ投資する。
 PGN は別のガス会社に 330 Rp/m³ で卸売りをする。
 PGN 低圧供給導管の安全管理を行なうが労務費は PGN が負担する。修繕費は別のガス会社が負担する。
 PGN にとっての経済性は FIRR によって判断される。PGN にとっては限界的な投資であるため、資金調達上の制約は考えない。

結果:

FIRR=15.2%
 NPV(10%)=403
 NPV(15%)=8

[別のガス会社の自己資本へのリターン]

Table 18-5-3 Results of Projections-Bekasi

(%,mil Rp)

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
FIRR	-----	7.3%	-----	13.6%	14.5%
NPV(10%)	-----	-1,722	-----	1,489	1,971
NPV(15%)	-----	-3,383	-----	-376	-138
(Downside contingency)					
FIRR	-----	6.1%	-----	12.2%	12.4%
NPV(10%)	-----	-2,586	-----	945	1,134
NPV(15%)	-----	-4,108	-----	-801	-829
(Analysis with in house pipeline installation)					
FIRR	-----	5.7%	-----	10.4%	11.4%
NPV(10%)	-----	-2,995	-----	216	698
NPV(15%)	-----	-4,548	-----	-1,540	-1,302
(Downside contingency with in house pipeline installation)					
FIRR	-----	4.7%	-----	9.4%	9.7%
NPV(10%)	-----	-3,859	-----	-329	-140
NPV(15%)	-----	-5,272	-----	-1,965	-1,993
(Economic Analysis)					
EIRR	11.4%	11.4%	11.4%	11.4%	13.3%
NSB(10%)	832	832	832	832	1,917
NSB(15%)	-1,513	-1,513	-1,513	-1,513	-715

[ケース5における PGN の経済性]

仮定: PGN はブカシ地区への輸送導管にのみ投資する。
 PGN は別のガス会社に 330 Rp/m³ で卸売りをする。
 PGN 低圧供給導管の安全管理を行なうが労務費は PGN が負担する。修繕費は別のガス会社が負担する。
 PGN にとっての経済性は FIRR によって判断される。PGN にとっては限界的な投資であるため、資金調達上の制約は考えない。

結果:

FIRR=15.2%

NPV(10%)=403

NPV(15%)=8

[別のガス会社の自己資本へのリターン]

仮定: 自己資本への総投資額=2,000 mil Rp
自己資本への総投資額/総設備投資額=33.9%
現預金の運用利率=5%
長短期借入金の利率=10%

結果:
自己資本への投資の IRR=12.4%

(Source: JICA Team, Appendices O, Bekasi)

18.5.3 分析結果の評価

ケース4ではPGNは財務的に成り立つ。経済・財務的にはケース5を除いては唯一の現実的なケースである。

ケース5においては別のガス会社とPGNはともに財務的に成り立つ。

経済分析から、10%の割引率では正味社会便益は正であるが15%の割引率では正味社会便益は負である。

別のガス会社を設立した場合の自己資本へのリターンはIRR=12.4%であり、このとき、自己資本の総投資額は2000百万ルピアで、総設備投資額の33.4%にあたる。

第 19 章

フィージビリティースタディー
BUMI SERPONG DAMAI

19 フィージビリティスタディ - BUMI SERPONG DAMAI

19.1 地域特徴

BSD (Bumi Serpong Damai)は、宅地造成会社の PT. BSD がジャカルタの西部、タンゲランの南部で約6,000 haの土地造成を行っている地域である。約123千戸の住居をはじめ、商業施設、オフィスビル、大学、病院、ホテル、ハイテク工業団地などの建設がこの地域計画に含まれている。

19.1.1 地域レイアウト

BSDの土地利用計画全体を図19-1-1に示す。中央部東側を流れるCi Sadane川により地域は二分され、それにしたがって開発スケジュールも一期、二期と分かれている。

19.1.2 人口と家屋・建物数の予測

宅地の造成は1989年から開始された。人口および住居建設戸数の今後の計画値を図19-1-1に示す。

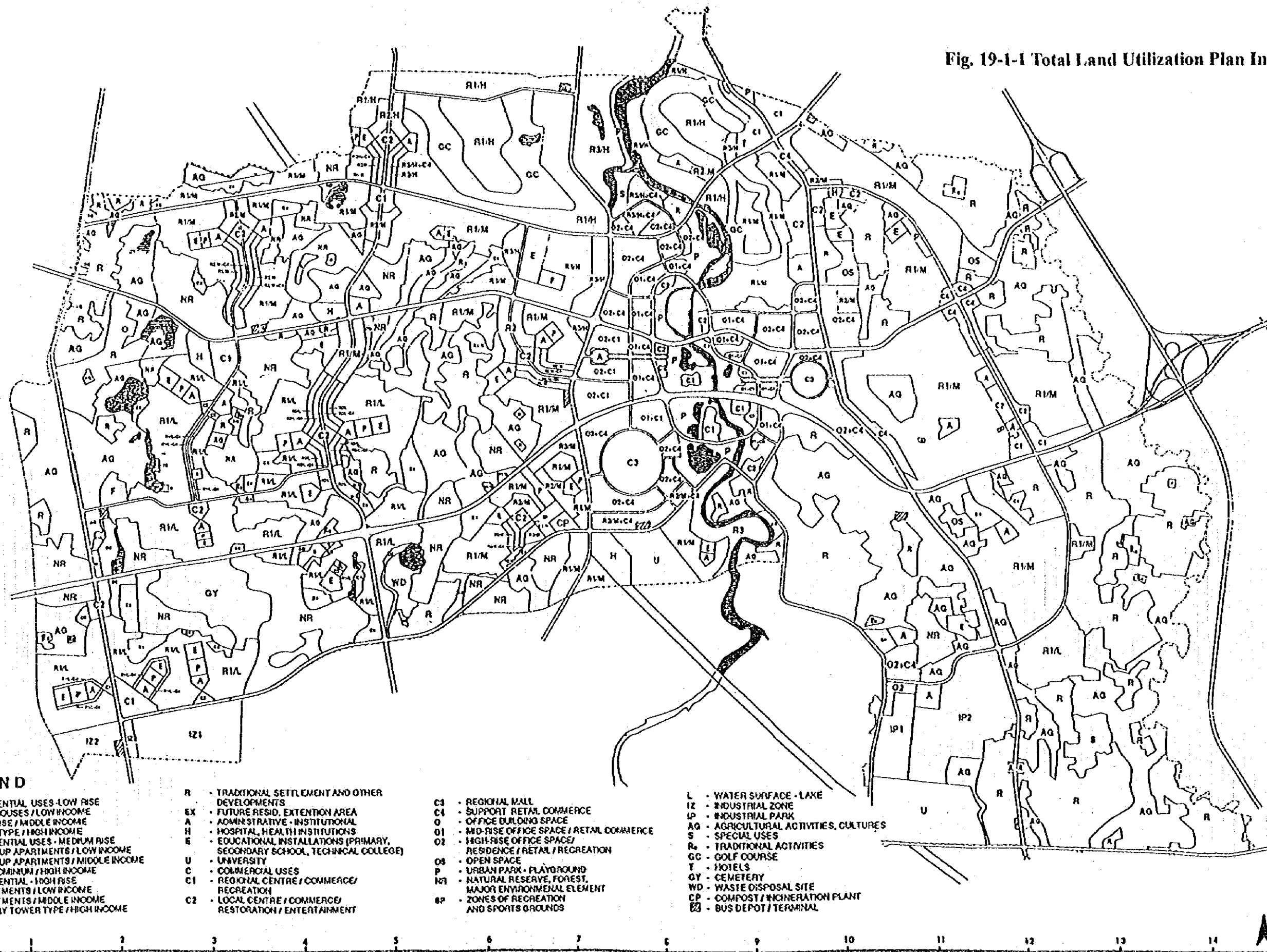
Table 19-1-1 Estimated Population in the BSD Acquired Area

	1995	2000	2005	2010	2015
BSD Acquired Area Housing Unit ※	10.7	27.5	55.0	95.0	123.0
Average Family Size in BSD Acquired Area	4.8	4.5	4.2	4.0	4.0
BSD Acquired Area Population ※	46.2	123.7	231.0	380.0	492.0

Source: Master Plan of PT. BSD

※unit thousand

Fig. 19-1-1 Total Land Utilization Plan In BSD



LEGEND

- R1 - RESIDENTIAL USES - LOW RISE
- R1/L - ROW HOUSES / LOW INCOME
- R1/M - LOW RISE / MIDDLE INCOME
- R1/H - VILLA TYPE / HIGH INCOME
- R2 - RESIDENTIAL USES - MEDIUM RISE
- R2/L - WALK UP APARTMENTS / LOW INCOME
- R2/M - WALK UP APARTMENTS / MIDDLE INCOME
- R2/H - CONDOMINIUM / HIGH INCOME
- R3 - RESIDENTIAL - HIGH RISE
- R3/L - APARTMENTS / LOW INCOME
- R3/M - APARTMENTS / MIDDLE INCOME
- R3/H - LUXURY TOWER TYPE / HIGH INCOME

- R - TRADITIONAL SETTLEMENT AND OTHER DEVELOPMENTS
- EX - FUTURE RESID. EXTENSION AREA
- A - ADMINISTRATIVE - INSTITUTIONAL
- H - HOSPITAL, HEALTH INSTITUTIONS
- E - EDUCATIONAL INSTALLATIONS (PRIMARY, SECONDARY SCHOOL, TECHNICAL COLLEGE)
- U - UNIVERSITY
- C - COMMERCIAL USES
- C1 - REGIONAL CENTRE / COMMERCE / RECREATION
- C2 - LOCAL CENTRE / COMMERCE / RESTORATION / ENTERTAINMENT

- C3 - REGIONAL MALL
- C4 - SUPPORT RETAIL COMMERCE
- O - OFFICE BUILDING SPACE
- O1 - MID-RISE OFFICE SPACE / RETAIL COMMERCE
- O2 - HIGH-RISE OFFICE SPACE / RESIDENCE / RETAIL / RECREATION
- OS - OPEN SPACE
- P - URBAN PARK - PLAYGROUND
- N - NATURAL RESERVE, FOREST, MAJOR ENVIRONMENTAL ELEMENT
- BP - ZONES OF RECREATION AND SPORTS GROUNDS

- L - WATER SURFACE - LAKE
- IZ - INDUSTRIAL ZONE
- IP - INDUSTRIAL PARK
- AG - AGRICULTURAL ACTIVITIES, CULTURES
- S - SPECIAL USES
- R4 - TRADITIONAL ACTIVITIES
- GC - GOLF COURSE
- T - HOTELS
- GY - CEMETERY
- WD - WASTE DISPOSAL SITE
- CP - COMPOST / INCINERATION PLANT
- BD - BUS DEPOT / TERMINAL



Source: Final Master Plan Report for Bumi Serpong Damai New City by PT BSD

19.1.3 フィージビリティスタディーの範囲

BSDのマスタープランの一期工事の対象をフィージビリティスタディーの対象とする。またこの地域内であっても、現時点で建設完了時期が2010年以降と見られている地域については、都市ガス供給網設計に大きな影響を及ぼさない限り考慮しなかった。

19.2 都市ガス需要想定

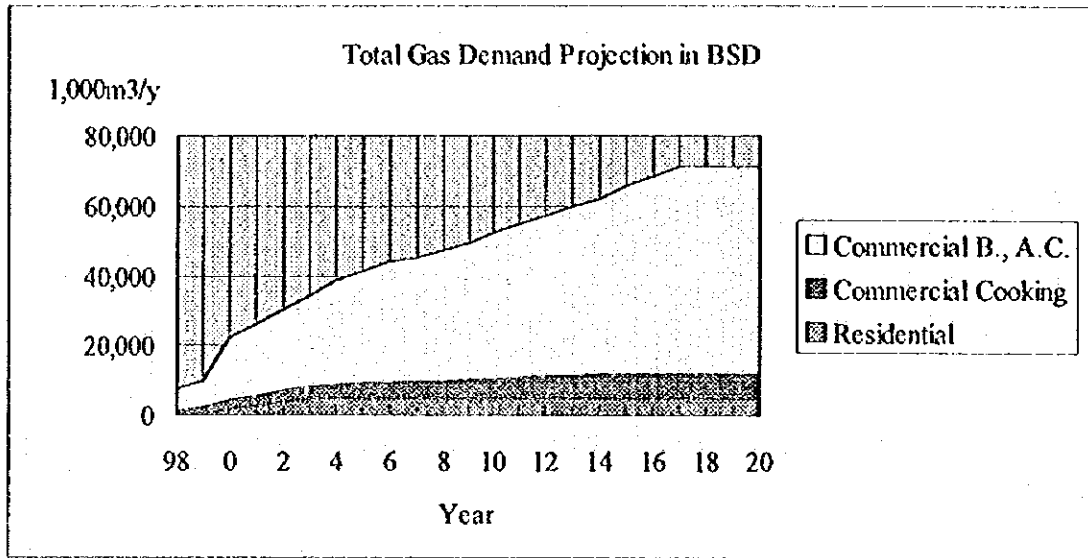
BSDにおける総ガス需要量予測はPT.BSDから得た建設スケジュールを基に時系列的に想定し、以下の表及び図に纏めた。

Table 19-2-4 Total Demand Projection in BSD

Gas Market Developme		Year	1998	2000	2005	2010	2015	2020
Residential			126,000	1,121,550	96,000	0	0	0
	Commercial	Cooking	921,475	1,384,531	305,405	401,674	113,453	0
		Boiler & A.C	6,747,121	10,305,008	2,572,326	2,695,734	3,425,588	0
Total		m3/y	7,794,596	12,811,090	2,973,731	3,097,408	3,539,041	0
Cumulative Gas Demar		Year	1998	2000	2005	2010	2015	2020
Residential			126,000	1,800,050	4,932,100	5,028,100	5,028,100	5,028,100
	Commercial	Cooking	921,475	2,670,298	4,273,115	5,560,629	6,908,411	6,908,411
		Boiler & A.C	6,747,121	17,976,554	32,336,566	41,832,709	53,678,016	59,086,595
Total		m3/y	7,794,596	22,446,902	41,541,781	52,421,438	65,614,527	71,023,106

Source: JICA Team

Fig. 19-2-1 Total Gas Demand Projection in BSD



Source: JICA Team

19.3 地域冷房事業の検討

19.3.1 対象地域

地域冷房は、冷熱負荷密度の高さが事業成立のポイントである故、中層、高層ビルで構成される第2ビジネスゾーンにおいて検討する。

19.3.2 エネルギー負荷の想定

当該地区には、オフィスビルが約63,500RT、ショッピングセンターが約14,500RT、総計約78,000RTの冷房負荷が集積すると予測される。

Table 19-3-1 Composition of Cooling Load

Type of Business	Floor Area 1,000m ²	Capacity of Air Conditioner		
		Centralized RT	Decentralized RT	Total RT
Office	1,881	30,000	33,500	63,500
Shopping	405	11,000	3,500	14,500
Total	2,286	41,000	37,000	78,000

Source: JICA Team

19.3.3 検討ケース

個別のビルに空調熱源機を設置する場合と「都市ガスを熱源とした地域冷房」を導入する場合との経済性を比較し、地域冷房事業のフィージビリティを検証する。以下に検討ケース一覧を示す。

Table 19-3-2 Cases to Be Studied

	District Cooling System				Independent Air Conditioning System			
	Case-A		Case-B		C-Case		D-Case	
	Conventional Type		Cogene Type		Gas/Elec. Air Con. Type		Elec. Air Con Type	
Office	Steam Abs.	82,000RT	Gas Turbine	40,000kW	Abs Chiller	25,500RT	Elec. Chiller	30,000RT
	Boiler	394Ton/h	Steam Abs	82,000RT	GHP	0RT	EHP	33,500RT
			Boiler	334Ton/h				
					Elec. Chiller	4,500RT		
					EHP	33,500RT		
Shopping					Abs Chiller	10,500RT	Elec. Chiller	11,000RT
					GHP	1,500RT	EHP	3,500RT
					Elec. Chiller	500RT		
					EHP	2,000RT		

Source: JICA Team

19.3.4 検討手法

需要家が独自に空調設備を持つケース（個別空調システム）の燃料コスト+設備償却費+メンテナンスコスト+オペレーターの人件費+機械室賃貸料=エネルギーコストに対して、冷熱の料金が同等とした場合に、地冷事業が成立するか否かで地冷のフィージビリティを判定する。

尚、地冷事業の成否に大きな影響を及ぼす「需要の張り付き期間」をパラメーターとして事業性の感度分析を行う。又、地冷事業のプレミアムヴァリューを個別空調のエネルギー費の1割、2割としてその事業性を検証する。

19.3.5 イニシャル試算

各ケースのイニシャルコストを算出し下表に纏める。

Table 19-3-3 Comparison of Initial Costs (1,000 Rp)

	District Cooling System				Independent Air Conditioning System			
	Case-A		Case-B		Case-C		Case-D	
	Conventional Type		Cogene Type		Gas/Elec. Air Con. Type		Elec. Air Con. Type	
Major Appliances	S. Abs	167,492	Power Gen.	34,893	Abs	137,170	Chiller	119,113
	Boiler	14,833	S. Abs	167,492	GHP	9,479	EHP	103,716
			Boiler	12,826	Chiller	14,527		
					EHP	109,908		
Piping, Wiring		204,254		220,697		143,825		174,761
Pumps, C.T., etc.								
District Pipelines of Chilled Water		57,504		57,504		0		0
Total		444,083		493,412		414,909		397,590

Source: JICA Team (往) エンジニアリング費、土木工事費、保険を含む。

19.3.6 エネルギーコスト試算

各ケースにおける冷熱製造に関わるエネルギーコストを算出する。このエネルギーコストは冷熱製造コストの総合評価指標といえる。

Table 19-3-4 Composition of Energy Cost by Case (Million Rp)

	Case-1	Case-2	Case-3	Case-4
エネルギー費	45,167	37,131	48,794	53,095
ランニング費	11,597	13,077	16,596	15,904
人件費	358	358	1,960	1,960
賃借費	7,715	8,266	9,435	9,435
諸経費	2,413	2,512	2,390	2,355
減価償却費	26,645	29,605	24,895	23,855
合計	93,895	90,948	104,070	106,604

Source: JICA Team

19.3.7 地冷事業性の評価

IRR の感度分析を行い、以下に比較表として纏めた。

Table 19-3-5 IRR in Conventional District Cooling Business

Coefficient of Thermal Charge	Thermal Charge (Price) Rp/Mcal	Demand Build-up (year)			
		1	2	5	10
1.00	198.81	5.38	4.66	2.84	0.41
1.10	218.69	8.58	7.63	5.39	2.61
1.20	238.57	11.50	10.31	7.62	4.48

Source: JICA Team

Table 19-3-6 IRR in Co-generation Type District Cooling Business

Coefficient of Thermal Charge	Thermal Charge (Price) Rp/Mcal	Demand Build-up (year)			
		1	2	5	10
1.00	198.81	6.07	5.30	3.41	0.92
1.10	218.69	8.90	7.93	5.65	2.84
1.20	238.57	11.52	10.33	7.64	4.51

以上から、IRRが10%を超えて事業性が見出せるのは、開発が2年以内に完成し、かつ、顧客が個別空調する場合のエネルギーコストの20%増しの熱料金が受け入れられるとした条件であるケースに限られる。

コージェネ型地冷は従来型に比べて相対的にはその省エネルギー性が功を奏し経済性に優れる。地冷はコージェネを組み込むと事業性に貢献する。

他のケースでは地冷事業はフィージブルとは言えない。しかし、建設費、運転費、人件費の削減や、更なる省エネルギー技術の導入によって、幾つかのケースがフィージブルに転じると考えられる。

19.4 導管計画

19.4.1 BSDでの導管設計の方法

この地域の導管網設計は、以下の手順で実施した。

- (1) 地域のゾーニングと負荷推定
- (2) 導管敷設路線の選定
- (3) 導管延長の測定とネット図作成
- (4) 導管負荷の割り付け
- (5) 導管網解析と管径の決定

Figure 19-4-1に示すネット図を示す。

19.4.2 設計結果

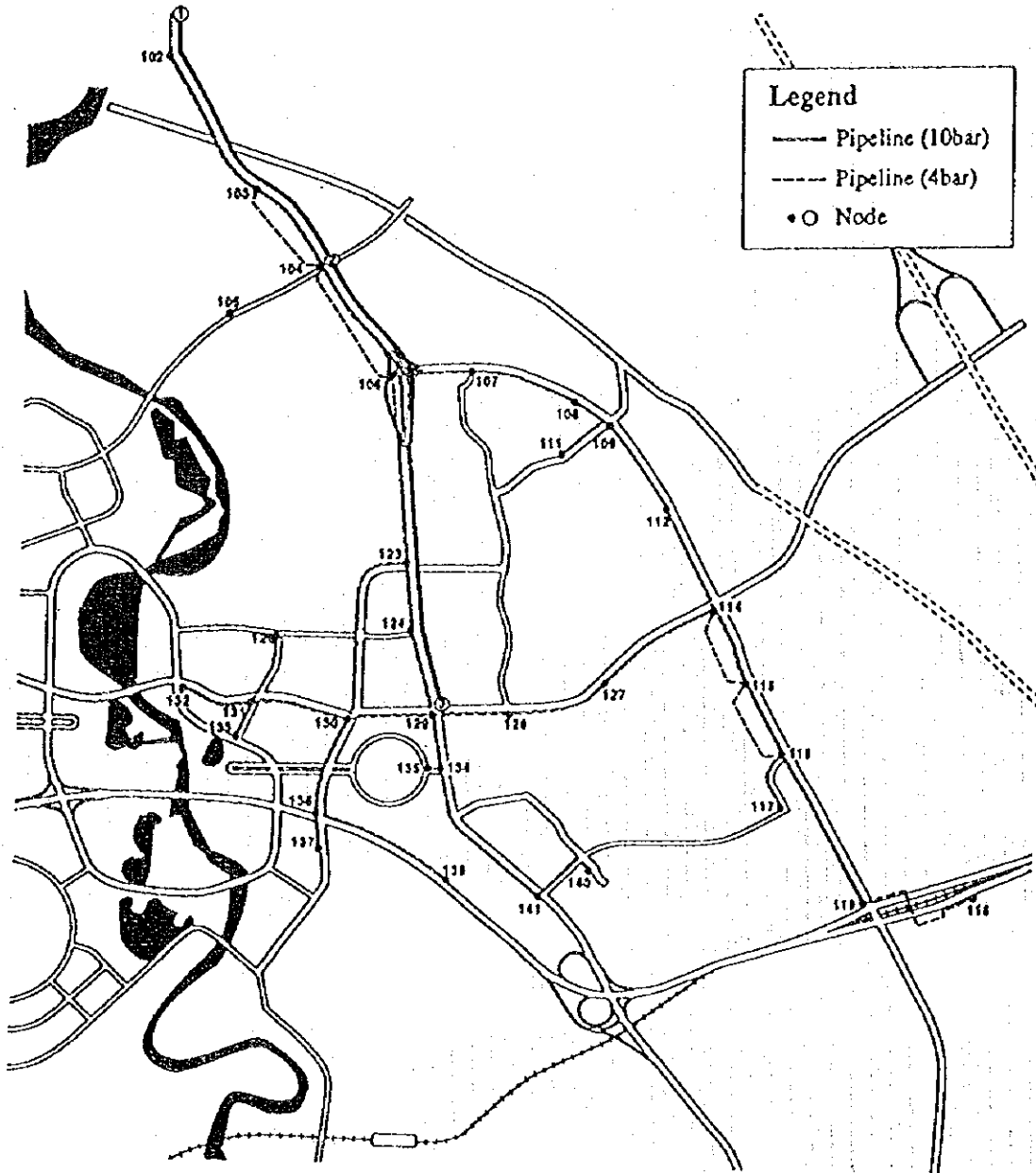
BSDの開発は段階的に進められるため、調査団では4段階の導管延長計画を作成した。Table 19-4-1に各段階で必要となる導管の延長と費用を示す。

Table 19-4-1 Length and Cost of Pipeline Necessary in BSD F/S Area
(Length [km], Cost [MM Rp.-])

Classification	Material	Phase	I	II	III	IV	Total
Main Pipes (10 bar)	Steel	Length	1.6	2.5	0	0	4.1
		Cost	223	460	0	0	683
Main Pipes to Plots (1 bar)	Steel	Length	3.0	6.9	2.8	5.6	18.2
		Cost	599	1,250	398	957	3,203
	P.E.	Length	1.7	0.0	0.3	0.3	2.2
		Cost	180	0	25	21	227
	Total	Length	4.7	6.9	3.1	5.8	20.4
		Cost	779	1,250	423	978	3,429
Distribution Pipes in Residential Plots	Steel	Length	0	0	0	0	0
		Cost	0	0	0	0	0
	P.E.	Length	22.8	0	128.4	0	151.2
		Cost	1,351	0	7,608	0	8,959
	Total	Length	22.8	0	128.4	0	151.2
		Cost	1,351	0	7,608	0	8,959
Total	Length	29.1	9.4	131.5	5.8	175.7	
	Cost	2,353	1,710	8,031	978	13,071	

Source: JICA Team

Fig. 19-4-1 Network Diagram for BSD F/S Area



19.5 ガスの手当

BSDのフィージビリティ・スタディ地域で消費されるガスは、PGNのSerpong
オフテーク・ステーションが地域の北端にあるので、ここから直接、供給される。ガス
の手当の問題は、マスタープランの検討の際に確認しており、供給上、問題がないと考
えている。

19.6 経済・財務分析—BSD

19.6.1 諸前提

次表は空調需要が100%の場合のケース1から4の場合の諸想定である。それぞれのケースにおける詳細な想定は Appendices O に示されている。

Table 19-6-1 Plans for BSD

(Gas Demand)			1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Residential	(1000m3)		0	126	679	1,800	4,932	5,028	5,028	5,028
Commercial	(1000m3)		0	921	1,286	2,670	4,273	5,561	6,908	6,908
	(cooking)									
	(AC)	100% (1000m3)	0	6,747	7,672	17,977	32,337	41,833	53,678	59,087
Gas demand Total	(1000m3)		0	7,795	9,636	22,447	41,542	52,421	65,615	71,023
AC demand with 100% contingency	(1000m3)		0	6,747	7,672	17,977	32,337	41,833	53,678	59,087
(Number of Customers)			1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Residential	(units)		0	212	1,142	4,017	12,431	12,592	12,592	12,592
Commercial	(units)		0	13	17	46	91	161	240	240
	(cooking)									
	(AC)		0	7	8	22	43	73	108	112
Gas demand Total	(units)		0	232	1,166	4,084	12,565	12,826	12,941	12,945
(Sales Volume per Customer)			1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Residential	(1000m3)		0	0.59	0.59	0.45	0.40	0.40	0.40	0.40
Commercial	(1000m3)		0	69.62	76.24	57.54	47.06	34.52	28.73	28.73
	(cooking)									
	(AC)	(1000m3)	0	945.74	976.88	833.41	747.08	573.92	496.58	525.37
Gas demand Total	(1000m3)		0	33.54	8.26	5.50	3.31	4.09	5.07	5.49
(Investment Plan)			1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Cumulative main pipeline length (10bar)	(km)		1.6	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Cumulative main pipeline length (1bar)	(km)		4.7	11.6	11.6	11.6	14.7	20.5	20.5	20.5
Cumulative distribution pipeline length	(km)		22.8	22.8	22.8	22.8	151.2	151.2	151.2	151.2
Cumulative offtaker	(units)		0	0	0	0	1	2	2	3
Cumulative A governor	(units)		1	1	1	1	2	2	2	2
Cumulative B governor	(units)		1	2	5	7	13	13	13	13
Total investment (PGN)	(mil Rp)		2,723	2,002	1,120	733	87	165	29	0
(Number of Workers)			1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Administrative staff (Except Safety)	(persons)		1	2	4	5	4	2	1	1
Administrative workers (Except Safety)	(persons)		3	5	9	10	6	2	1	1
Administrative staff (for Safety)	(persons)		2	2	1	1	5	2	1	0
Administrative workers (for Safety)	(persons)		4	4	2	1	6	1	0	0
Sales	(persons)		1	4	9	7	1	1	1	0
Meter reading	(persons)			1	1	3	5	4	3	2
Collecting	(persons)			1	2	4	8	6	4	3
High-medium pressure (Safety)	(persons)		0	2	2	1	1	1	1	0
Low pressure (Safety)	(persons)		10	9	8	8	38	27	19	13
Meter administration	(persons)		1	2	7	10	13	9	7	1
Total	(persons)		22	32	45	50	87	55	38	21

Sources: JICA team, Appendices O

19.6.2 分析の結果

次表はケース5におけるBSDの経済・財務分析の結果の要約である。最初のキャッシュフローは別のガス会社のものであり、次の表は経済分析である。3つめの表はPG

Nのものである。それぞれのケースについての詳細な分析は Appendices O に示されている。

Table 19-6-2 Financial Analyses and Economic Analyses

(Financial Feasibility Analysis)		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Gas sales	(mil Rp)	0	3,065	4,103	9,509	18,035	22,278	27,283	29,048
Gas material cost	(mil Rp)	0	2,455	3,035	7,071	13,086	18,513	20,569	22,372
Gross profit	(mil Rp)	0	609	1,068	2,438	4,950	5,765	6,594	6,676
Property tax	(mil Rp)	2	3	4	4	7	5	3	2
Labor cost	(mil Rp)	100	229	479	588	528	318	208	120
Administrative expenses	(mil Rp)	30	69	144	177	158	95	62	38
Maintenance & other expenses	(mil Rp)	48	78	101	116	320	355	367	368
Total investment	(mil Rp)	2,381	1,542	1,120	733	87	165	29	0
Before tax cash flow	(mil Rp)	-2,561	-1,313	-779	820	3,850	4,825	5,924	6,150
IRR of before tax cash flow									
NPV as of 10%	(mil Rp)	13,788							
NPV as of 15%	(mil Rp)	5,263							
(Social Benefit & Loss Analyses of BSD Project)									
		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Social benefit for residential customers	(Rp/m ³)	800	800	800	800	800	800	800	800
Social benefit for commercial cooking	(Rp/m ³)	800	800	800	800	800	800	800	800
Social benefit for commercial AC	(Rp/m ³)	528	528	528	528	528	528	528	528
Total social benefit from gas sales	(MMRp)	0	4,400	5,622	13,058	24,438	30,559	37,891	40,747
Social loss for gas supplied	(Rp/m ³)	167	167	167	167	185	217	242	287
Total social loss from gas supplied	(mil Rp)	0	1,302	1,809	3,749	7,727	11,375	15,879	18,983
Gross social benefit	(mil Rp)	0	3,099	4,013	9,319	16,711	19,183	22,012	21,764
Total investment	(mil Rp)	2,723	2,002	1,120	733	87	165	29	0
LPG bottle repurchase (residential)	(mil Rp)	42	188	575	483	32	0	0	0
In house pipeline installation (residential)	(mil Rp)	85	372	1,150	966	65	0	0	0
LPG bottle repurchase (commercial)	(mil Rp)	3	1	6	1	1	4	0	0
In house pipeline installation (cooking)	(mil Rp)	47	13	104	23	17	63	0	0
In house pipeline installation (AC)	(mil Rp)	95	10	183	45	32	99	29	0
Turbo chiller	(1000\$)	7,216	727	13,874	3,440	2,468	7,494	2,211	0
Absorption chiller	(1000\$)	16,958	1,709	32,605	8,085	5,799	17,610	5,195	0
Imported facilities (included)	(mil Rp)	7,735	779	14,872	3,688	2,645	8,033	2,370	0
Imported tax	(mil Rp)	18,178	1,832	34,950	8,687	6,216	18,877	5,569	0
Net social loss for facilities	(mil Rp)	1,555	320	3,150	1,087	483	1,816	400	0
Labor cost	(mil Rp)	0	0	0	0	0	0	0	0
Income tax (included)	(mil Rp)	3,937	2,137	3,564	1,337	519	1,491	403	0
Administrative expenses	(mil Rp)	435	611	757	834	1,877	956	616	330
Maintenance & other expenses	(mil Rp)	58	73	87	98	188	103	64	34
Value tax (included)	(mil Rp)	148	192	227	250	503	287	185	89
Net social benefit	(mil Rp)	54	95	117	132	349	393	408	420
EIRR		20	29	34	38	85	68	59	52
NPV as of 10%	(mil Rp)	-4,609	136	-530	6,902	13,934	16,224	20,524	21,020
NPV as of 15%	(mil Rp)	55.9%							
	(mil Rp)	75,527							
	(mil Rp)	41,634							
(Financial Feasibility of PGN in Separate Utility Case)									
		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Gas sales price	(Rp/m ³)	315	315	315	315	315	315	315	315
Gas purchase price	(Rp/m ³)	182	188	174	183	212	230	252	277
Total gas sales	(mil Rp)	0	2,455	3,035	7,071	13,086	18,513	20,669	22,372
Total gas purchased	(mil Rp)	0	1,309	1,681	4,102	8,802	12,082	16,535	19,873
Gross profit	(mil Rp)	0	1,147	1,355	2,969	4,283	4,431	4,134	2,699
Offtaker	(mil Rp)	0	0	0	0	0	0	0	0
A governor	(mil Rp)	119	0	0	0	0	0	0	0
Main pipeline (10bar)	(mil Rp)	223	480	0	0	0	0	0	0
Labor expenses	(mil Rp)	359	374	253	224	1,045	580	371	192
Salaries	(mil Rp)	38	37	25	22	104	58	37	19
Pensions	(mil Rp)	395	411	279	246	1,149	638	408	211
Total	(mil Rp)	118	123	84	74	345	191	122	63
Administrative expenses	(mil Rp)	2	2	2	2	16	27	27	39
Maintenance & other expenses	(mil Rp)	-858	150	990	2,647	2,773	3,574	3,576	2,386
Net cash flow	(mil Rp)								
FIRR									
NPV as of 10%	(mil Rp)								
NPV as of 15%	(mil Rp)								

Sources: JICA team, Appendices O

次表はFIRR、10%の割引率におけるNPV、15%の割引率におけるNPVのそれぞれのケースにおけるものをまとめたものである。ケース5においては別のガス会社の結果を示している。ガス販売量が2%減少し、設備投資が10%上昇した場合の感度分析を行なっている。家庭用内管敷設費用がガス会社負担にした場合の経済性も分析している。経済分析の結果は表の最後にある。空調需要が50%になった場合についても同様の計算をしている。

引き続き、ケース5におけるPGNの経済性の分析と別のガス会社の資金調達を考えた際の自己資本へのリターンを計算している。

Table 19-6-3 Results of Financial and Economic Projections-BSD

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
(% , mil Rp)					
(100% Air conditioning development demand)					
FIRR	10.3%	17.4%	38.0%	52.5%	22.7%
NPV(10%)	304	10,203	11,701	21,600	13,786
NPV(15%)	-3,611	2,126	5,887	11,623	5,263
(Downside contingency analysis)32%					
FIRR	7.6%	14.7%	32.1%	46.7%	18.8%
NPV(10%)	-2,969	6,733	9,566	19,267	10,110
NPV(15%)	-5,884	-262	4,561	10,183	2,770
(In house pipeline installation)					
FIRR	8.9%	15.8%	28.3%	41.1%	19.7%
NPV(10%)	-1,376	8,524	10,022	19,921	11,765
NPV(15%)	-5,010	727	4,487	10,224	3,613
(Downside contingency with in house pipeline installation)					
FIRR	6.4%	13.3%	24.1%	36.8%	16.4%
NPV(10%)	-4,648	5,053	7,887	17,588	8,088
NPV(15%)	-7,284	-1,661	3,162	8,784	1,120
(Economic Analysis)					
EIRR	52.2%	52.2%	52.2%	52.2%	55.9%
NSB(10%)	72,634	72,634	72,634	72,634	75,527
NSB(15%)	39,538	39,538	39,538	39,538	41,634

Table 19-6-3 (Continued)

(50% Air conditioning development demand)					
FIRR	-----	8.6%	8.5%	24.1%	21.2%
NPV(10%)	-----	-1,932	-777	9,122	12,027
NPV(15%)	-----	-5,640	-2,111	3,626	4,204
(Downside contingency analysis)					
FIRR	-----	6.7%	5.8%	21.6%	18.0%
NPV(10%)	-----	-4,594	-2,138	7,563	9,125
NPV(15%)	-----	-7,539	-2,970	2,652	2,177
(In house pipeline installation)					
FIRR	-----	7.5%	6.0%	19.7%	18.4%
NPV(10%)	-----	-3,612	-2,457	7,443	10,006
NPV(15%)	-----	-7,040	-3,510	2,227	2,555
(Downside contingency with in house pipeline installation)					
FIRR	-----	5.8%	3.7%	17.6%	15.7%
NPV(10%)	-----	-6,274	-3,818	5,884	7,103
NPV(15%)	-----	-8,939	-4,370	1,252	527
(Economic Analysis)					
EIRR	30.1%	30.1%	30.1%	30.1%	32.9%
NSB(10%)	35,207	35,207	35,207	35,207	38,099
NSB(15%)	16,480	16,480	16,480	16,480	18,575

[Financial Feasibility of PGN, in Case 5]

仮定:

- PGN はオフテイカー、高圧幹線導管と A ガバナに投資する。
- PGN は別のガス会社に 315 Rp/m³ で卸し売りをする。
- PGN 低圧供給導管の安全管理を行い、労務費は PGN が負担する。修繕費は別のガス会社が負担する。
- PGN にとっての経済性は FIRR によって判断される。PGN にとっては限界的な投資であるため、資金調達上の制約は考えない。

結果: [100% 空調需要開発]
 FIRR=94.7%
 NPV(10%)=16,886
 NPV(15%)=10,127

[50% 空調需要開発]
 FIRR=40.6%
 NPV(10%)=6,509
 NPV(15%)=3,419

[別のガス会社の自己資本へのリターン]

[100% 空調需要開発]

仮定:

- 自己資本への総投資額 3,000 mil Rp
- 自己資本への総投資額 / 総設備投資額=16.3%
- 現預金の運用利率=5.0%
- 長短期借入金の利率=10.0%

結果: 自己資本への投資の IRR=18.4%

[50% 空調需要開発]

仮定:

- 自己資本への総投資額: 3,000 mil Rp
- 自己資本への総投資額 / 総設備投資額=16.3%
- 現預金の運用利率=5.0%
- 長短期借入金の利率=10.0%

結果: 自己資本への投資の IRR=18.0%

(Source: JICA Team; Appendices O, BSD)

19.6.3 分析結果の評価

財務分析の結果から、空調需要が50%となった場合の感度分析からはケース4とケース5だけが経済的に成り立つ事が示されている。

ケース4においてはPGNは100%の空調需要開発があった場合、あまりにも収益性が高く現実的ではない。

想定した両空調需要変動ケースにおいて別のガス会社の収益性はあまり変動しない。

想定した両空調需要変動ケースにおいてPGNはケース5の場合極めて高収益である。

経済分析はどちらのケースでも極めてたかいEIRRが示されている。

ケース5の別のガス会社への自己資本投資へのリターンは空調需要が100%と50%の場合でそれぞれ18.4%、18.0%となっている。この時のプロジェクトの総投資額に占める自己資本の比率は16.3%であり、自己資本への総投資額は3000百万Rpである。

第 IV 部

結 論 及 び 提 言

第 20 章

結 論

第 IV 部 結論及び提言

20. 結論

20.1 エネルギー及び経済の状況と政策

(1) **負担能力:** ジャカルタ地域の経済成長は顕著で現在一人当たりGRPは3、000ドルに達している。この水準は都市ガスインフラの保有負担能力として十分な水準と考えられる。インドネシアの都市ガス供給の可能性のある他の大都市地域でも成長率は高く一人当たりGRPは1、000ドルラインに近づきつつあるので、そのような都市でも将来の都市ガスは考慮に値すると考えられる。

(2) **都市用途のガス優先:** 少なくともジャカルタの様な高度成長首都圏では都市ガスの優先政策を国のエネルギー政策に織り込むべきである。国内利用の可能なエネルギー資源ベースを見、長期的に豊富な天然ガスを想定した場合、ガスは都市のエネルギーインフラとして用いるのが最良ではないかと考えられる。近代的都市地域には、より良い交通状態、環境、便利さ、安全、エネルギー効率に貢献する近代的エネルギー供給システムが必要であり、ガスの直接利用はその条件に合致するからである。他のエネルギー資源はより大口の顧客用に、またより地方において利用されるのが相応しい。

(3) **LPG との競合:** 都市ガスの供給は経済価格レベルでLPGと競合可能である。都市ガスは大きな先行投資を要するパイプラインシステムを通じてのみ利用可能なので、経済性は消費者の負担能力とLPGとの競合力の観点から注意深く見極める必要がある。LPGの利用は郊外において急速に進みつつあり、これも注意深く使えば家庭用に相応しいクリーンなエネルギーである。しかし、安全及び供給システムの観点からLPGはより地方での利用に適している。都市にはガスが望ましい。

(4) **規制と政策:** 都市ガス供給を規制する透明な枠組みといったものはまだほとんど存在していない。ガス価格はPGN、プルクミナ、MIGAS 及び政党間で協議の上、政府によって決定される。政策として、ガスの用途が同じカテゴリーにあるならば、供

給されたガスの価格は全国同一ということになっている。憲法と法律により、ガス石油は国有会社により販売される事になっているが、それが末端の顧客への配達をも規制するのどうかは不明確である。政府はこのような事情をよく把握しており、投資家導入の前提条件としても近代的な規制枠組みの法制化を必要とし、アジア開銀や世銀の協力で案出準備中である。

経済価格が市場経済において最も良く機能するという点を認識し、負担能力、効率的コスト、及び競争性の観点から価格設定に合理性がある限り、透明な規制ルールによって価格変更が円滑に認可される事が望ましい。又多額の先行投資が必要という点から、特に小口の顧客については二部料金の様なより有利な料金体系の採用が望ましい。

小口のガス供給はPGNが唯一の事業者として認められており、ガス価格には特に一価制度が厳しく適用されている。経済的に別のシステムの方が正当化され、住民もそれを選定する場合には、限定されたガス供給の為に別の会社を設立するといったバリエーションを認めるほうが良い。

(5) *市場開発の重要性:* ガスの国内利用開発は今やいわば至上命題に等しいが、このような時には上流部門の開発がより注目されがちである。下流の市場開発も等しく重要であるとの認識が必要である。大口顧客を対象としている時、市場開発の為に負担はそれほど大きくないが、小口で且つ多数の顧客を相手にする場合には多大の開発努力とより緻密な計画が必要である。上流と下流は並行して開発する必要がある。

20.2 マスタープランの評価

(1) *概要:* マスタープランの分析から、小規模顧客へのガスの供給は財務的にファイジブルであり国民経済的にも便益があると調査団は判断した。1997年から2020年の計算期間でのEIRR、NPV(割引率10%)を用いて判断した。EIRR、NSBはそれぞれケースで次表の通りとなる。

Table20-1 Economic Result of M/P

調査団はガス料金を、各市場（家庭用、商業用、工業用、新技術）で他燃料との競合性を維持できる最高の価格と財務面から継続し

	E IRR (%/y)	NSB (Million Rp)
Base case	34.2%	970,601
High Case	40.2%	1,353,508
Low Case	28.1%	653,777

て投資できる最低の価格の範囲内で設定した。家庭用の供給費用について後のフィージビリティスタディにて例示した。

フィージビリティ性については以下を前提としている。

- 価格が費用回収出来るよう設定されること
- LPGとの競合性が保たれていること
- 財務的に可能であること
- コスト削減に努力が払われること
- ガス冷房の様な大きな市場開発を採求すること

(2) **ガス購入価格**：将来、天然ガスがより遠方から来ることを予測し、ガス購入価格を1996年の167Rp/m³から2020年の268Rp/m³まで徐々に上げていく設定にした。

(3) **家庭用市場**：家庭用ガス価格は、経済価格以上で現実的な800 Rp/m³に設定した。この価格水準はLPGと競合するにはなお十分に低く、投資回収できる価格でもある。それゆえこの価格は経済価格と同等だと考えられる。購入価格と800 Rp/m³の販売価格との差は効率的な運営を行った時の供給費用を現している。

800 Rp/m³の設定価格は、現在の家庭用価格に比べ非常に高く感じられるが、家庭用のガス供給事業を単独にフィージブルにするためには不可欠である。この価格レベルは、経済的に競合力が有りがち多くの潜在顧客が受け入れられるものである。

十年間に徐々に現在の価格から800 Rp/m³までガス料金を上げていくシナリオでの分析結果より、プライベートセクターの投資家を招聘するには十分な利益率を上げることが出来ないことから一気に家庭用価格を800rp/m³上げる必要がある。

(4) 独立会社： 實際上、どのような方法でガス料金を値上をするかは、政策もしくは会社の方針で、調査団は別会社組織の供給会社設立を提案した。このコンセプトでは、PGNは別の供給会社に、PGNの子会社もしくは第三者会社に、ガスを卸価格で販売する。別会社は、供給エリアの顧客へ 800 Rp/m³ の料金で販売し、供給会社としての検針など残りの業務を行う。

別会社を設立する理由は、政府がPGNに対して国内の地域格差を考慮せず家庭用顧客に一律の料金、実際の費用とは異なる料金、を適用することを求めるからである。別会社は、現在と異なったしかし経済的に適切な価格を顧客に適用することが許されると推定している。同じような方法は既にアパートビルディングに適用されている。そこではビルオーナーがエンドユーザーに購入価格より高いレベルの価格でガスを再販売している。PGNは安全性や共通の供給技術基準を維持するために、物質的運営や巡回点検を契約者として実施する。この事はPGNが市場を失うことを示さない。地域運営会社は、資産の特別扱いや経済的インセンティブを維持することで、一定の経済的利益が与えられる。この方法では顧客への最終価格は供給料金とガス料金とに分けられ、後者はPGNの料金表と同じ水準となる。

(5) 財務分析： 別会社構想を採用するとか、いかに早く家庭用料金を上げるとかは、利益のあがる工業用からの隠れた内部補填があるゆえに、あまりマスタープランの経済性に影響を与えない。

この状況を Table 20-2 に示す。全体のPGNの事業にしめる家庭用市場の比率は小さいため、現在の

ガス価格が維持され、かつ需要が小さい組み合わせを除き、経済性の悪い面は吸収される。これはPGNが新しい市場に乗り出す時の保険の働き

Table 20-2 Financial Analysis on the Master Plan

	Scenario	Base		High		Low	
		IRR	NPV	IRR	NPV	IRR	NPV
		%/y	milRp	%/y	milRp	%/y	milRp
1	Managed by separate PGN utility. Gas purchased at side	27.0	432,524	31.5	727,665	20.8	194,685
	315, sold at 800 Sep. U.	17.5	120,337	17.9	130,940	17.0	106,697
2	PGN operates. Price up in ten years	20.7	456,244	24.5	769,704	16.1	203,656
3	PGN operates. No price hike	16.6	259,105	21.2	574,686	10.4	8,837

Source: JICA Team 1997

をする。PGNが輸送管に大きな投資を必要とする時に、家庭用ガスマーケットが他のセクターの財務指標に影響を与えることは望ましいことではない。それゆえに家庭用ガス事業の自立性を高めることは必要である。

(6) 商業用空調：ガス導管が商業施設の近くにあれば、ガス吸収式冷凍機は、現在のガスと電気の価格でフィージブルである。償却年数は3から4年である。明らかに高い現在の発電コストを反映して将来電気料金が値上げになることが予測されることから吸収式冷凍機は将来もフィージブルであると考えられる。

(7) コージェネレーション：効率の高いコージェネレーションは、短期の投資回収を望む投資家にはインセンティブが低い。大きな資本投資が必要であり、一般的に安価なエネルギー費そして十分な廃熱需要がない為である。償却年数は5年から6年でIRRは15年の計画年数で年率10から13%である。投資余力のある投資家や資産の長期運用の見方からすれば経済性は存在する。都市エリアのホテルや病院では一考の価値がある。都市部で重油を使用するのに環境規制がなければ、ガスのコージェネレーションは燃料価格の低いオイル製品を使用する他のシステムの脅威にさらされる。

(8) 天然ガス自動車 (NGV)：天然ガス自動車は経済性が許容されるなら、都市部の環境改善に明らかに貢献する。ガソリン車からCNG車への転換部品の価格が、現状を維持し安全が担保されれば、政府の行っているCNGを、タクシー、ガス、その他の交通手段に広げていく政策は支持されるだろう。なお都市部ではCNGステーション建設用地の価格が障害となっており、普及を阻害している。補助なしに自立したNGV事業を離陸させるにはある一定以上のステーションの設置が必要である。移行期には相互補填が有効であろう。

(9) 工業用市場：セランと同様にジャカルタの東部に建設されつつある工業団地には大きな工業用潜在需要が存在する。多くの工業団地は開発の初期段階の為、潜在需要の予測には不確定要素が多い。調査団はそれにもかかわらず潜在需要の概略値を求めた。

都市ガスが低い価格のオイル製品に最近に迫り上げられているので PGN は潜在需要地域でのエネルギー競争を感じ取り、一歩先んじた考えを持つべきである。調査団は PGN が豊富な経験から工業市場を知り尽くしていると高く評価している。

(10) 環境面・社会面の影響：調査団はマスタープランの予測にもとずき、詳細な環境評価を実施した。ガスは他の燃料と比べ環境に良い面だけを持っているので、都市エリアでどのくらい良い影響を与えるのかを評価することで十分ある。工場で使用するオイルを都市ガスに置き換えることで都市部の SO_x や NO_x の排出は抑さえられ、また同様に地球規模の温室効果も抑制する。ガス吸収式冷凍機はオゾン層を破壊するフロンガスの使用を撲滅する。都市ガスは便利でまた最近大きな爆発事故を起こしている LPG より安全である。都市ガスにはプレミアムバリューがあると人々に考えられており、この値は所得レベルによって変わるために定量的に決めるのは難しい。

20.3 フィージビリティスタディの結論

(1) 調査団は二つの地域、Perum Permnas Bumi Bekasi Baru と Bumi Serpong Damai の小規模顧客への都市ガス供給は、ある一定の条件下で経済的に成り立つことを確認した。前者は純然たる家庭用住居地域で後者は、大規模の商業ゾーンと家庭用地域との複合である。他の視点での特長として、前者は政府が開発しているもので後者は私企業が開発を手がけているものである。Table 20-3 に結果を示す。

Table 20-3 Financial Results of Feasibility Studies

No.	Scenario	Bekasi		BSD				
				100% Progress		50% Progress		
		IRR %/yr	NPV mil Rp	IRR %/yr	NPV mil Rp	IRR %/yr	NPV mil Rp	
1	Operated by separate utility. Gas sold at 800 Rp, purchased at 315 Rp/m ³	PGN	15.2	403	94.7	16,886	40.6	6,509
		S. Ut.	14.5	1,971	22.7	13,786	21.2	12,027
2	PGN operates. Up to 800 Rp in 10 yrs.		7.3	-1,722	17.4	10,203	8.6	-1,932
3	PGN operates. Price remains w/o hike.			-7,824	10.3	304		-11,832
4	PGN operates. Gov. help pipes; no price hike.			-4,613	38.0	11,701	8.5	-777
5	PGN operates. Gov. help pipes; To 800 in 10 yrs.		13.6	1,489	52.5	21,600	24.1	9,122

Source: JICA Team

(2) *プミ プカシ バル*: *プミ プカシ バル*は典型的に純然な家庭用地域での供給の検討結果を表わし、厳しい経済性を示す。下記の条件が整えば経済的にフィージブルとなる。

- ガス料金を供給開始と同時に800 Rp/m³に値上げする。
- 従業員数を削減して運営費を極小化する。

(3) *別会社*: PGN がすぐに都市ガス料金を値上げすることが困難なことを考慮して、ガスの請求をガス代と供給サービス費に分割して行える唯一の方法として別会社の設立考えた。PGN は Bekai の需要規模に適用されるK2料金315 Rp/m³の価格で、別の供給会社にガスを卸販売することで十分な利益を上げる事が出来る。収益性の分析より、PGNは地域の顧客がより都市ガスに魅力を感じるように、別会社への卸価格の減額もしくは新しい安価な料金を創ることが可能である。このように別会社と共同して供給業務を運営することから、責任の範囲を明確に定義しておかなければならない。

PGN と新会社との事業、投資範囲は、PGNが中A以上の導管、中Bまで減圧する整圧器、新会社との取り引きメーターの設備投資を行う。また地域内の中B以下の供給管についての維持安全巡回点検業務を行う。点検により発見されたガス設備の不具合の修繕費用は新会社が負担する。

安全は顧客を安心させ、企業が長年事業を続けていく上で大変重要である。この理由から長年の経験を持つPGNは低圧導管の巡回点検することが期待されている。地域内の中B以下の導管の点検をPGNが強制的に委託され実施するように考えたのは、新会社のガス設備維持管理能力が不明なため、また新会社が収益を追求すると導管などの維持管理が後回しになる恐れがあると考えたからである。

経済・財務分析では、点検業務費用も含めて卸価格としているが、プロジェクトの実施にあたり明確に分ける必要がある。

(4) *PGNの責任範囲*: PGNが新会社の供給する地域に敷設される中A以上の導管・ガス設備は自由に敷設運用することが可能とする。ガス事業は地域独占性が認められるケースが多いが、工業を中心とした大口顧客への都市ガスの供給および都市ガス供給網のインフラ整備がPGNの独自の判断で実施可能とする。またこれは公益企業の義

務であり権利でもあると考えられる。

PGN の家庭用供給戸数が現状のまま増えると、供給コストと実販売価格との乖離はより大きな問題となる。PGN が供給コストにより忠実な料金体系を実現すれば、自ずと家庭用料金は F/S 地域の料金と等しくなる。都市ガス価格の地域差はなくなる。

PGN は新会社に資本投資が可能なようにする。海外から投融資を受け入れる場合 PGN の持ち株比率は、PKLN の審査対象とならない範囲とする。タイミング良い導管投資が可能なようにするには必要である。

(5) *BSD* : BSD は住宅用地域と大規模な商業用施設により特長づけられる。全体の経済性はブカシよりも良かった。ブカシの時と同様な議論は家庭用地域について行えるが、別会社が商業用と家庭用の両方取り扱えば空調の大きな需要のため、適切に投資をすることで予想通り BSD の成績はより以上に魅力的なものとなった。我々の調査は、川で二分された地域の東地区だけに焦点をあわせた。将来の西半分の開発についてよい先例を与える。

(6) *商業施設の漸次開発* : ガス空調市場の将来性は商業施設の立ち上がり過程に大きく影響される。全ての施設が同時に 100 パーセント完成する時が一番良い分析結果を表わすが、このようなことは非現実的である。この調査では出来るだけ建物の建設時期が現実に合うように土地開発会社から得た情報を元に想定し、その結果を用いて分析を行った。また商業施設が計画通りに進まないことを想定し 50 パーセントの需要しか実現しなかった場合も検討した。結果はなお良いものであった。

(7) *地域冷房* : BSD の地域冷房は、商業ゾーンに冷熱需要がかなり大きな量で集積しているので経済的になりつつ。中央に集中したエネルギーシステムはエネルギー効率、利便性、安全性、景観を高め、そして建物のスペースの無駄を省く。これらの要素のプレミアムバリューは、個人や収入レベルによって捉え方がまちまちである。個別に空調を行うよりも初期投資が大きい為、意思決定は長期に考えるか短期に考えるか左右され、土地開発会社に委ねられる。

20.4 事業運営

(1) 財務及び市場状況： PGN は現状工業用顧客向けのガス販売に成功しているが、更なる事業の拡張には高圧長距離パイプラインに膨大な投資が発生し、その財務状況を著しく変化させる。将来のプロジェクトは現状の PGN の規模に比べて極めて巨大であり、投資家を募る事とともに多額の借入が考えられる。即ち、負債／資金の比率が増加すると予測される。費用／総売上の増加や利益／総売上の減少しているここ数年は、それぞれの新規プロジェクトのフィービリティを慎重に検証し、市場の確保と更なる効率の良い運営によるコスト削減に最大限の努力を払わねばならない。

これらのプロジェクトは、石油代替として国内でガスの使用を促進するという国策に重要な役割を果たす国家的夢である事から、主要なガス輸送及び供給会社としての PGN の独自の努力を前提に、政府がそれらプロジェクトを全面的に支援する事が期待される。

市場無くして新設パイプラインはありえないという意味から、今後ガス需要確保には市場に根ざした事業展開が必要である。それにはより多くの努力と専門性が要求される。市場、とりわけジャカルタ地区の市場におけるあらゆる可能性が開拓され調査されるべきである。更なる事業拡張には小規模顧客もまたより木目細かく開拓されるべきである。

(2) 組織・人材開発： PGN における組織改革は将来の新しい事業環境に適合すべく積極的に推進されている。PGN は過去 10 年間大幅な増員無しで事業拡張に成功してきた。然し、更なる拡張にはより多様なガス市場を開発が必要で、より高い専門性を持った人材が社内外に必要となる。より多くの外部工事会社を取り込み組織化する事、社内の人材をより専門性の高いものに育てる事、そして共通の目的に向けて従業員をチームワーク体制として強固なものに育て上げる事が必要である。

マスタープランを実施するに当たり、現在の組織に新たな機能を付加する必要があると考える。即ち、多くのガス販売手法を学ぶ事、安全基準を整備する事、より多く

の顧客に対応したりガス配管網をより効率的に制御するためのシステム開発が必要である。

(3) *ガス料金*：本調査で空調用ガスを除く小規模顧客市場に対する現状のガス料金が満足すべきレベルにない事が分かり、経済的に正当な範囲内における現実的な値上げ対策を提案する。2部料金制などの採用により投資コストを容易に回収出来る事を主目的に、新市場に適合する料金改革もまた望まれる。世界のすべてのガス会社が変化に対処するために行っているように、料金システムを継続的に研究する事が大切と考える。

(4) *ガス配管網*：詳細なネットワーク分析から、PGNも認識している供給配管網に多くの問題点を発見した。多くの問題点は小額の追加投資で解決される。然し、幾つかの問題は、高圧管と供給管が強く関連している事に起因するPGNとブルクミナの間で発生している。この観点から、ブルクミナとの膝を突き合わせた話し合いと相互の協力が望まれる。

将来のガス配管網の拡張には、過度な人的依存無しに、更なる技術の導入が必要である。経済成長による1人当たりの収入の上昇に伴い人件費が供給費用の重荷に既になっている事が判明した。

(5) *マーケティング*：新たな小規模顧客へのこれからのマーケティングには、例えば、地域開発会社、ビル所有者、建築家そしてガス機器販売会社など、各種潜在顧客へのより多様な攻略が求められる。マスタープランの実施には、多様な市場に対する新しい戦略を徐々に開発しなければならない。

第 21 章

提 言

21. 提言

(1) 政策

- 1) ジャカルタ地区は既にその強固な経済力から都市ガスインフラストラクチャーを受け入れられる状態にあり、低いガス料金がその開発を妨げている事を、政府は認識すべきである。
- 2) 近代的都市エネルギーインフラストラクチャーとして、都市ガスに高い優先度を与える政府政策が薦められる。
- 3) ガスは LPG に競合出来る価格であり、都市の住宅には都市ガスが相応しく、LPG は地方での家庭用エネルギーとして重要な燃料である事を政府は認識すべきである。
- 4) 法的規制枠は、都市ガスインフラストラクチャーへの投資の回収を可能にする正当なレベルのガス料金が許容されるようなものとすべきである。
- 5) 市場開拓は、国内ガス使用促進のために上流部門の開発と同様に重要であると、政策立案者は認識すべきである。

(2) マスタープラン

- 1) 小規模顧客市場へのガス供給は、家庭用、商業用、空調用需要を組み合わせ、ガス価格に経済価格を用いる事によりフィージブルとなる。中所得者用住宅は家庭用ガス開発として良い対象であり、都市エネルギーインフラストラクチャーの構築の牽引車となり得る。
- 2) ガス供給コストを反映したガス料金が他燃料と競合出来るレベルの時、独立の事業体を設立して異なった料金を適用出来る仕組みが承認されることを提言する。
- 3) 商業ビルなどでのガス空調やコージェネレーションがフィージブルであるならば、政府はその促進を支持する事を薦める。
- 4) NGV は有益であり、都市部で推奨されるべきものである。普及するにはより多くのガス充填所が必要である。
- 5) 新規工業団地の開発には注意を払い続ける必要がある。ジャワ西部の工業団地は成長続けており、ガス需要を確保するには早期のパイプラインの計画が望まれる。

(3) フィージビリティスタディ

- 1) 調査団は、早期にガス料金を上げる政策を取るか、もしくは別料金の適用が許容される別会社を設立することを提案する。経済価格である 800Rp/m³ のガス料金であればブカシでのガス供給は経済的にフィージブルであるが、ブカシは商業顧客が無く、家庭用顧客だけで構成されているので、これより低い価格では都市ガス供給は不可能である。
- 2) BSDは家庭用と商業顧客が混在しておりガス供給は著しく有望である。したがって早期に関連事業者とガス供給の同意をとることを提案する。

(4) ガス事業運営

- 1) 戦略分野の市場開拓に必要な人材開発を効率的に推進することを薦める。
- 2) PGN の投資回収を促進する料金表の改善を提言する。
- 3) 将来のガス拡販に対する供給網の障害の解決を提言した。
- 4) ガス供給網の最適化のためにブルクミナと PGN の更なる協力を薦める。
- 5) フィージビリティスタディにおける供給管コストの分析から分かるように、人件費の負担が増大しており、更なる技術導入が望まれる。

第 22 章

次へのステップ

22. 次へのステップ

22.1 今後の予定

本報告は、マスタープランやフィージビリティスタディに関連する他のプランの実施に欠くことのできない国家レベル及びPGNレベル双方の政策変更を含む提言を行っている。ガス料金やPGNの組織・運営改造の政策立案や方向づけは、今回の調査から次のステップへの移行のために非常に重要である。

この調査では、これらの政策変更が1997年に行われ1998年にその施行が開始する事を仮定して予測や分析がなされている。政策策定が1年遅れる事は本報告の全ての計画が1年ずれる事を意味している。

22.2 実施にあたって

最終報告書が承認された後にも、実施に移るまでに以下のように多くの作業ステップが残っている。

- a. 政府の政策と規制の整備
- b. ガス料金の方向性の確立
- c. ガス購入の調整
- d. 監督コンサルタント雇用
- e. 会社政策の確立
- f. 具体的計画の見直し
- g. 投資機関のフィージビリティスタディの評価と最終承認
- h. 資金調達
- i. 実施体制確立
- j. 従業員と工事会社の教育と訓練
- k. ガス機器メーカー及び販売会社との調整
- l. 購買手続き

Table 22-1 Implementation Schedule

	初年度				3	4
	上期	下期	上期	下期		
1. 政府の政策と規制の整備						
ガス料金の方向性の確立	↕					
独立供給会社政策の確立	↕					
2. ガス購入の調整	↕					
3. 監督コンサルタントの雇用	↕	↕				
4. 具体的計画の見直し	↕	↕				
5. 投資機関のフィージビリティスタディーの評価と最終承認		↕	↕			
6. 資金調達			↕	↕		
7. 実施体制確立			↕	↕		
8. 購買手続き						
入札仕様書の作成			↕	↕		
応札評価と発注			↕	↕		
9. 天然ガスへの機器調整						
ガス機器メーカー及び販売会社との調整			↕	↕		
10. ガス設備実施設計						
11. 従業員と工事会社の教育と訓練			↕	↕		
12. 実施						↕

第 23 章

謝 辞

23. 謝辞

本調査の実施にあたり、この調査にご参加、ご協力、ご尽力を賜りました全ての方々に御礼を申し上げます。お世話になった方々のリストを記念に記します。

本調査への協力者一覧（インドネシア）

この調査には多くの方々のご協力を頂きました。当調査団は以下に御協力頂いた組織や個人の方々の名前を英文のまま記し御礼に替えさせていただきます。記録漏れが有りましたらどうかご容赦ください。

1. Organizations for the Study

Steering Committee *(Chairman: Dr. Rachmat) for the Study:

Members from BAPPENAS, Ministry of Mines and Energy (Planning Dept.), MIGAS and PGN

Counterpart Team ** (Chairman: Mr. Ir. Rohali Sani):

Officials and Staff from: BAPPENAS, MIGAS, Pertamina and PGN

Working Group for the Study:

Officials and Staff of PGN Headquarters and Jakarta Branch

Note) * and **: Members of the Committee and the Team are denoted with asterisk in the following list.

2. Government Agencies

BAPPENAS

Dr. Richard Claproth *, Head of Bureau for Electricity, Energy Development and Mining

Mr. Bemby Uripto**, Bureau for Electricity and Energy Development

Ministry of Mines and Energy

Dr. Luluk Sumiarso *, Head of Bureau of Planning

Mr. Immanuel S. Collan

MIGAS

Dr. Rachmat Sudibjo*, Director of Exploration & Production (Steering Committee Chairman)

Ir. Anri Muis**, Head of Sub Directorate, Exploration & Production

Mr. Hermawan, Gas and Petrochemical Engineer

Biro Pusat Statistik (BPS)

Pertamina

BAPEDA DKI Jakarta

Ir. Harmadi

BAPEDA Kabupaten Karawan

Drs. Saleh Effendi, Secretariat

BAPEDA Kotamadya Tangerang

Mrs. Roestiwi, Secretariat

PEMERINTAH Kabupaten DATI H, Tangerang

Mr. Thoriq M. Shoim, Technical Assistant

3. PT. Perusahaan Gas Negara (Persero)

Headquarters:

Ir. Rohali Sani*, Technical Director

Ir. Nursubagjo Prijono*, Director of Operation

Ir. Oemar Hasan Soewarno*, Advisor and Former Director of Development

Ir. A. K. Soejoso, Advisor and Former President Director, PGN
Drs. Ludin Tambunan**
Ir. Arsyad Rangkuli**, Mgr, Center, Business Development & Information
Ir. Bukti Tamba, Deputy Head of Center of Business Development & Information
All the staff with Messrs. Arsyad and Tamba
Mr. Widyatniko Bapang, Head of Legal and Public Relations Division
Ir. Bambang Banyudoyo, Head of Planning & Information Division
Ir. Soewarjo, Marketing Division
Ir. Julia Ulap Kintarti, Head of Market Development and Promotion, Marketing Division
Ir. Hari Pratoyo MM, Head of Marketing Division
Mr. Marsono
Mr. Kris Handono

Jakarta Branch:

Ir. Hairiyati**, Head of Branch
Ir. Bambang Ismartono, Ka. Dinas Operasi I
Ir. Joki Eko Juswanto H., Ka. Bag. Penjualan II
Mr. As'ad, Ka. Bag. Penjualan I
All distribution and marketing staff

Tegal Gede Meter Station

Serpong Meter Station

Bitung Meter Station

4. Other Agencies/ Individuals

Pertamina

Mr. Riskin Rasylin, LNG/LPG

PT. PLN (Persero)

Ir. Mochammad Noor

Ministry of Mines and Energy

Directorate General of Electricity and New Energy

Mr. Yuji Kurotani, JICA Expert

Ministry of Mines and Energy

Directorate of Coal

Mr. Shin Morikawa, JICA Expert

International Finance Corporation

Mr. Alexander Tandun, Project Officer

The World Bank

Mr. Sarahudin Khwaja

Asian Development Bank

Mr. Edu Hassing

NERA

Mr. Bob Grabham

PT. Bank Negara Indonesia (Persero)

Mr. Suryo Danisworo, et al

Environmental Management Center

Mr. Sombo Yamamura, JICA Chief Advisor

Dr. Shigetake Ganno, JICA Expert

Mr. Morihiko Hayakawa, JICA Expert

5. Private and Semi-Private Sector

PT Bumi Serpong Damai
Mr. Ken D'Angelo, Senior Executive
Ir. Munawar Saleh and his staff

Perumnas Bekasi Baru
Ir. Agus Hardjanta DS. CES, Head of Feasibility and Settlement Planning
and his staff

LIPPO Karawaci
Mr. Gordon G. Benton, Director and Town Manager; and his staff

MEGAMAL
Mr. Gimin Bumin, PE, Head, AC and Mechanical Dept.

PT. Kawasan Industri Jababeka
Mr. Asep Sumarna, Assistant Sales Manager

PT. Kawasan Industri Jababeka
Mr. Asep Sumarna, Assistant Sales Manager

PT. Cikarang Listrindo
Mr. Mathius S., Marketing Manager

PT. Jakarta International Trade Fair Corp.
Mr. S. Miyakawa, Vice President

6. Japanese Institutions in Indonesia

Embassy of Japan
Mr. Masaaki Takabatake, Former Second Secretary
Mr. Koji Hachiyama, Second Secretary

JICA Indonesia Office
Mr. Ryo Suwa, Resident Representative
All his staff.

The Overseas Economic Cooperation Fund of Japan
Mr. Sachihiko Hayashi, Representative, Jakarta Office

Japan External Trade Organization (JETRO), Jakarta Center
Mr. Yoji Suga

Japanese Enterprises in Indonesia:

The Team also thanks numerous Japanese entities in Indonesia for the supply of information in the areas of:

- financing
- industrial estate development
- energy trading
- manufacturing
- air conditioning
- land development

JICA