

4-6-2 輸送用ガス「潜在」需要の推定

(1) 推定手順

天然ガスはエネルギー密度（貯蔵容器の容積当たりのエネルギー貯蔵量）が小さいため、圧縮した状態（圧縮天然ガス、CNG）で高压容器に詰め、自動車に搭載する。天然ガスの圧縮するに要する動力は大きく、また圧縮機の価格も高い。このため、自動車用 CNG の供給設備の建設費は高くなり、供給設備の数は急激には増えない。また、最大 CNG 積載量での走行距離が短い。限られた範囲を走行する車種が NGV 化されるとして、タクシー、ジブニー、バスに限定して潜在需要を推定する。

天然ガス普及促進に影響を及ぼす政策的要因については別途検討することとして、需要の最も基本的要因である経済性に基づく需要の想定を行なう。輸送用分野における天然ガス潜在需要の推定手順を下図に示す。

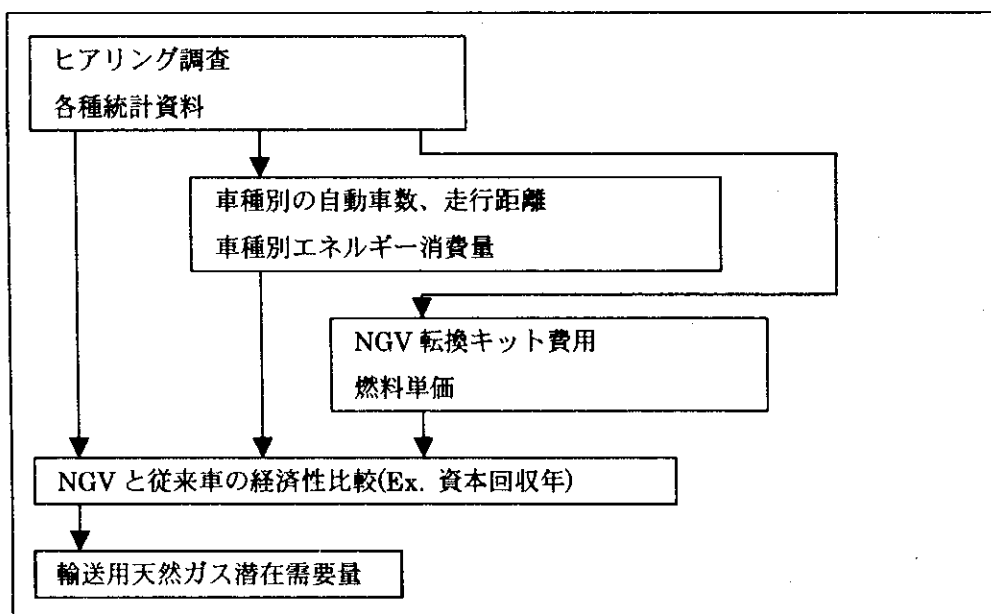


図 4-6-7 輸送用分野における天然ガスへの転換の可能性推定手順

(2) NGV への転換技術

天然ガスはオクタン価が高いので、圧縮比を高めれば、熱効率のみならず出力の改善もできる。しかし、天然ガス用にエンジンを設計・製作すると、車の価格を大幅にアップさせなければ採算がとれない。このため、天然ガス用に最適化された専用エンジンを搭載した車の値段はガソリン車の 1.5~2 倍になる。

現在、使われている NGV の多くは、ガソリン車を改造した車である。既存のガソリン車に CNG エンジン用キット (NGV 転換キット) を用いて NGV 化する方法である。CNG ボンベ、減圧弁、混合器、空燃比制御装置などの CNG 供給系を付加する方法である。

アルゼンチン、イタリアなど NGV の普及が進んでいる国では、ほとんどすべてガソリン車を改造した NGV が使われている。現在、ASEAN・ニュージーランド経済協力プログラムのもと DOE、PNOC・EC などが参加して研究中のプロジェクトにおいても、NGV 転換キットが採用されている。

(3) NGV への転換の可能性評価

1) タクシー

表 4-6-21 は転換キットによるタクシーの NGV 化の経済性評価結果例を示す。転換キット投資に対する政府補助がない場合を示す。ガス利用およびガス利用促進シナリオのガス価格 25.7 Ps/Nm³ (供給ステーションのマージン 5.2 Ps/Nm³ を含む) では、燃料費の削減にならず、NGV 化の経済性はない。

表 4-6-21 タクシー転換キットの資本回収年

Economic Evaluation (NGV) NGV vs. Gasoline and Diesel Vehicle		Evaluation Year		2010
		Gasoline Vehicle	Diesel Vehicle	
(1) Conditions/Assumptions				
<Case>	High	<Fuel consumption>		
<Scenario>	Gas Use & Gas Promotion	Mileage Conv.	10.0	10.5 km/Li
<Vehicle>	Type Taxi	CNG	9.5	10.5 km/Nm ³
<Operation>	Driving distance 400 km/day	Fuel consumption Conv.	11,680	11,124 Li/Year
Working	292 day/year	CNG	12,295	11,124 Nm ³ /Year
		<Fuel price> Conv.	23.7	19.2 Ps/Li
		CNG	25.7	25.7 Ps/Nm ³
		<Kit price (→NGV)>	67.0	73.7 1,000Peso
		Government support	0	0 %
		Government support	0.0	0.0 1,000Peso
(2) Economic Analysis				
<Annual running cost>		Gasoline Vehicle	Diesel Vehicle	
Fuel cost Conv.		276,793	213,259	Ps/Year
CNG		315,652	285,590	Ps/Year
<Economic Evaluation>				
Pay-back period (Conv.→NGV)		-1.7	-1.0	Years

Conv.: Gasoline, Diesel oil

CNG はオクタン価が高いのでガソリンよりもエンジンの圧縮比を上げることができる。ただし、ディーゼルエンジンに比べれば低い圧縮比である。ディーゼル車を NGV 化する場合、エンジンを改造して圧縮比を下げる。ガソリン車の改造の場合は、圧縮比を上げることはできないため、若干燃費が低くなる。

図 4-6-8、図 4-6-9 は、ガス価格 (ガス供給ステーションのマージンを含む) と資本回収

年の関係を示す。ディーゼル車の NGV 転換のためには、ガソリン車の場合より安いガス価格が必要となる。NGV 転換のためには、Low ケースは High ケースに比べ、より安いガス価格が求められる。

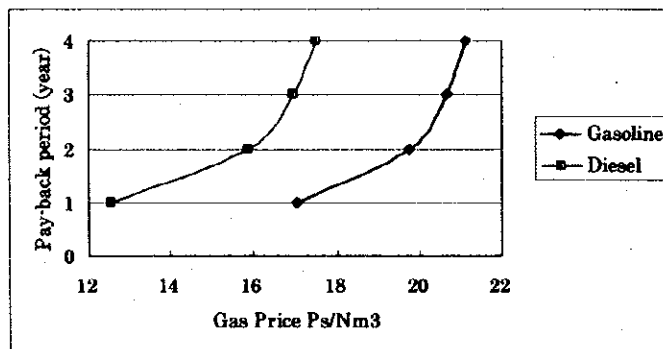


図 4-6-8 ガス価格と資本回収年 (タクシー、High ケース)

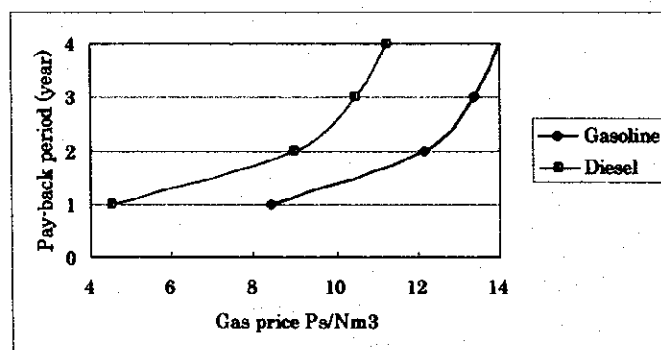


図 4-6-9 ガス価格と資本回収年 (タクシー、Low ケース)

2) ジブニー

表 4-6-22 は転換キットによるジブニーの NGV 化の経済性評価結果例を示す。ジブニーはすべてディーゼル車である。タクシーの場合と同じく、ジブニーの NGV 化の経済性はない。

表 4-6-22 ジブニー転換キットの資本回収年

Economic Evaluation (NGV)		Evaluation Year		2010	
NGV vs. Gasoline and Diesel Vehicle		Gasoline Vehicle	Diesel Vehicle		
(1) Conditions/Assumptions					
<Case>	High	<Fuel consumption>			
<Scenario>	Gas Use & Gas Promotion	Mileage Conv.	7.0	7.3	km/Li
<Vehicle> Type	Jeepney	CNG	6.7	7.3	km/Nm ³
<Operation> Driving distance	240 km/day	Fuel consumption Conv.	10,011	9,600	Li/Year
Working	292 day/year	CNG	10,460	9,600	Nm ³ /Year
		<Fuel price> Conv.	23.7	19.2	Ps/Li
		CNG	25.7	25.7	Ps/Nm ³
		<Kit price (→NGV)>	80.4	88.4	1,000Peso
		Government support	0	0	%
		Government support	0.0	0.0	1,000Peso
(2) Economic Analysis					
<Annual running cost>		Gasoline Vehicle	Diesel Vehicle		
Fuel cost Conv.		237,252	184,046	Ps/Year	
CNG		268,540	246,468	Ps/Year	
<Economic Evaluation>					
Pay-back period (Conv.→NGV)		-2.6	-1.4	Years	
		Conv.: Gasoline, Diesel oil			

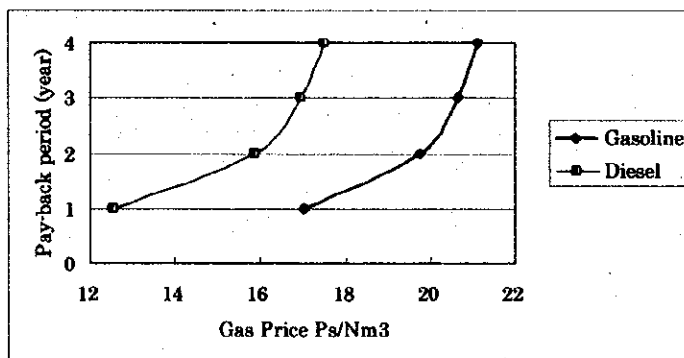


図 4-6-10 ガス価格と資本回収年 (ジブニー、High ケース)

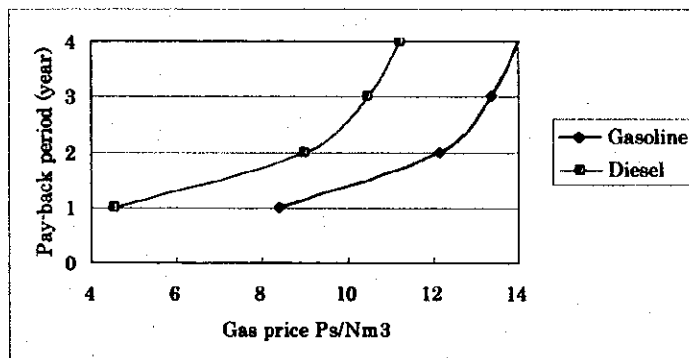


図 4-6-11 ガス価格と資本回収年 (ジブニー、Low ケース)

3) バス

表 4-6-23 は転換キットによるバスの NGV 化の経済性評価結果例を示す。バスはほとんどすべてディーゼル車である。タクシー、ジブニーの場合と同じく、バスの NGV 化の経済性はない。

表 4-6-23 バス転換キットの資本回収年

Economic Evaluation (NGV)				Evaluation Year		2010
NGV vs. Gasoline and Diesel Vehicle				Gasoline Vehicle	Diesel Vehicle	
(1) Conditions/Assumptions						
<Case>	High			<Fuel consumption>		
<Scenario>	Gas Use & Gas Promotion			Mileage Conv.	2.0	2.1 km/Li
<Vehicle>	Type	Bus		CNG	1.9	2.1 km/Nm ³
<Operation>	Driving distance	250	km/day	Fuel consumption Conv.	34,500	32,857 Li/Year
	Working	276	day/year	CNG	36,316	32,857 Nm ³ /Year
				<Fuel price> Conv.	23.7	19.2 Ps/Li
				CNG	25.7	25.7 Ps/Nm ³
				<Kit price (→NGV)>	565	622 1,000Peso
				Government support	0	0 %
				Government support	0	0 1,000Peso
(2) Economic Analysis						
<Annual running cost>		Gasoline Vehicle	Diesel Vehicle			
Fuel cost Conv.		817,583	629,918	Ps/Year		
CNG		932,363	843,567	Ps/Year		
<Economic Evaluation>						
Pay-back period (Conv.→NGV)		-4.9	-2.9	Years		Conv.: Gasoline, Diesel oil

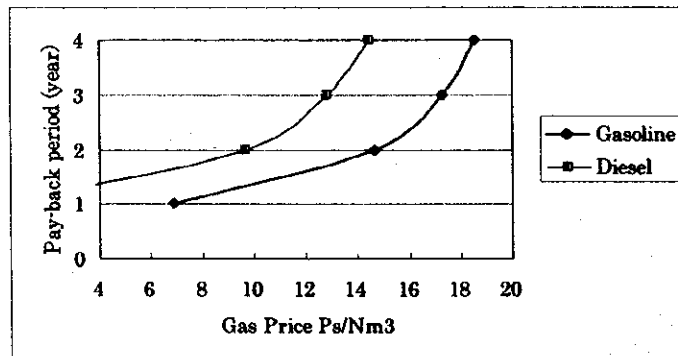


図 4-6-12 ガス価格と資本回収年 (バス、High ケース)

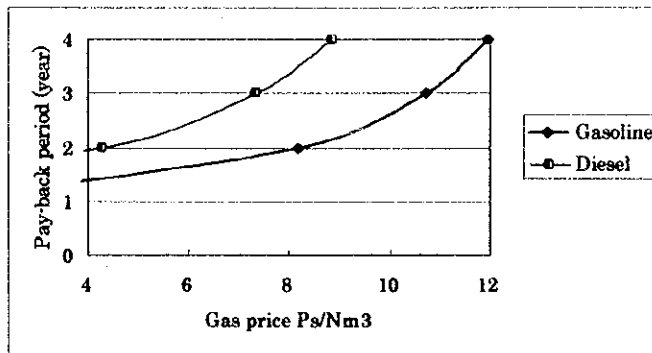


図 4-6-13 ガス価格と資本回収年 (バス、Low ケース)

4) ガス供給設備

NGVの普及のためには、ガス供給ステーションの整備が必要となる。500Nm³/hの圧縮機を有するガス供給ステーションの建設費は3,000万Ps (除く土地代) 程度と考えられ、利用者の利便性を確保するために要する投資は膨大なものとなる。フィリピンの一般企業の投資基準はかなり厳しく、資本回収年は長くて4~5年程度と考えられる。5年で資本を回収するためには、ガス仕入れ価格に5~6Ps/Nm³を上乗せしたガス販売価格にしなければならない。ガソリン、軽油との競争力がなくなる。かなりの優遇措置を取らない限り、ガス供給ステーションの数は増えないものと思われる。表4-6-24に標準的ガス供給ステーションの経済性を示した。

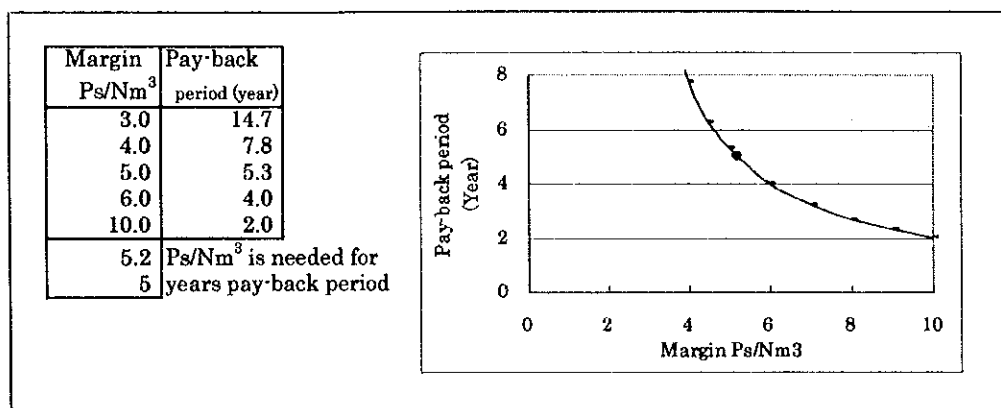
表4-6-24 ガス供給ステーションの経済性 (Highケース)

Economic Evaluation (NGV Gas Filling Station)		Evaluation Year	2010
(1) Conditions/Assumptions			
<Case> High			
<Equipment Spec.>			
Compressor	500 Nm ³ /h		
Gas Cylinder	4.0 m ³		
Dispenser	2 Unit		
<Operation>			
Max. Sales Amount	9,100 Nm ³ /d		
	700 Nm ³ /h		
Avr. Sales Amount	4,830 Nm ³ /d		
	372 Nm ³ /h		
	1,738,800 Nm ³ /y		
Working	360 d/y		
(2) Economic Analysis			
Margin Ps/Nm ³	Pay-back period (year)		
3.0	20.2		
4.0	9.2		
5.0	6.0		
6.0	4.4		
10.0	2.2		
5.6 Ps/Nm ³	is needed for 5 years pay-back period		
		<Construction Cost>	29.7 Mil. Ps
		Government support	0 %
		Government support	0.0 Mil. Ps
		<Operating Cost>	
		Power Consumed	970 kWh/d
		Power Price	6.6 Ps/kWh
		Power Expense	2,320 1,000Ps/y
		Labor	536 1,000Ps/y
		Maintenance	890 1,000Ps/y
		Interest	8 %

Margin (Ps/Nm ³)	Pay-back period (Year)
3.0	20.2
4.0	9.2
5.0	6.0
6.0	4.4
10.0	2.2

Margin = Gas Selling Price - Gas Buying Price

表4-6-25 ガス供給ステーションの経済性 (Lowケース)



標準的ガス供給ステーション (圧縮機容量 500Nm³/h) の操業状況を表4-6-27に示した。給ガスのためにステーションに来る車の到着頻度は一定ではなく、時間帯により変動する。通常、午前と午後に到着のピークがある。タクシーの場合、1日に平均1.3回ガスを入れ、ステーション当たり1日169台にガスを供給できる。ガス供給ステーションは13時間/日操業とした。

表4-6-26 標準的ガス供給ステーションの操業状況

Type	Taxi	Jeepney	Bus	Unit
Driving Distance	300	250	200	km/1Filling
	400	240	250	km/day
Mileage	10.5	7.3	2.1	km/Nm ³
Filling Amount	29	34	95	Nm ³ /1Filling
Frequency of Filling	1.3	1.0	1.3	Times/day
Number of Vehicle	169	141	51	Vehicle/day/Station
	127	147	41	Vehicle/Station

調査対象地域のすべてのディーゼル車 (タクシー、ジブニー、バス) がNGV化されたとすると、少なくとも約1,300のガス供給ステーションが必要となる (1999年ベース)。

表4-6-27 最小ガス供給ステーション数

Area		L-1	L-3	L-2	C-M	D	Total
CARS (Taxi)	No. of NGV	21,278	0	3	60	76	21,417
	No. of Station	168	0	0	0	1	169
UV (Jeepney)	No. of NGV	56,585	14,351	16,937	7,822	6,450	102,145
	No. of Station	385	98	115	53	44	695
BUS	No. of NGV	10,339	1,752	3,111	624	1,011	16,837
	No. of Station	255	43	77	15	25	415
Total	No. of NGV	88,202	16,103	20,051	8,506	7,537	140,399
	No. of Station	808	141	192	69	69	1,279

(4) 車種別、ケース別、地域別の自動車台数の推定

表 4-6-28 に車種別、ケース別、地域別の自動車登録台数の推定結果を示す。

表 4-6-28 自動車台数の推定

			Case: High					Case: Low				
			2006	2010	2015	2020	2025	2006	2010	2015	2020	2025
CARS (Taxi)	L-1 North	Gasoline	21,789	25,119	30,869	38,019	45,878	22,971	27,732	32,420	37,980	45,463
		Diesel	13,336	16,369	22,846	31,945	42,719	14,780	19,845	25,203	32,045	42,419
		Total	35,125	41,488	53,715	69,964	88,596	37,751	47,577	57,624	70,025	87,882
	L-1 Central	Gasoline	28,655	33,034	40,597	49,999	60,335	30,209	36,471	42,636	49,948	59,789
		Diesel	17,538	21,527	30,045	42,011	56,180	19,438	26,099	33,145	42,142	55,785
		Total	46,194	54,561	70,641	92,010	116,514	49,647	62,570	75,782	92,091	115,574
	L-1 South	Gasoline	4,243	4,892	6,012	7,404	8,934	4,473	5,401	6,314	7,396	8,854
		Diesel	2,597	3,188	4,449	6,221	8,319	2,878	3,865	4,908	6,240	8,261
		Total	6,840	8,079	10,461	13,625	17,254	7,352	9,266	11,222	13,637	17,114
	L-3	Gasoline	42	49	60	73	89	44	54	63	73	88
		Diesel	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1
		Total	42	50	61	74	90	44	55	64	74	89
	L-2	Gasoline	404	466	572	705	850	426	514	601	704	843
		Diesel	5	6	9	13	17	6	8	10	13	17
		Total	409	472	581	717	867	432	522	611	717	860
	C-M	Gasoline	6,706	7,731	9,500	11,701	14,120	7,070	8,535	9,978	11,689	13,992
		Diesel	94	115	160	224	300	104	139	177	225	298
		Total	6,800	7,846	9,661	11,925	14,419	7,173	8,674	10,155	11,914	14,290
	D	Gasoline	3,175	3,660	4,498	5,540	6,685	3,347	4,041	4,724	5,534	6,624
		Diesel	119	146	204	286	382	132	177	225	287	379
Total		3,294	3,806	4,702	5,825	7,067	3,479	4,218	4,949	5,821	7,004	
Total	Gasoline	65,015	74,949	92,108	113,441	136,890	68,540	82,747	96,736	113,325	135,652	
	Diesel	33,689	41,352	57,714	80,701	107,917	37,339	50,134	63,670	80,953	107,160	
	Total	98,705	116,301	149,821	194,141	244,808	105,878	132,881	160,405	194,278	242,812	
UV (Jeepney)	L-1 North	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	35,464	43,531	60,754	84,952	113,602	39,305	52,775	67,024	85,217	112,805
		Total	35,464	43,531	60,754	84,952	113,602	39,305	52,775	67,024	85,217	112,805
	L-1 Central	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	46,639	57,248	79,898	111,721	149,400	51,691	69,405	88,143	112,070	148,351
		Total	46,639	57,248	79,898	111,721	149,400	51,691	69,405	88,143	112,070	148,351
	L-1 South	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	6,906	8,477	11,831	16,544	22,123	7,654	10,278	13,052	16,595	21,968
		Total	6,906	8,477	11,831	16,544	22,123	7,654	10,278	13,052	16,595	21,968
	L-3	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	22,575	27,709	38,673	54,076	72,313	25,020	33,594	42,664	54,244	71,806
		Total	22,575	27,709	38,673	54,076	72,313	25,020	33,594	42,664	54,244	71,806
	L-2	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	26,642	32,702	45,641	63,820	85,344	29,528	39,647	50,351	64,019	84,745
		Total	26,642	32,702	45,641	63,820	85,344	29,528	39,647	50,351	64,019	84,745
	C-M	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	12,304	15,103	21,078	29,474	39,414	13,637	18,310	23,254	29,566	39,138
		Total	12,304	15,103	21,078	29,474	39,414	13,637	18,310	23,254	29,566	39,138
	D	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	10,146	12,454	17,381	24,304	32,501	11,245	15,099	19,175	24,380	32,273
Total		10,146	12,454	17,381	24,304	32,501	11,245	15,099	19,175	24,380	32,273	
Total	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Diesel	160,677	197,225	275,256	384,891	514,696	178,081	239,107	303,663	386,092	511,086	
	Total	160,677	197,225	275,256	384,891	514,696	178,081	239,107	303,663	386,092	511,086	
BUS	L-1 North	Gasoline	266	306	376	463	559	280	338	395	463	
		Diesel	6,480	7,954	11,101	15,522	20,757	7,182	9,643	12,246	15,571	
		Total	6,745	8,260	11,477	15,985	21,316	7,462	9,981	12,641	16,033	
	L-1 Central	Gasoline	349	403	495	609	735	368	445	520	609	
		Diesel	8,522	10,460	14,599	20,413	27,298	9,445	12,681	16,105	20,477	
		Total	8,871	10,863	15,093	21,023	28,033	9,813	13,126	16,625	21,086	
	L-1 South	Gasoline	52	60	73	90	109	55	66	77	90	
		Diesel	1,262	1,549	2,162	3,023	4,042	1,399	1,878	2,385	3,032	
		Total	1,314	1,609	2,235	3,113	4,151	1,453	1,944	2,462	3,122	
	L-3	Gasoline	31	36	44	54	66	33	40	46	54	
		Diesel	2,755	3,382	4,720	6,601	8,827	3,054	4,100	5,208	6,621	
		Total	2,787	3,418	4,765	6,655	8,892	3,087	4,140	5,254	6,676	
	L-2	Gasoline	20	24	29	36	43	22	26	30	36	
		Diesel	4,894	6,007	8,384	11,723	15,676	5,424	7,283	9,249	11,759	
		Total	4,914	6,030	8,412	11,758	15,719	5,445	7,309	9,279	11,795	
	C-M	Gasoline	9	10	12	15	18	9	11	13	15	
		Diesel	982	1,205	1,682	2,352	3,145	1,088	1,461	1,855	2,359	
		Total	990	1,215	1,694	2,367	3,163	1,097	1,472	1,868	2,374	
	D	Gasoline	10	12	14	18	21	11	13	15	18	
		Diesel	1,591	1,952	2,725	3,810	5,095	1,763	2,367	3,006	3,822	
Total		1,601	1,964	2,739	3,828	5,116	1,773	2,380	3,021	3,839		
Total	Gasoline	737	850	1,044	1,286	1,552	777	938	1,097	1,285		
	Diesel	26,485	32,509	45,372	63,443	84,839	29,354	39,413	50,054	63,641		
	Total	27,222	33,359	46,416	64,729	86,391	30,131	40,351	51,150	64,926		
Grand Total	Gasoline	65,752	75,798	93,152	114,727	138,442	69,316	83,685	97,832	114,610		
	Diesel	220,851	271,086	378,342	529,035	707,453	244,773	328,654	417,387	530,685		
	Total	286,604	346,885	471,493	643,761	845,895	314,089	412,339	515,219	645,295		

(5) 天然ガス転換判定基準

天然ガス転換の最大の要因は経済性である。需要推定に当たり、下記基準により天然ガスへの転換がなされるとした。フィリピンのタクシー、バスは海外（日本、韓国など）からの中古車が多く使われており、ジプニーは同じく輸入中古ディーゼルエンジンを装着している。これを考慮し、転換比率を低めに設定した。

- ① 資本回収年が1年以下の場合、対象車の70%が天然ガスに転換する
- ② 資本回収年が2年以下の場合、対象車の50%が天然ガスに転換する
- ③ 資本回収年が3年以下の場合、対象車の10%が天然ガスに転換する
- ④ 資本回収年が3年以上の場合、天然ガスへの転換はない

(6) 潜在需要量推定

表 4-6-29 および表 4-6-30 に High および Low ケースの NGV 経済性評価結果を示した。いずれのケースも転換キットの投資回収に 3 年以上を要する。フィリピンのタクシー、ジプニー、バス業界の実情を考えると、特殊な場合を除き、回収が 3 年以上になるような投資は考えられない。したがって、需要はないと考えられる。NGV 普及のためには補助政策が必要である。

表 4-6-29 NGV 経済性 (High ケース)

Case: High		Scenario: Gas Use & Gas Promotion				
Unit: Ps/Nm ³		Gas price for covering conversion cost (Note 1)	Gas price supplied through pipeline (Note 2)	Gas filling station cost (Note 3)	Gas price when filling CNG (Note 4)	Surplus (Note 5)
Taxi	Gasoline	20.7	20.1	5.6	25.7	-5.0
Taxi	Diesel	17.0	20.1	5.6	25.7	-8.7
Jeepney	Diesel	20.1	20.1	5.6	25.7	-5.6
Bus	Gasoline	17.3	20.1	5.6	25.7	-8.4
Bus	Diesel	12.9	20.1	5.6	25.7	-12.8

(Note 1) Gas price for covering conversion cost with three-year pay-back period

(Note 2) Gas price supplied through pipeline

(Note 3) Gas price for covering filling station cost with five-year pay-back period

(Note 4) Gas price when filling CNG = Gas price supplied through pipeline + Gas filling station cost

(Note 5) Surplus = Gas price for covering conversion cost - Gas price when filling CNG

表 4-6-30 NGV 経済性 (Low ケース)

Case: Low		Scenario: Gas Use & Gas Promotion				
Unit: Ps/Nm ³		Gas price for covering conversion cost (Note 1)	Gas price supplied through pipeline (Note 2)	Gas filling station cost (Note 3)	Gas price when filling CNG (Note 4)	Surplus (Note 5)
Taxi	Gasoline	14.0	16.9	5.2	22.1	-8.1
Taxi	Diesel	11.3	16.9	5.2	22.1	-10.8
Jeepney	Diesel	13.4	16.9	5.2	22.1	-8.7
Bus	Gasoline	10.8	16.9	5.2	22.1	-11.3
Bus	Diesel	7.4	16.9	5.2	22.1	-14.7

(7) NGV 普及のための補助政策

ディーゼル車の排気ガスは深刻な環境問題となっている。想定される燃料価格からすると、ディーゼル車の NGV への転換は期待できない。ディーゼル車の NGV への転換のために下記の補助政策が有効である。

- ① 転換キット投資補助
- ② ガス供給ステーション建設費投資補助
- ③ NGV へのガス供給価格補助

1) 投資補助とガス供給価格補助

補助政策実施に当たっては補助総額を把握しておく必要がある。表 4-6-31 に投資補助とガス供給価格補助の試算例を示した。補助の対象はディーゼル車のみを対象としている。

表 4-6-31 投資補助とガス供給価格補助例

Government Support for NGV					
(1) Assumptions / Conditions					
Base Year	2010	Exchange Rate	58.6	Ps/\$	
Case	High				
Scenario	Gas Use				
Fuel Price	Estimated	Base price	Up due to ACC etc.		
Gasoline	23.7 Ps/Li	23.7 Ps/Li	0 %	Margin for Filling Station	
Diesel Oil	19.2 Ps/Li	19.2 Ps/Li	0 %	5 years for Pay-back	
CNG	22.9 Ps/Nm ³	20.1 Ps/Nm ³	0 %	2.8 Ps/Li	
Investment Cost					
Conversion Kit for Diesel Engine Vehicles					
	Investment	Government Support	Government Support		
Taxi	73,699 Ps	60 %	44,219 Ps		
Jeepney	88,439 Ps	60 %	53,063 Ps		
Bus	621,752 Ps	60 %	373,051 Ps		
Filling Station	Investment	Government Support	Government Support		
	29.7 Million Ps	80 %	23.7 Million Ps		
Number of Vehicles supplied CNG by One Filling Station					
Taxi	56	25 % of Vehicles/Station			
Jeepney	147	65 % of Vehicles/Station			
Bus	23	10 % of Vehicles/Station			
NGV Total	226	100 % of Vehicles/Station			
(2) Gas Price for Covering Conversion Kit Cost of Diesel Vehicles with Three-year Pay-back Period					
Taxi	18.3 Ps/Nm ³				
Jeepney	17.9 Ps/Nm ³				
Bus	16.6 Ps/Nm ³				
(3) Government Support for One Filling Station					
Investment Cost Support					
Conversion Kit for Diesel Engine Vehicles					
Taxi	2.5 Million Ps	0.04 Million \$			
Jeepney	7.8 Million Ps	0.13 Million \$			
Bus	8.4 Million Ps	0.14 Million \$			
Total	18.7 Million Ps	0.32 Million \$			
Filling Station	23.7 Million Ps	0.41 Million \$			
Total	42.4 Million Ps	0.72 Million \$			
Fuel Price Support					
Taxi	2.9 Million Ps/y	0.05 Million \$/y			
Jeepney	7.0 Million Ps/y	0.12 Million \$/y			
Bus	4.7 Million Ps/y	0.08 Million \$/y			
Total	14.6 Million Ps/y	0.25 Million \$/y			

この例では、転換キットの60%、ガス供給ステーション建設費の80%を補助した時の補助金額を計算している。ガス供給ステーションの設置者は自己資本を5年で回収できるマージンを取るものとしている。3年で転換キットの資本回収ができるためには、タクシーの場合、ガス販売価格は18.3 Ps/Nm³でなければならない。ジブニーおよびバスの場合には17.9および16.6 Ps/Nm³でなければならない。CNG価格は22.9 Ps/Nm³であり、タクシー、ジブニーおよびバスへのガス販売価格とCNG価格の差がガス供給価格補助となる。表4-6-31は1つのガス供給ステーションに対する補助金額を計算している。利用するタクシー、ジブニーおよびバスの割合は各々25%、65%、10%とした。これはNCRにおけるディーゼル車の台数比率である。このときの補助金額は、転換キット投資補助0.32 MillionUS\$、ガス供給ステーション投資補助0.41 MillionUS\$であり、年間ガス供給価格補助0.25 MillionUS\$となる。

毎年5基のガス供給ステーションを建設したとすると、投資補助は年間3.62 MillionUS\$となり、3年後の年間ガス供給価格補助は3.75 MillionUS\$となる。

表4-6-32 補助総額試算例

	First year	Second Year	Third year
No. of stations	5	10	15
No. of NGVs			
Taxi	282	564	846
Jeepney	734	1,467	2,201
Bus	113	226	339
Total	1,129	2,257	3,386
Investment Support (Million\$)			
Conersion kit	1.60	1.60	1.60
Filling staion	2.03	2.03	2.03
Total	3.62	3.62	3.62
Fuel Support (Million\$/y)	1.25	2.50	3.75

図4-6-33～図4-6-36にHighケースとLowケースのディーゼル車に対する補助比率と補助金額を示した。シナリオ（ガス利用シナリオおよびガス利用促進シナリオ）によるガス価格の差はないため、両シナリオの補助金額は同じである。これらの図よりガス供給ステーション当たりの補助金額が計算できる。

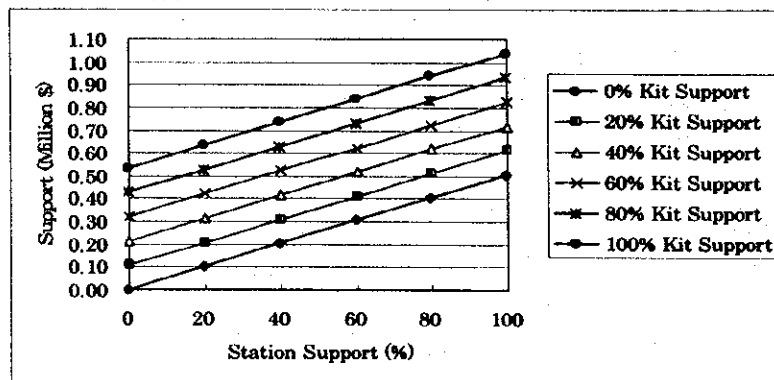


図4-6-14 投資補助 (High ケース)

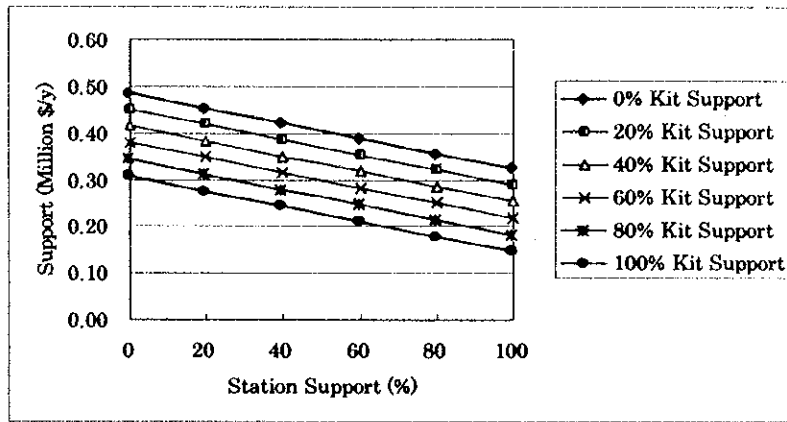


図 4-6-15 ガス価格補助 (High ケース)

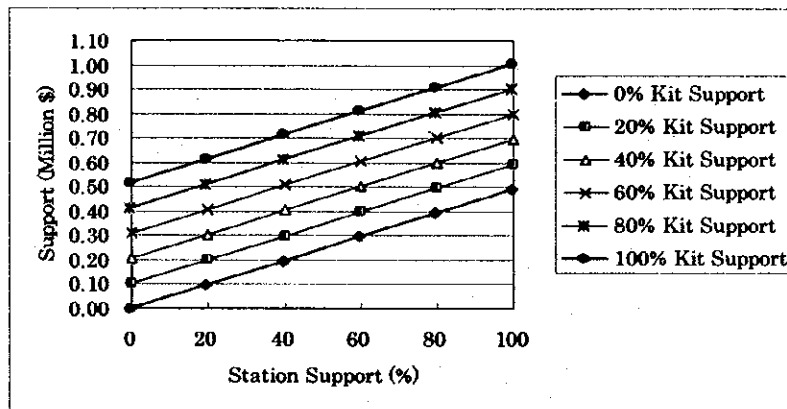


図 4-6-16 投資補助 (Low ケース)

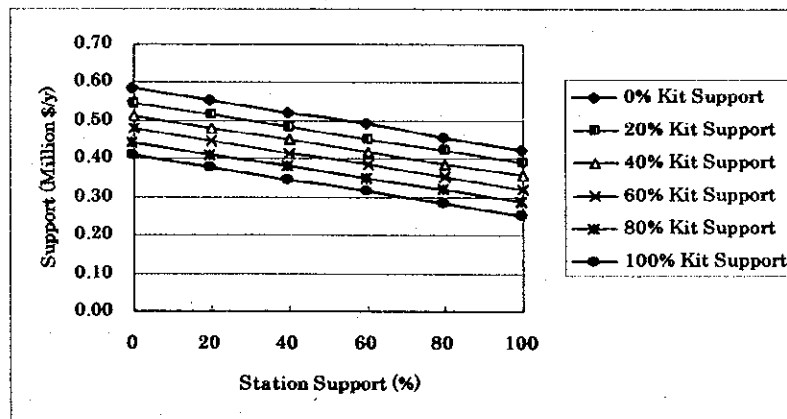


図 4-6-17 ガス価格補助 (Low ケース)

転換キットおよびガス供給ステーションの投資に100%の補助を行なった場合のHighケースの経済性を表4-6-33に示した。投資の100%の補助を行なっても、いずれのケース、シナリオでもディーゼル車のNGV化の経済性はない。ガス供給価格補助が必要となる。ガ

ス利用促進シナリオ-Aとして、転換キットおよびガス供給ステーションに100%の投資補助、さらにディーゼル油に競合できるようにガス供給価格補助を行なう場合について検討する。表4-6-33、表4-6-34に結果を示した。HighケースではNGVへのガス価格は19.2 Ps/Nm³となり、Lowケースでは13.5 Ps/Nm³となる。

表4-6-33 ガス利用促進シナリオ-A (High ケース)

Government Support for NGV				
(1) Assumptions / Conditions				
Base Year	2010	Exchange Rate	58.6	Ps/\$
Case	High			
Scenario	Gas Use & Gas Promotion			
Fuel Price	Estimated	Base price	Up due to ACC etc.	Margin for Filling Station
Gasoline	23.7 Ps/Li	23.7 Ps/Li	0 %	5 years for Pay-back
Diesel Oil	19.2 Ps/Li	19.2 Ps/Li	0 %	
CNG	22.3 Ps/Nm ³	20.1 Ps/Nm ³	0 %	
				2.2 Ps/Li
Investment Cost				
Conversion Kit for Diesel Engine Vehicles				
	Investment	Government Support	Government Support	
Taxi	73,699 Ps	100 %	73,692 Ps	
Jeepney	88,439 Ps	100 %	88,430 Ps	
Bus	621,752 Ps	100 %	621,690 Ps	
Filling Station	Investment	Government Support	Government Support	
	29.7 Million Ps	100 %	29.7 Million Ps	
Number of Vehicles supplied CNG by One Filling Station				
Taxi	56	25 %	% of Vehicles/Station	
Jeepney	147	65 %	% of Vehicles/Station	
Bus	23	10 %	% of Vehicles/Station	
NGV Total	226	100 %	% of Vehicles/Station	
(2) Gas Price for Covering Conversion Kit Cost of Diesel Vehicles with Three-year Pay-back Period				
Taxi	19.2 Ps/Nm ³			
Jeepney	19.2 Ps/Nm ³			
Bus	19.2 Ps/Nm ³			
(3) Government Support for One Filling Station				
Investment Cost Support				
Conversion Kit for Diesel Engine Vehicles				
Taxi	4.2 Million Ps	0.07 Million \$		
Jeepney	13.0 Million Ps	0.22 Million \$		
Bus	14.0 Million Ps	0.24 Million \$		
Total	31.2 Million Ps	0.53 Million \$		
Filling Station	29.7 Million Ps	0.51 Million \$		
Total	60.8 Million Ps	1.04 Million \$		
Fuel Price Support				
Taxi	1.9 Million Ps/y	0.03 Million \$/y		
Jeepney	4.4 Million Ps/y	0.07 Million \$/y		
Bus	2.3 Million Ps/y	0.04 Million \$/y		
Total	8.6 Million Ps/y	0.15 Million \$/y		

表 4-6-34 ガス利用促進シナリオ-A (Low ケース)

Government Support for NGV				
(1) Assumptions / Conditions				
Base Year	2010	Exchange Rate	58.6	Ps/\$
Case	Low			
Scenario	Gas Use & Gas Promotion			
Fuel Price	Estimated	Base price	Up due to ACC etc.	
Gasoline	16.6 Ps/Li	16.6 Ps/Li	0 %	Margin for Filling Station 5 years for Pay-back 1.9 Ps/Li
Diesel Oil	13.5 Ps/Li	13.5 Ps/Li	0 %	
CNG	18.8 Ps/Nm ³	16.9 Ps/Nm ³	0 %	
Investment Cost				
Conversion Kit for Diesel Engine Vehicles				
	Investment	Government Support	Government Support	
Taxi	71,327 Ps	100 %	71,320 Ps	
Jeepney	85,592 Ps	100 %	85,583 Ps	
Bus	601,738 Ps	100 %	601,678 Ps	
Filling Station	Investment	Government Support	Government Support	
	28.7 Million Ps	100 %	28.7 Million Ps	
Number of Vehicles supplied CNG by One Filling Station				
Taxi	56	25	% of Vehicles/Station	
Jeepney	147	65	% of Vehicles/Station	
Bus	23	10	% of Vehicles/Station	
NGV Total	226	100	% of Vehicles/Station	
(2) Gas Price for Covering Conversion Kit Cost of Diesel Vehicles with Three-year Pay-back Period				
Taxi	13.5 Ps/Nm ³			
Jeepney	13.5 Ps/Nm ³			
Bus	13.5 Ps/Nm ³			
(3) Government Support for One Filling Station				
Investment Cost Support				
Conversion Kit for Diesel Engine Vehicles				
Taxi	4.0 Million Ps	0.07	Million \$	
Jeepney	12.6 Million Ps	0.21	Million \$	
Bus	13.6 Million Ps	0.23	Million \$	
Total	30.2 Million Ps	0.51	Million \$	
Filling Station	28.7 Million Ps	0.49	Million \$	
Total	58.9 Million Ps	1.01	Million \$	
Fuel Price Support				
Taxi	3.3 Million Ps/y	0.06	Million \$/y	
Jeepney	7.5 Million Ps/y	0.13	Million \$/y	
Bus	3.9 Million Ps/y	0.07	Million \$/y	
Total	14.7 Million Ps/y	0.25	Million \$/y	

2) ガス需要推定 (ガス利用促進シナリオ-A)

ガス利用促進シナリオ-A ではディーゼル車の NGV への転換を狙って、投資補助だけでなく、補助によりガス価格を安くしている。ガス価格が安くなれば、タクシーのガソリン車は転換キットの投資補助がなくても NGV 化のメリットがでる(図 4-6-8、図 4-6-9 参照)。ガソリン車からの NGV 台数を含め、ガス利用促進シナリオ-A での NGV 推定台数は表 4-6-35 のようになる。このときのガス需要は表 4-6-36、表 4-6-37 のように推定される。

成り行き自動車台数推定 (表 4-6-28 自動車台数の推定参照) と比べてみると、かなりのガソリン車タクシーが NGV に転換することが予想される。ガス利用促進シナリオ-A では NGV 普及が促進されるため、ガス供給ステーションの数を増やさなければ、ガス充填の利便性を大きく損なうことになる。ガス供給ステーションの数を増やせばステーションへの投資補助額が膨大になるとともに、ガス供給価格補助額も膨大になることが予想される。補助政策実施にあたっては、詳細なフィージビリティスタディが必要である。

表 4-6-35 NGV 台数推定 (ガス利用促進シナリオ-A)

Scenario: Gas Promotion-A			Case: High					Case: Low				
			2006	2010	2015	2020	2025	2006	2010	2015	2020	2025
CARS (Taxi)	L-1 North	Gasoline	16,342	18,839	23,152	28,514	34,408	21,822	26,346	30,799	36,081	43,190
		Diesel	8,668	10,640	14,850	20,764	27,767	9,607	12,899	16,382	20,829	27,572
		CNG	10,115	12,009	15,713	20,685	26,421	6,322	8,332	10,442	13,115	17,120
	L-1 Central	Gasoline	21,492	24,775	30,447	37,499	45,251	28,698	34,647	40,505	47,451	56,800
		Diesel	11,400	13,993	19,529	27,307	36,517	12,634	16,964	21,544	27,392	36,261
		CNG	13,302	15,793	20,665	27,204	34,747	8,314	10,958	13,733	17,247	22,514
	L-1 South	Gasoline	3,183	3,669	4,509	5,553	6,701	4,250	5,131	5,998	7,027	8,411
		Diesel	1,688	2,072	2,892	4,044	5,407	1,871	2,512	3,190	4,056	5,370
		CNG	1,970	2,339	3,060	4,028	5,145	1,231	1,623	2,034	2,554	3,334
	L-3	Gasoline	32	36	45	55	66	42	51	59	70	83
		Diesel	0	0	0	1	1	0	0	1	1	1
		CNG	11	12	15	19	23	2	3	3	4	5
	L-2	Gasoline	303	349	429	528	638	404	488	571	669	801
		Diesel	3	4	6	8	11	4	5	6	8	11
		CNG	103	119	146	181	218	23	28	34	40	48
	C-M	Gasoline	5,029	5,798	7,125	8,776	10,590	6,716	8,108	9,479	11,104	13,292
		Diesel	61	75	104	146	195	67	91	115	146	194
		CNG	1,709	1,973	2,431	3,004	3,635	390	476	561	663	804
	D	Gasoline	2,381	2,745	3,373	4,155	5,014	3,180	3,839	4,488	5,257	6,293
		Diesel	78	95	133	186	248	86	115	146	186	247
		CNG	835	966	1,196	1,485	1,805	214	264	315	377	464
Total	Gasoline	48,761	56,212	69,081	85,081	102,668	65,113	78,610	91,899	107,659	128,870	
	Diesel	21,898	26,879	37,514	52,456	70,146	24,270	32,587	41,385	52,619	69,654	
	CNG	28,045	33,211	43,227	56,605	71,994	16,495	21,684	27,121	34,000	44,289	
UV (Jeepney)	L-1 North	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	10,639	13,059	18,226	25,486	34,081	11,792	15,832	20,107	25,565	33,842
		CNG	24,825	30,472	42,528	59,466	79,522	27,514	36,942	46,916	59,652	78,964
	L-1 Central	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	13,992	17,174	23,969	33,516	44,820	15,507	20,821	26,443	33,621	44,505
		CNG	32,648	40,074	55,929	78,205	104,580	36,184	48,583	61,700	78,449	103,846
	L-1 South	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	2,072	2,543	3,549	4,963	6,637	2,296	3,083	3,916	4,979	6,590
		CNG	4,834	5,934	8,282	11,581	15,486	5,358	7,194	9,137	11,617	15,378
	L-3	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	6,772	8,313	11,602	16,223	21,694	7,506	10,078	12,799	16,273	21,542
		CNG	15,802	19,397	27,071	37,853	50,619	17,514	23,516	29,864	37,971	50,264
	L-2	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	7,993	9,811	13,692	19,146	25,603	8,858	11,894	15,105	19,206	25,423
		CNG	18,650	22,892	31,949	44,674	59,740	20,670	27,753	35,246	44,813	59,321
	C-M	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	3,691	4,531	6,324	8,842	11,824	4,091	5,493	6,976	8,870	11,741
		CNG	8,613	10,572	14,755	20,632	27,590	9,546	12,817	16,278	20,696	27,396
	D	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Diesel	3,044	3,736	5,214	7,291	9,750	3,374	4,530	5,752	7,314	9,682
		CNG	7,102	8,718	12,167	17,013	22,751	7,872	10,569	13,422	17,066	22,591
Total	Gasoline	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Diesel	48,203	59,167	82,577	115,467	154,409	53,424	71,732	91,099	115,828	153,326	
	CNG	112,474	138,057	192,680	269,424	360,288	124,656	167,375	212,564	270,264	357,760	
BUS	L-1 North	Gasoline	266	306	376	463	559	280	338	395	463	554
		Diesel	1,944	2,386	3,330	4,657	6,227	2,155	2,893	3,674	4,671	6,183
		CNG	4,536	5,568	7,770	10,865	14,530	5,027	6,750	8,572	10,899	14,428
	L-1 Central	Gasoline	349	403	495	609	735	368	445	520	609	729
		Diesel	2,557	3,138	4,380	6,124	8,189	2,833	3,804	4,832	6,143	8,132
		CNG	5,965	7,322	10,219	14,289	19,108	6,611	8,877	11,274	14,334	18,974
	L-1 South	Gasoline	52	60	73	90	109	55	66	77	90	108
		Diesel	379	465	649	907	1,213	420	563	715	910	1,204
		CNG	883	1,084	1,513	2,116	2,830	979	1,315	1,669	2,123	2,810
	L-3	Gasoline	31	36	44	54	66	33	40	46	54	65
		Diesel	827	1,015	1,416	1,980	2,648	916	1,230	1,562	1,986	2,629
		CNG	1,929	2,368	3,304	4,620	6,179	2,138	2,870	3,645	4,635	6,135
	L-2	Gasoline	20	24	29	36	43	22	26	30	36	43
		Diesel	1,468	1,802	2,515	3,517	4,703	1,627	2,185	2,775	3,528	4,670
		CNG	3,426	4,205	5,868	8,206	10,973	3,797	5,098	6,474	8,232	10,896
	C-M	Gasoline	9	10	12	15	18	9	11	13	15	18
		Diesel	295	361	505	705	943	326	438	557	708	937
		CNG	687	843	1,177	1,646	2,201	762	1,023	1,299	1,651	2,186
	D	Gasoline	10	12	14	18	21	11	13	15	18	21
		Diesel	477	586	817	1,143	1,528	529	710	902	1,147	1,518
		CNG	1,113	1,367	1,907	2,667	3,566	1,234	1,657	2,104	2,675	3,541
Total	Gasoline	737	850	1,044	1,286	1,552	777	938	1,097	1,285	1,538	
	Diesel	7,945	9,753	13,611	19,033	25,452	8,806	11,824	15,016	19,092	25,273	
	CNG	18,539	22,756	31,760	44,410	59,388	20,548	27,589	35,038	44,549	58,971	
Grand Total	Gasoline	49,498	57,061	70,125	86,366	104,219	65,889	79,548	92,996	108,943	130,407	
	Diesel	78,047	95,799	133,702	186,956	250,007	86,500	116,143	147,500	187,539	248,253	
	CNG	159,058	194,024	267,666	370,439	491,669	161,700	216,648	274,723	348,813	461,019	

表 4-6-36 推定ガス需要 (ガス利用促進シナリオ-A、High ケース)

Condition: Case: High Scenerio: Gas Promotion-A Gas Price 19.2 Ps/Nm3 for NGV 17.0 Ps/Nm3 for Station 2.2 Ps/Nm3 Margin for Station					
CNG mmscfd	2006	2010	2015	2020	2025
L-1 North	52	63	87	120	158
L-1 Central	68	83	114	157	208
L-1 South	10	12	17	23	31
L-3	22	27	38	53	70
L-2	30	37	51	72	96
C-M	13	16	21	30	39
D	12	14	20	28	37
Total	207	252	348	481	639

表 4-6-37 推定ガス需要 (ガス利用促進シナリオ-A、Low ケース)

Condition: Case: Low Scenerio: Gas Promotion-A Gas Price 13.5 Ps/Nm3 for NGV 11.6 Ps/Nm3 for Station 1.9 Ps/Nm3 Margin for Station					
CNG mmscfd	2006	2010	2015	2020	2025
L-1 North	51	69	87	110	146
L-1 Central	67	90	114	145	192
L-1 South	10	13	17	21	28
L-3	24	33	42	53	70
L-2	33	44	56	72	95
C-M	12	17	21	27	35
D	12	16	21	26	35
Total	211	282	358	454	600

4-6-3 工業用ガス「潜在」需要の推定

(1) 推定の手順

工業用ガス「潜在」需要の推定は次の手順で行なわれる。この手順は、基本的には 4-5 におけるものと同じである。

1) 現在の対象地域別、業種別燃料消費量の推定

…主として MEMSI 調査の結果を利用して行なう。

2) 将来の対象地域別、業種別ガス「潜在」需要の推定

- a) 対象業種の選定
- b) 対象機器・設備の選定
- c) 対象機器・設備のガス転換、ガス利用の経済性の検討
- d) 上の c) に基づく、対象地域別、業種別のガス転換率（既存機器・設備）、ガス利用率（新規機器・設備）の想定
- e) 対象地域別、燃料別ガス「潜在」需要の推定

(2) 現在の対象地域別、業種別燃料消費量の推定

ここでは、特にガス価格と燃料価格との対比から、ガス転換、ガス利用の可能性のある燃料について推定を行なう。

High、Low の両ケースとも、LPG とディーゼル燃料油がそのような燃料である。これらについて、現在の対象地域別、業種別消費量の推定を行なった結果を表 4-6-38 に示す。

対象地域全体の 2000 年における LPG の消費量は約 274,000 t で、うち約 3 分の 2 を L-1 地域が占め、L-2 地域が約 15% で続いている。また、同じくディーゼル燃料油の消費量は約 269,000kl で、LPG と同様、そのうち約 3 分の 2 を L-1 地域が占め、L-2 地域が約 12% で続いている。

業種別に見ると、LPG では食品、化学、金属加工の順であり、ディーゼル燃料油では機械、食品、ゴム製品、金属加工の順である。ディーゼル燃料油において、機械の割合が大きいのは発電用の消費が大きいことによるが、これはサンプル数の小さいことから来るものではないかと思われる。

表 4-6-38 対象地域別、業種別の燃料消費 (2000年)

Industry	No. of factory	Diesel fuel oil (KI)				LPG (Ton)		
		Boiler	Furnace	Power gen.	Total	Furnace	Others	Total
<Area L-1>								
Food & beverages	1,083	16,966	1,803	21,366	40,136	71,876	5,573	77,449
Textiles	383	3,863	0	2,028	5,891	541	608	1,150
Paper & products	247	1,383	0	1,795	3,179	2	1,805	1,807
Chemicals	598	131	0	150	281	45	53,820	53,865
Rubber & products	500	23,903	144	64	24,111	268	330	598
Glass & products	46	0	0	0	0	14,748	0	14,748
Cement	18	0	0	3,055	3,055	0	1	1
Basic precious and non-ferrous, others	327	1,187	2,570	8,945	12,702	19,389	3,369	22,759
Machinery & equipment	500	0	726	90,854	91,580	2,731	43	2,774
Total	3,702	47,433	5,243	128,258	180,934	109,600	65,549	175,150
<Area L-2>								
Food & beverages	413	6,470	688	8,148	15,306	27,410	2,125	29,535
Textiles	105	1,059	0	556	1,615	148	167	315
Paper & products	56	314	0	407	721	0	409	410
Chemicals	45	10	0	11	21	3	4,050	4,053
Rubber & products	30	1,434	9	4	1,447	16	20	36
Glass & products	6	0	0	0	0	0	0	0
Cement	4	0	0	679	679	0	0	0
Basic precious and non-ferrous, others	53	192	417	1,450	2,059	3,143	546	3,689
Machinery & equipment	55	0	80	9,994	10,074	300	5	305
Total	497	9,479	1,193	21,249	31,921	31,021	7,322	38,343
<Area L-3>								
Food & beverages	110	1,723	183	2,170	4,077	7,300	566	7,866
Textiles	30	303	0	159	461	42	48	90
Paper & products	8	45	0	58	103	0	58	59
Chemicals	17	4	0	4	8	1	1,530	1,531
Rubber & products	4	191	1	1	193	2	3	5
Glass & products	1	0	0	0	0	4	0	4
Cement	1	0	0	170	170	0	0	0
Basic precious and non-ferrous, others	10	36	79	274	388	593	103	696
Machinery & equipment	33	0	48	5,996	6,044	180	3	183
Total	219	2,302	311	8,832	11,444	8,123	2,311	10,434
<Area C-M>								
Food & beverages	265	4,151	441	5,228	9,821	17,587	1,364	18,951
Textiles	20	202	0	106	308	28	32	60
Paper & products	18	101	0	131	232	0	132	132
Chemicals	45	10	0	11	21	3	4,050	4,053
Rubber & products	30	1,434	9	4	1,447	16	20	36
Glass & products	6	0	0	0	0	8	0	8
Cement	3	0	0	509	509	0	0	0
Basic precious and non-ferrous, others	53	192	417	1,450	2,059	3,143	546	3,689
Machinery & equipment	55	0	80	9,994	10,074	300	5	305
Total	496	6,090	946	17,433	24,470	21,086	6,148	27,234
<Area D>								
Food & beverages	263	4,120	438	5,189	9,747	17,455	1,353	18,808
Textiles	8	81	0	42	123	11	13	24
Paper & products	9	50	0	65	116	0	66	66
Chemicals	20	4	0	5	9	2	1,800	1,802
Rubber & products	17	813	5	2	820	9	11	20
Glass & products	1	0	0	0	0	0	0	0
Cement	1	0	0	170	170	0	0	0
Basic precious and non-ferrous, others	20	73	157	547	777	1,186	206	1,392
Machinery & equipment	46	0	67	8,359	8,425	251	4	255
Total	385	5,141	667	14,379	20,187	18,914	3,453	22,367
<All Areas>								
Food & beverages	2,134	33,431	3,553	42,101	79,086	141,628	10,981	152,610
Textiles	546	5,508	0	2,891	8,398	772	867	1,639
Paper & products	338	1,893	0	2,457	4,350	3	2,470	2,473
Chemicals	725	159	0	182	341	54	65,250	65,304
Rubber & products	581	27,775	167	75	28,017	311	384	695
Glass & products	60	0	0	0	0	14,759	0	14,759
Cement	27	0	0	4,582	4,582	0	1	1
Basic precious and non-ferrous, others	463	1,681	3,639	12,665	17,985	27,453	4,771	32,224
Machinery & equipment	689	0	1,000	125,197	126,197	3,763	59	3,822
Total	5,563	70,446	8,359	190,151	268,955	188,744	84,783	273,527

(3) 将来の対象地域別、業種別ガス「潜在」需要の推定

1) 対象業種と対象機器・設備の選定

まず、使用されている機器・設備につき検討を行い、セメント、製鉄など、ガス転換、ガス利用の可能性のない業種を取り除き、推定対象業種を絞り込んだ。

次に、選択された業種につき、さらに燃料別にガス転換、ガス利用の対象となりうる機器・設備の選定を行った。

LPG については、ボイラー用は立ち上げのための補助燃料であること、さらに、厨房用は消費量が極めて小さいことから、工業炉、「オープン」、および「ストーブ」（後の2つは、特にパン製造工場での使用が多い）のみを対象とした。

ディーゼル燃料油については、発電用はディーゼル発電機によるもので、転換の可能性がないこと、工業炉、「オープン」、および「ストーブ」については、消費量が極めて小さいこと、さらに、自動車用は輸送用として扱うべきことから、ボイラー用のみを対象とした。

但し、将来の発電用燃料需要の一部がガスによって賄われることはありうるので、新規の自家発電分としては、後述のように、一定部分をガスによるものと想定した。

2) 対象機器・設備のガス転換、ガス利用の経済性の検討

a) 既存の機器・設備

LPG については工業炉、「オープン」、および「ストーブ」、また、ディーゼル燃料油についてはボイラーを対象に、既存機器・設備のガス転換の経済性を評価した。

図 4-6-18 は、ボイラーの LPG 転換に伴う改造費を示している。これは、ボイラー専門家による推定に基づき、作成したもので、例えば、2t/h ボイラーでは約 35,600US\$、また、6t/h ボイラーでは約 39,100US\$と推定されている。

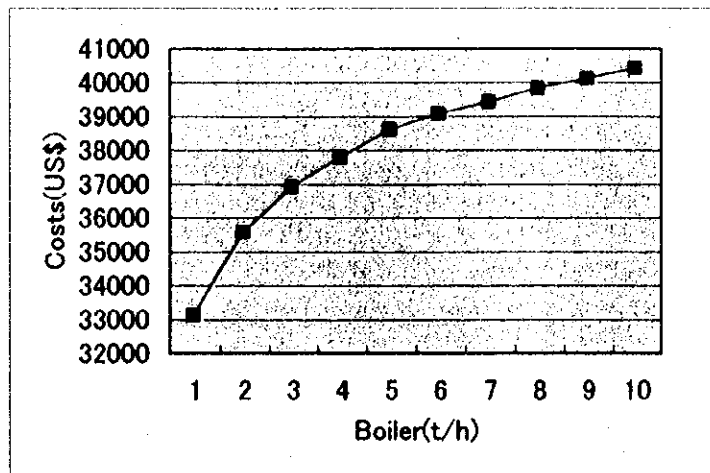


図 4-6-18 ボイラーのディーゼル燃料油転換に伴う改造費

図 4-6-19 は、加熱炉の LPG 転換に伴う改造費を示している。これは、加熱炉専門家による推定に基づき、作成したもので、例えば、1T/H 炉では約 17,900US\$、5T/H では約 18,900US\$、15T/H では約 21,700US\$と推定されている。なお、「オープン」および「ストーブ」は多くのものが規模も小さく、それらの改造費は 8,000-8,500US\$と推定される。

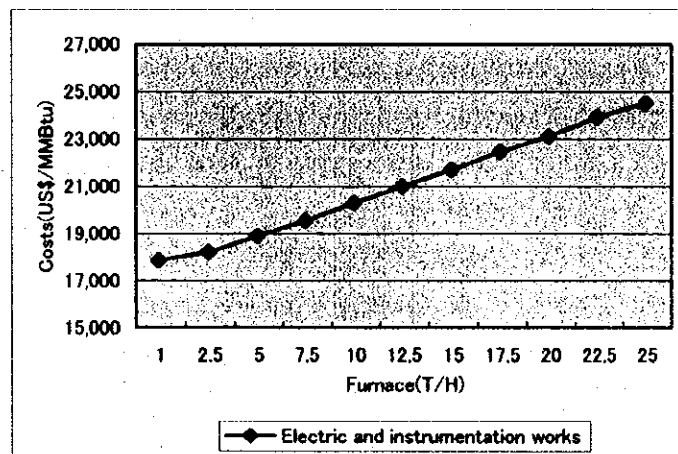


図 4-6-19 加熱炉の LPG 転換に伴う改造費

図 4-6-20 は、工場敷地内の関連工事費を示している。これは、ガス供給専門家による推定に基づき、作成したもので、ボイラーの規模に対応する金額を表示している。その他の機器・設備については、情報、データの制約から、各機器・設備のエネルギー消費量により、各ボイラーのエネルギー消費量と対応させている。工事費は、例えば 1 t/h では約 6,900US\$、10 t/h では約 28,400US\$と推定されている。

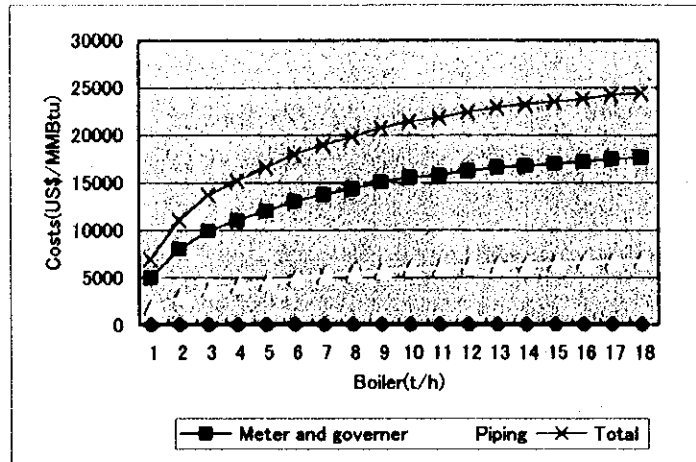


図 4-6-20 工場敷地内の関連工事費

図 4-6-21 および 4-6-22 は、MEMSI 調査の中から選んだいくつかのボイラーおよび加熱炉について、投資回収期間 (High ケース) を示したものである。図 4-6-21 によると、ボイラーでは、1t/h 以上のものは 2010 年以降、3 年程度以下の回収期間を示している。また、図 4-6-22 によると、加熱炉では、これらの 3 例が全て非常に短い回収期間を示している。

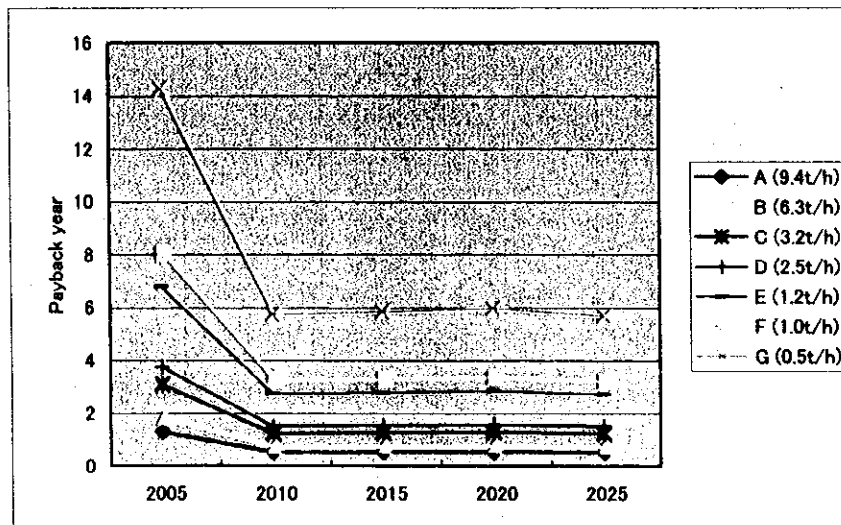


図 4-6-21 ボイラー改造の投資回収期間 (High ケース)

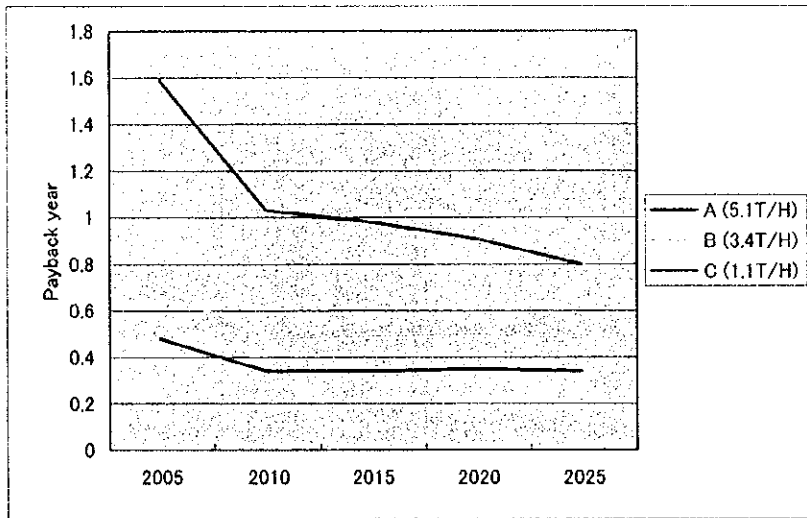


図 4-6-22 加熱炉改造の投資回収期間 (High ケース)

図 4-6-23 および 4-6-24 は、MEMSI 調査の中から選んだいくつかのボイラーおよび加熱炉について、投資回収期間 (Low ケース) を示したものである。図 4-6-23 によると、ボイラーでは、投資回収期間が 3 年を切るのは、9.4t/h のもので 2020 年以降、また、6.3t/h のもので 2025 年であるにすぎない。そこで、ボイラーについては、転換率をゼロと想定した。一方、図 4-6-24 によると、加熱炉では、High ケースほどではないが、これらの 3 例が全て非常に短い回収期間を示している。そこで、転換率は、後述のように、かなり高いものとして想定した。

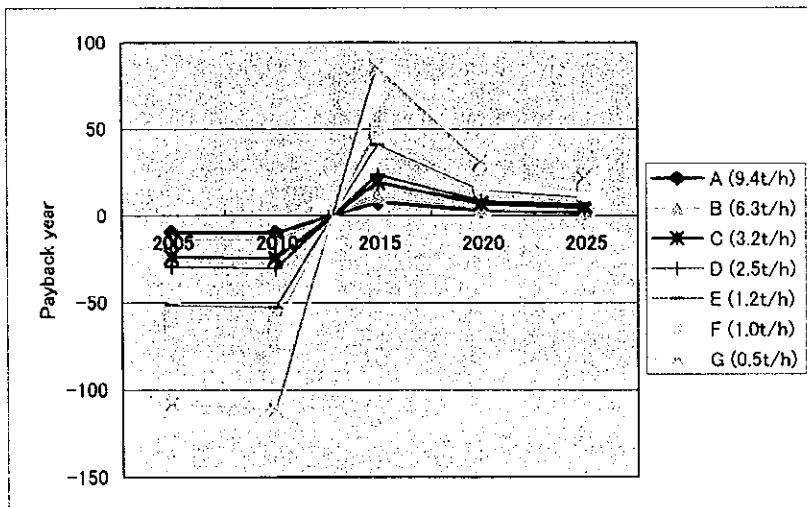


図 4-6-23 ボイラー改造の投資回収期間 (Low ケース)

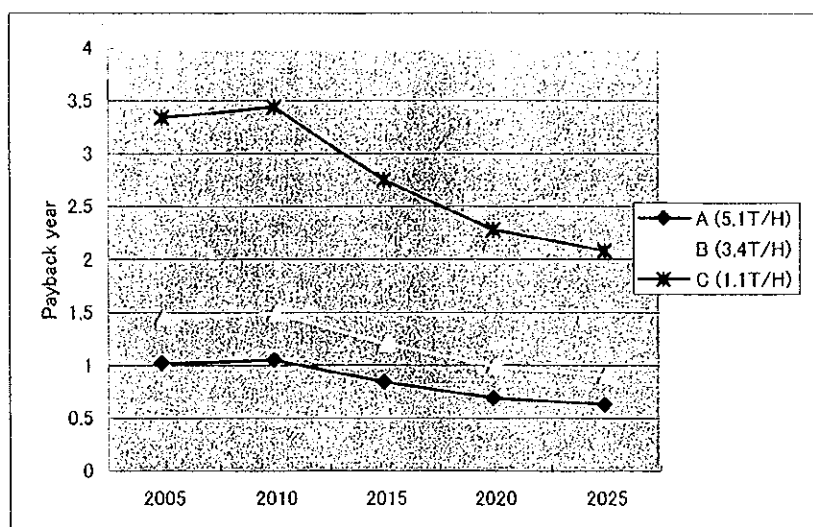


図 4-6-24 加熱炉改造の投資回収期間 (Low ケース)

b) 新規の機器・設備

新規の機器・設備については、ボイラー、工業炉（「オープン」と「ストーブ」も含む）とも、燃料による建設費の差は余り大きくない、と想定した上で、ガス価格と既存燃料価格との比較を行い、前者が後者をおよそ下回る場合には、ガスが選択されるであろう、と想定した。ガスが選択される率（利用率）は、後掲の表 4-6-39 のように想定した。

3) 業種別、機器・設備別のガス転換率、ガス利用率の想定

上の 2)における投資回収期間の推定、さらに、MEMSI 調査に基づく機器・設備の規模別分布の推定から、業種別、機器・設備別のガス転換率、ガス利用率を次のように想定した。

a) 既存の機器・設備について

<High ケース>

① ボイラー（各業種とも）

- 5t/h 以上のもの（全体の 45%を占める）： 転換率 60%
- 5t/h 未満 1t/h 以上のもの（全体の 40%を占める）： 転換率 40%
- 1t/h 未満のもの（全体の 15%を占める）： 転換率 ゼロ

② 加熱炉、「オープン」および「ストーブ」

- 5t/h 以上のもの（全体の 65%を占める）
 - 食品： 転換率 50%
 - ガラス、金属加工、機械： 転換率 70%
- 5t/h 未満のもの（全体の 35%を占める）：
 - 食品： 転換率 50%
 - ガラス、金属加工、機械： 転換率 60%

<Low ケース>

① ボイラー (各業種とも)

- 5t/h 以上のもの (全体の 45%を占める): 転換率 ゼロ
- 5t/h 未満 1t/h 以上のもの (全体の 40%を占める): 転換率 ゼロ
- 1t/h 未満のもの (全体の 15%を占める): 転換率 ゼロ

② 加熱炉、「オープン」および「ストーブ」

- 5t/h 以上のもの (全体の 65%を占める)
 - 食品: 転換率 50%
 - ガラス、金属加工、機械: 転換率 60%
- 5t/h 未満のもの (全体の 35%を占める):
 - 食品: 転換率 50%
 - ガラス、金属加工、機械: 転換率 30%

b) 新規建設の機器・設備について

新規建設の機器・設備については、ガス価格と既存燃料価格との対比から、ガス利用率を下表のように想定した。

表 4-6-39 新規建設の機器・設備のガス利用率想定

[New facilities] <High case>

Industry	Diesel fuel oil					LPG				
	2005	2010	2015	2020	2025	2005	2010	2015	2020	2025
	Boiler					Furnace, oven, and stove				
Food & beverages	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Textiles	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Paper & products	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Chemicals	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Rubber & products	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Glass & products	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Cement	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Basic precious and non-ferrous, others	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Machinery & equipment	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
	Power gene.									
Food & beverages	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5					
Textiles	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5					
Paper & products	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5					
Chemicals	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5					
Rubber & products	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5					
Glass & products	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5					
Cement	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5					
Basic precious and non-ferrous, others	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5					
Machinery & equipment	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5					

[New facilities] <Low case>

Industry	Diesel fuel oil					LPG				
	2005	2010	2015	2020	2025	2005	2010	2015	2020	2025
	Boiler					Furnace, oven, and stove				
Food & beverages	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7
Textiles	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7
Paper & products	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7
Chemicals	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7
Rubber & products	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7
Glass & products	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7
Cement	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7
Basic precious and non-ferrous, others	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7
Machinery & equipment	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7
	Power gene.									
Food & beverages	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4					
Textiles	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4					
Paper & products	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4					
Chemicals	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4					
Rubber & products	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4					
Glass & products	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4					
Cement	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4					
Basic precious and non-ferrous, others	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4					
Machinery & equipment	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4					

4) 対象地域別、燃料別ガス「潜在」需要の推定

以上の想定に基づき推定した対象地域別、燃料別ガス「潜在」需要を下表に示す。

表 4-6-40 対象地域別、燃料別ガス「潜在」需要 (High ケース)

LPG						
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
(ton)						
NCR	59,165	81,785	137,445	185,036	247,827	324,846
L-2	15,874	22,276	38,954	52,424	70,197	92,618
L-3	4,140	5,816	10,199	13,726	18,380	24,223
C-M	10,968	15,320	26,525	38,234	47,762	63,258
D	9,633	13,536	23,807	32,020	42,856	56,374
Total	99,779	138,733	236,930	321,440	427,022	561,320
(ktoe)	129.71	180.35	308.01	417.87	555.13	729.72
(mmscfd)	12.77	17.75	30.31	41.13	54.63	71.82
DFO						
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
(1,000 kl)						
NCR	20,396	29,338	63,895	113,585	192,427	268,992
L-2	4,076	6,860	11,849	20,521	34,164	47,555
L-3	990	1,855	3,648	6,808	11,891	16,743
C-M	2,619	4,602	8,407	15,064	25,652	35,903
D	2,211	3,867	7,025	12,548	21,324	29,830
Total	30,292	46,522	94,824	168,526	285,458	399,023
(ktoe)	26	39	80	143	242	338
(mmscfd)	2.53	3.88	7.91	14.05	23.80	33.27

表 4-6-41 対象地域別、燃料別ガス「潜在」需要 (Low ケース)

LPG

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
(ton)						
NCR	45,710	57,020	76,372	107,539	138,935	209,171
L-2	12,548	15,749	21,226	30,720	39,606	76,757
L-3	3,277	4,116	5,550	8,048	10,375	20,103
C-M	8,622	10,798	14,521	20,876	26,916	52,169
D	7,643	9,595	12,934	18,793	24,211	46,863
Total	77,800	97,277	130,604	185,975	240,042	405,062
(ktoe)	101.14	126.46	169.78	241.77	312.06	526.58
(mmscfd)	9.95	12.45	16.71	23.79	30.71	51.82

DFO

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
(1,000 kl)						
NCR	0	4,194	16,103	28,601	45,954	66,021
L-2	0	865	3,850	6,617	10,441	14,884
L-3	0	243	1,062	1,857	2,948	4,224
C-M	0	592	2,843	4,828	7,557	16,841
D	0	492	2,226	3,828	6,035	8,607
Total	0	6,387	26,084	45,730	72,935	110,578
(ktoe)	0	5	22	39	62	94
(mmscfd)	0.00	0.53	2.17	3.81	6.08	9.22

第5章 天然ガス供給システムの検討

5-1 国産天然ガス供給量

5-1-1 天然ガス源の確認

表 5-1-1 天然ガス源

	ガス田	最小量(BCF)	有望量(BCF)	最大量(BCF)
確認	Camago/Malampaya	2,528	3,340	4,277
	San Martin	243	359	454
	San Antonio		4	
潜在	Mindoro-Cuyo	2,720	7,060	11,210
	Cotabato	60	1,158	1,760
	Cagayan	176	322	518
	Central Luzon	78	637	2,594

(出所) PNOC 資料より作成

潜在埋蔵量については、まだ不確定要素があり、今後確認探査を行なう必要がある。そこで、今回の検討では確認されているガス田のみに限定する。その中で、San Antonio は確認埋蔵量が非常に少量なので、Camago/Malampaya と San Martin が国産天然ガス源として期待できる。

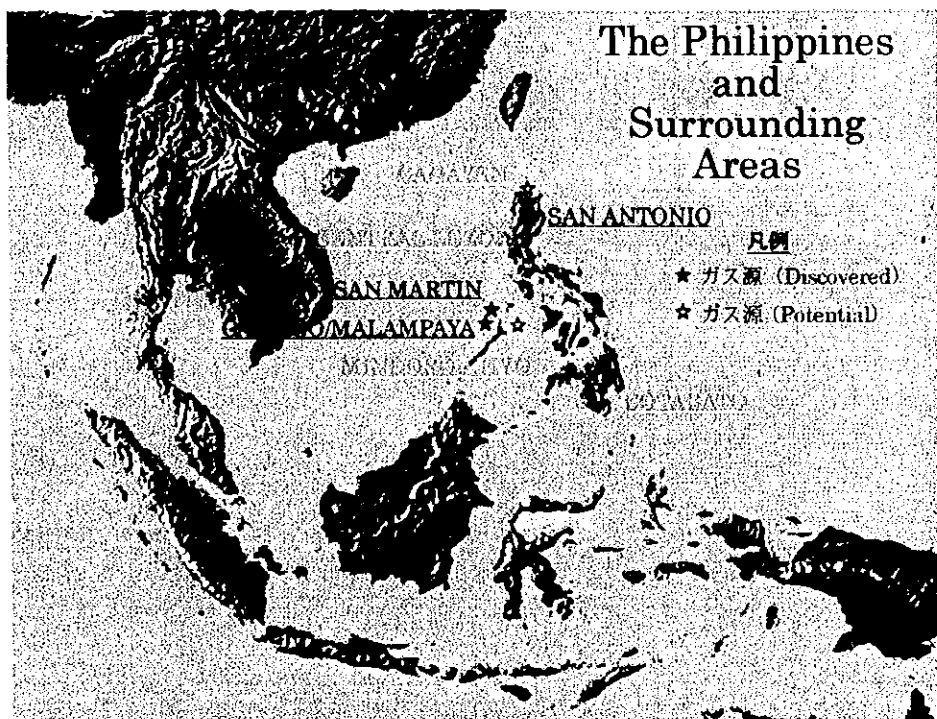


図 5-1-1 主要天然ガス田

本調査のガス供給面では、上記のガス確認埋蔵分をベースとした検討を行なう。ただし、近い将来新たに1~5 TCFの増量が確認された場合の影響について、別途、本章末尾で検討する。

5-1-2 国産天然ガス需給バランス

現在、Camago/Malampayaからの天然ガスは、表5-1-2に示す3発電所に供給される予定であり、合計2,725MWである。

表5-1-2 計画中の発電所

	イリハン発電所	サンタリタ 発電所	サンローレンツオ 発電所
発電量(MW)	1,200	1,000	525
企業名	KEPCO Ilijan Corp.	First Gas Power Corp.	First Gas Power Corp.
オペレーター	NPC	Meralco	Meralco
運転開始	2002年	2000年	2002年

これらの発電所の稼働率を75%、発電効率を総発熱量基準で45%とすると、ガス量換算で365mmscfdとなる。この値と供給能力、国産天然ガス埋蔵量との関係を図5-1-2に示した。現状、供給能力はCamago/Malampayaガス田のプラットフォーム能力500mmscfd、海底パイプライン能力650mmscfdである。

以上より、国産ガスの供給余力は135mmscfd(発電量1,000MW相当)とする。

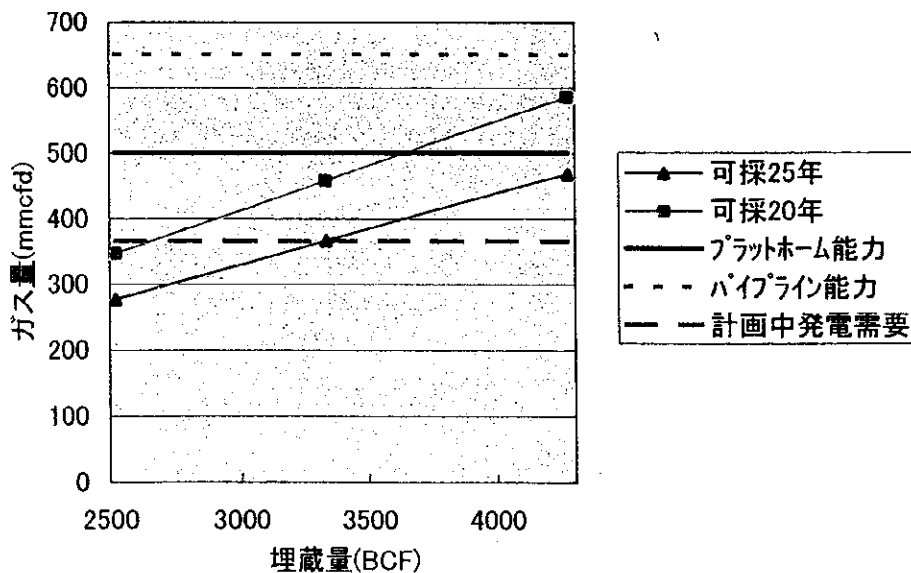


図5-1-2 国産天然ガス供給量

5-2 LNG 需給バランスと想定可能なソース

5-2-1 アジアの LNG 需要の現状と見通し

アジアにおける天然ガス消費量は、1990年代前半の急激な経済成長の追い風を受け順調な増加を見せていた。LNGの輸入量も日本、韓国、台湾を中心に右肩上がりの増大傾向であった（1990年から1999年までのLNG需要伸び率は年率約6.5%）。

しかし、1997年の通貨危機以降、経済の低迷により、天然ガスの消費量、LNG輸入量ともに先行きの不透明な状況となった。このような環境下で、2010年におけるアジアのLNG将来需要は、表5-2-1のように想定されている。需給は増加する想定ではあるが、その伸び率は減少している（1999年から2010年までのLNG需要伸び率は年率4.2%）。

しかし、台湾はIPPの建設を見込んだ年率8%を超える急成長が期待され、また、巨大な潜在需要であるインド、中国も、LNGの輸入を開始する予定であり、需要の増加が予想される。今後のアジアのLNG需要は台湾のIPP建設、およびインド、中国のLNG導入が大きく影響を与えると想定される。

表 5-2-1 LNG 需要（現状および見通し）

（百万 t）

		1999年（実績）	2010年（想定）
日 本	計	51.3	64.0
	ガス	14.3	22.5
	電力	37.0	41.4
	その他	0.0	0.1
韓 国		12.9	22.0
台 湾		4.2	11.0
小 計		68.4	97.0
印・中国他		0	11.0
合 計		68.4	108.0

（出所）（財）日本エネルギー経済研究所

5-2-2 アジア向け LNG 供給現状と見通し

1990年代前半のアジア経済の急成長を受け、アジア向け LNG プロジェクトは、新規開発および既存施設の拡張計画が進展し、その供給能力は大きく増加した。

表 5-2-2 はアジア向けの LNG プロジェクトの概要であるが、1999 年末において 7,830

万tのアジア向け LNG 液化基地が稼働している。現在、建設中、または契約が締結され建設準備中にあるプロジェクトは、2,340 万 t であり、契約に向け進展が伝えられるプロジェクト(700 万 t)を含め、2010 年には 1.09 億 t の生産能力に達する見込みである。

表 5-2-2 アジア市場向け LNG プロジェクトの概要

	液化能力 (万 t)	備 考
アジア・太平洋 (アジア)		
アジア・太平洋	6,430	
アブダビ	550	
カタール(カタールガス・ラスタファン)	850	
小計	7,830	
中東 (中東)		
オマーン	660	2000 年供給開始
カタール・ラスタファン	1,000	
マレーシア MLNG3	680	2003 年開始を予定
小計	2,340	
豪州 (豪州)		
豪州 NWS 拡張	700	Tuntex Gas と MOU 締結済
小計	700	
インドネシア (インドネシア)		
イエメン	530	2003 年までの運開目標
ゴーン (西豪州沖合)	600	2005 年運開目標
タンゲー (インドネシア)	600	
Bayu/Undan (豪州・インドネシア)	300	2003 年運開目標(1999 年 4 月 BHP 撤退)
サハリン 2 (ロシア)	800	2005 年運開目標
ダーウィン (豪州)	750	2005 年以降運開目標
イラン	430	インド向け供給を検討中
ノーススロープ (アラスカ)	1,400	2007 年頃輸出開始を計画中
スカボロー (豪州)	500	
ナツナ (インドネシア)	1,500	2007 年以降生産開始目標
パプアニューギニア	400	2005 年運開目標
小計	7,860	
合計	18,680	

(出所) (財) 日本エネルギー経済研究所

万tのアジア向けLNG液化基地が稼働している。現在、建設中、または契約が締結され建設準備中にあるプロジェクトは2,340万tであり、契約に向け進展が伝えられるプロジェクト(700万t)を含め、2010年には1.09億tの生産能力に達する見込みである。

表5-2-2 アジア市場向けLNGプロジェクトの概要

	液化能力 (万t)	備 考
既存・稼働中のLNG液化基地		
アジア・太平洋	6,430	
アブダビ	550	
カタール(カタルガス・ラスタフ)	850	
小計	7,830	
建設中または契約・MOUと締結済		
オマーン	660	2000年供給開始
カタール・ラスタフ	1,000	
マレーシア MLNG3	680	2003年開始を予定
小計	2,340	
契約に向け進展が伝えられるプロジェクト		
豪州 NWS 拡張	700	Tuntex Gas と MOU 締結済
小計	700	
その他計画中のプロジェクト		
イエメン	530	2003年までの運開目標
ゴーン (西豪州沖合)	600	2005年運開目標
タンゲー (インドネシア)	600	
Bayu/Undan (豪州・インドネシア)	300	2003年運開目標(1999年4月BHP撤退)
サハリン2 (ロシア)	800	2005年運開目標
ダーウィン (豪州)	750	2005年以降運開目標
イラン	430	インド向け供給を検討中
ノーススロープ (アラスカ)	1,400	2007年頃輸出開始を計画中
スカボロー (豪州)	500	
ナツナ (インドネシア)	1,500	2007年以降生産開始目標
パプアニューギニア	400	2005年運開目標
小計	7,860	
合計	18,680	

(出所) (財) 日本エネルギー経済研究所

5-2-3 LNG 需給バランス予測

上述の需要および供給の現状、見通しをベースとして LNG の需給バランスを図 5-2-1 に示す。2010 年におけるアジアの LNG 需給は、ベースケースで、既存プロジェクトおよび現在契約へ向け進展中、計画中のプロジェクトによる供給能力とほぼバランスしている。ローケースでは供給能力を 500 万 t 下回り、ハイケースにおいては約 1,700 万 t の追加供給が必要ではあるが、計画中のプロジェクトが 7,860 万 t の供給能力を有しているので、供給不足に陥る可能性は小さいと考えられる。

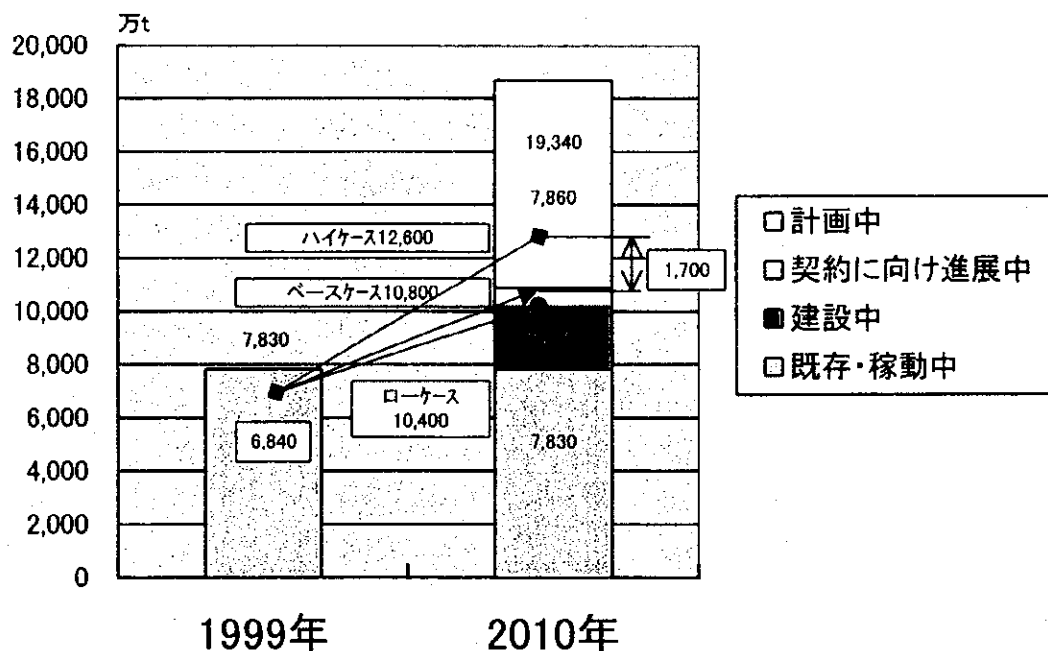


図 5-2-1 アジアでの LNG 需給バランス

* ベースケース：エネ研予測(2000年5月 定例研究報告会資料)

ハイ/ローケース：諸研究機関・石油メジャーによる予測の最大値(Total)・最小値(BG)

5-2-4 可能性のある LNG ソース

上述のアジア向け LNG プロジェクトのうち、現在および将来に供給余力(計画供給能力の内、契約されていない容量)のあるプロジェクトを表 5-2-3 に示す。

5-2-3 LNG 需給バランス予測

上述の需要および供給の現状、見通しをベースとして LNG の需給バランスを図 5-2-1 に示す。2010 年におけるアジアの LNG 需給は、ベースケースで、既存プロジェクトおよび現在契約へ向け進展中、計画中のプロジェクトによる供給能力とほぼバランスしている。ローケースでは供給能力を 500 万 t 下回り、ハイケースにおいては約 1,700 万 t の追加供給が必要ではあるが、計画中のプロジェクトが 7,860 万 t の供給能力を有しているので、供給不足に陥る可能性は小さいと考えられる。

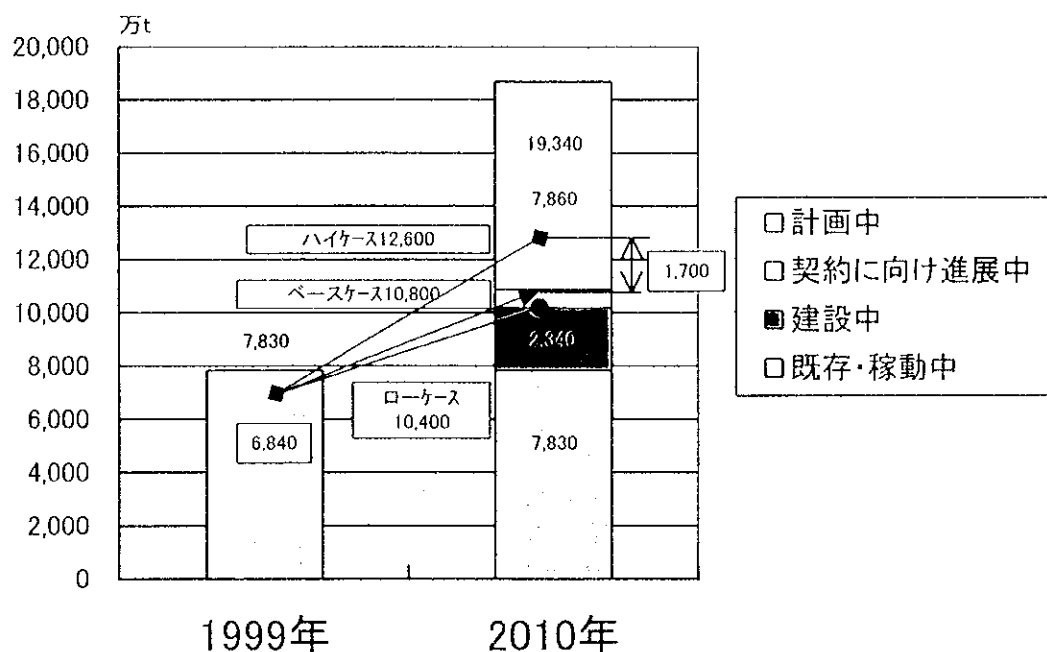


図 5-2-1 アジアでの LNG 需給バランス

* ベースケース：エネ研予測(2000年5月 定例研究報告会資料)

ハイ/ローケース：諸研究機関・石油メジャーによる予測の最大値(Total)・最小値(BG)

5-2-4 可能性のある LNG ソース

上述のアジア向け LNG プロジェクトのうち、現在および将来に供給余力(計画供給能力の内、契約されていない容量)のあるプロジェクトを表 5-2-3 に示す。

表 5-2-3 可能性のある LNG ソース

生産国	プロジェクト名	ガス田	埋蔵量 (TCF)	目標生産量 (万 t/年)	推進体制 ()内は保有権益	契約 ()内: 万 t/年	供給余力(万 t) ()内: 開始可能年	コスト	備考
カタール	カタールガス	ノースフィールド	250	600	QGPC(上下流とも 65), モービル(上下流とも 10), トタル(上流 20, 下流 10), 三井物産(上流 2.5, 下流 7.5), 丸紅(上流 2.5, 下流 7.5)	日本(600)契約 (中部電力(400)他電力 4 社, ガス 3 社)			1997 年 1 月輸入開始。価格交渉中。
	ラスタファン	ノースフィールド	250	1,000	QGPC(63), モービル(25), 韓国 LNG(5), 伊藤忠(4), 日商岩井(3)	韓国(480)契約 インド(750)契約 他インド(250)落札	140(2001) カタール+ラスタファンの拡張 1,000(2005)	Upstream 部門: 16 億 US\$ 液化部門: 40 億 US\$ 輸送部門: 30 億 US\$	韓国へ 1999 年供給開始(66 万 t) インド Petronet(750 万 t)は HOA 締結 TIDCO の 250 万 t を落札
マロン	マロン	サイラウ サイニヤ バリ	10	660	マロン政府(51), シェル(30), トタル(5.54), 三井・三菱(各 2.77), 伊藤忠(0.92), Partex(2), 三星・大宇・現代(各 1), KGC(1.2), SK(0.8)	韓国(406), 大阪ガス(66), インド(160) 契約	既存: 85(2000) 第 3 系列: 335(2004)	Upstream 部門: 14 億 US\$ 液化部門: 24 億 US\$ 輸送部門: 15 億 US\$	インドは Enron の Dabhol へ供給。 2000 年運開予定
イメン	イメン	マリブ	10	520	トタル(36), イクワン(14.5), ハント(15.1), イメン国営石油(21), SK(8.4), 現代(5)	MOU: インド(265)	255(2004)	Downstream 部門: 25 億 US\$	インドは BG Pipavav への LNG 供給に関する MOU(2002 年)。2001 年運開目標。2003 年まで遅延の可能性あり。
インドネシア	ラサ	D-7M7	45	1,400	イクワン(50), モービル(26), プラミナ(24)	未定	1,400(未定)	Upstream 部門: 38 億 US\$ Downstream 部門: 26 億 US\$	CO2 除去コストが高く、短期の立ち上げは困難。
	タング(イアンジャヤ)	ウリヤガ-ル鉱区	14	600	7M(80), 兼松(20)	未定	600(未定)	Upstream 部門: 15 億 US\$ Downstream 部門: 30 億 US\$	探鉱の結果、確認埋蔵量が 10Tcf を超える。 インドネシア国内での最優先プロジェクト。
		ベラ鉱区			7M(48), 兼松(12), 特デンタM(22.86), 日本石油(17.14)				
	ムリ鉱区			BG(52.63), Cairns(47.37)					
マレーシア	MLNG III	SK-8 SK-10	7.5	680	ペトロナス(60), シェル(10), 日本石油(10), 特デンタM(10), 州州政府(10)	日本(50)意思確認書 MOU: インド(260)	370(2003)	Upstream 部門: 13 億 US\$ 液化部門: 20 億 US\$ 輸送部門: 5 億 US\$	2001 年輸出開始予定。 マーケティング活動継続中。
パプアニューギニア	陸上	ハデス	6	400	イクワン, オイサチ	未定	400(未定)		中国市場を対象に、2005 年の輸出開始目標。
豪州	西豪州(増設)	ノースラングッド ウインベラ	18	700	BHP, BP, シェル, シェルフロン, Woodside Petroleum, MIMI(各 16.7)	未定(日本の既存 8P イヤと交渉中)	700?(2004)	Upstream 部門: 15 億 US\$ 液化部門: 20 億 US\$ 輸送部門: 12.5 億 US\$	既存液化基地(750 万 t/年)に増設。 2003 年の輸出開始目標。
	ゴ-ゴン	ゴ-ゴン クワイ	7~14	600	WAPET(シェル(28.6), シェルフロン(28.6), テキサコ(28.6), モービル(14.3))	未定	600(2007)		コト首相が中国へ LNG 輸出を提案。2005 年頃の輸出開始を目標とする。
	ダ-ウイン	サンライズ, トラバド-ル, エバンス, ロクストン	10~	750	シェルフロン(50), Woodside Petroleum(50)	未定	750(未定)		2005 年の輸出開始目標。国内供給向けに変更との情報もあり(99 年 8 月)。
	ZOCA	バインウガン	2.5~6	200~300	BHP, フリックス	未定	200~300(未定)		1999 年 3 月に無期延期決定との報道。
	スカーロー	スカーロー	8	500	BHP(50), イクワン(50)	未定	500(未定)		
	スコットリーフ	スコットリーフ ブルスノック	15~20		Woodside Petroleum(50), シェルフロン・BP(各 16.7), BHP・シェル(各 8.3)	未定	未定		
アメリカ(アラバカ)	ノースローブ	ノースローブ	32	1,400	7M, イクワン, BP, Yucon Pacific	未定	1,400(2007)		2007 年開始目標。700km のパイプライン敷設必要。
ロシア	カリン 2	ルンコイ, ピルトン・ア スト	14	800	マリン(37.5), 三井物産, シェル(各 25), 三菱(12.5)	未定	1,800(2007): カリン I を含む		1999 年原油生産開始予定。LNG 2005 年以降。
	カリン 3	リソ, アイヤン等	未定	未定	イクワン, モービル, テキサコ, ロスネフ	未定	未定		ロスネフ参画により PS リスト候補に記載。

5-3 供給システムの構築

5-3-1 概要

供給システムを構築するためには、天然ガスの需要量、需要地域、受入地、システムのターゲット年次を決定することが大切である。

(1) 天然ガスの需要量および需要地

天然ガスは発電・工業・商業・民生用等への利用が考えられる。発電への利用は他に比べて大変大きく、供給システムにインパクトを与える。そのため、われわれはフィリピン国全体の電源立地計画を考慮に入れなければならない。

第4章では、2025年までに天然ガスを利用したフィリピン国全体の発電需要を約13,000MWと想定し、今回の対象地域であるルソン島(地域L)に12,000MW、Cebu-Mactan地域(地域C-M)に500MW、Davao地域(地域D)に500MWの電力需要を想定している(詳細は第4章の天然ガス「潜在」需要の推定量を参照)。

(2) 各対象地域での天然ガス需要

1) 地域L

発電用需要地としては、現在、天然ガス発電所が建設されているBatangas地域、およびBataan半島南部地域を想定する。供給システムで考慮する発電需要としては、Sucat発電所のリプレースによる需要およびLaguna、Batangas地域の工業団地における発電による需要とする。

一方、工業・商業・家庭等での需要地は、NCR地域(地域L-1)を中心にCavite、Laguna、Batangas地域(地域L-2)、Bulacan、Pampanga、Bataan地域(地域L-3)を想定する。

2) 地域C-M

Cebu-Mactanでの発電用需要等の他、周辺地域(Consolacion、Cordora、Composta、Liloan、Minglanilla、Naga)での工業・商業・家庭用等の需要も想定する。

3) 地域D

Davao、Davao del Sur、Davao del Norte、Davao Oriental、Compostela Valleyでの発電用需要、工業・商業・家庭用等の需要を想定する。

(3) 天然ガスの受入基地

需要地近傍で天然ガスを受け入れることは、供給システムにとって最も効率的である。今回、天然ガスソース毎に以下のような受入基地を想定する。

1) 国産天然ガス受入基地

Camago/Malampaya ガスの陸揚げ基地である Batangas の Tabangao 基地とし、そこからパイプラインでガスを供給する。

2) 輸入 LNG 受入基地

- ・地域 L では、輸入 LNG の受入基地の建設候補地を Batangas 地区(地域 L-2)および Bataan 半島南部地区(地域 L-3)とする。
- ・地域 C-M では、最大需要地である Cebu 市近郊の海岸部、地域 D でも同様に Davao 市近郊を受入基地建設候補地とする。

3) トランス・アセアン・パイプライン天然ガス受入基地。

トランス・アセアン・パイプライン天然ガスの受入基地は、現在稼働中の国産天然ガス受入基地のある Batangas 地区を候補とする。

(4) ターゲット年次

ターゲット年次は 2025 年とする。供給システムはこの年次に能力限界近くになるよう検討する。

5-3-2 輸入 LNG 基地候補地

(1) 地域 L-2Batangas(Batangas)

Camago/Malampaya からの天然ガスパイプラインの陸揚げ地点で天然ガス精製設備がある。ここから 7km 西にはサンタリタ発電所とサンローレンツオ発電所、15km 南にはイリハン発電所がこの天然ガスの主要需要先として立地している。また、陸揚げ地点に隣接して Shell の製油所があり、また、Batangas 湾岸には他社の製油所・工場が立地しており、工場地帯となっている。オイルタンカーを受け入れる水深があり、未利用平坦な土地もあるので、LNG 受入基地としては有力と思われる。

(2) 地域 L-3 バターン(Bataan)半島東岸—Limay/Mariveles—

ルソン島 NCR(National Capital Region)周辺の天然ガス幹線網を想定した場合、Limay/Mariveles は Camago/Malampaya の天然ガスの陸揚げ予定地である Batangas から遠隔地にあり、天然ガスの第 2 の供給拠点となれば、供給セキュリティ上は好ましい位置

である。

Limay 町中心地から南約 5 km に位置する PNOC-PC(Philippine National Oil Company-Petrochemicals)の利用用地を期待していたが、すでにエチレン、PVC(Poly Vinyl Chloride)などの製造プラントとしての利用が計画、実行されている。LNG 基地のための利用用地は内陸側に限られており、本用地を LNG 受入基地として想定することは難しい。

その代替として Limay 町中心地から南 1 km 以内の NPC(National Power Corporation)発電所用地、およびこの発電所に隣接する NPC 所有の ABB ALSTOM 運転の CCGT 発電所用地が、LNG 受入基地候補地として考えられる。

(3) 地域 L-3 バターン(Bataan)半島西岸-Morong-

BNPP(Bataan Nuclear Power Plant)は建設完了後、政府の原子力発電に対する政策変更に伴って、一度も稼働することなく現在に至っている。過去には天然ガスを燃料とする CCGT への転換計画もあったが、電力供給過多の状況と多大な投資額のために、依然、詳細検討を進める様子はない。ただし、将来、天然ガス利用促進計画が実行されたり、電力需給バランスが逼迫したりした場合には、この用地が LNG 受入基地として利用される可能性はある。また、外海に面しているが故に防波堤の建設は余儀なくされるとはいえ、LNG 船入航のための基本的条件は備えている。

(4) 地域 C-M

われわれは、当初、セブ市南方で建設中の 300ha の南埋立計画地を基地利用に想定していたが、本計画は商業用もしくは IT 産業を中心とする軽工業の輸出産業用として開発されたもので、エネルギー関連の中継基地を設置することは許されないとのことである。また、海岸沿いに高速道路が建設され、大きな栈橋を建設することも不可能なので、この予定地は断念する。

その代替として、セブ市中心地から数 km 下がったところ（南埋立計画地の南）にある Talisay 市の海岸沿いは、LNG 受入基地として利用できそうである。南へいくほど水深も深く、またフラットな地形は、有利であろう。市の所有地と一部私有地があるが、売却予定地にもなっており、マスタープラン・レベルではこの近辺を受入基地と仮定する。

また、Talisay 市からさらに南に下がった Naga 市までの海岸も候補地として利用できる可能性はある。特に Naga 市には発電所やセメント工場があって、セブ市中心地からは若干遠のくが、これらの需要と合わせて LNG 基地を立地するケースも考えられる。

(5) 地域 D

LNG の受入基地としては、ダバオ市南方約 45km に位置する Sta.Cruz、約 100km のところに位置する Malalag、北方 40km ほどに位置する Panabo が上げられる。

Sta.Cruz では、現在、Prycegas という会社が LPG を受け入れている。また、ココナツ（デシケート）の輸出港としても利用されているとのことである。

Panabo 近辺は、基本的には工業用で利用されている。過去に Davao 市最大の港である Sasa 港の拡張計画があり、Panabo が有力な候補地として上げられており、500ha の埋立地が計画されている。Davao 近辺の LNG 受入基地としては、Panabo を最有力候補地とする。Panabo までの航路は、Mindanao 本島とソマール島間の Pakiputan 海峡が非常に狭く(1km)、船舶の往来が激しいので、ソマール島東側を選ぶのが得策であろう。

5-3-3 供給オプション

(1) 地域 L での供給オプション

天然ガス受入基地およびガス供給地域を想定し、以下の 2 つのオプションで検討する。

1) オプション 1

地域 L-3 に建設される LNG 基地と、国産天然ガスの受入基地のある地域 L-2 を、マニラ湾沿いの陸上輸送パイプラインを用いて結び、地域 L-1、地域 L-2、地域 L-3 へ天然ガスを供給するオプション。

2) オプション 2

地域 L-3 に建設される LNG 基地と、国産天然ガスの受入基地のある地域 L-2 を、マニラ湾横断海底輸送パイプラインを用いて結び、地域 L-1、地域 L-2、地域 L-3 へ天然ガスを供給するオプション。

(2) 地域 C-M、地域 D の供給オプション

天然ガス発電所および工業・商業・家庭等の需要に対し、以下の天然ガスソースで対象地域に供給するケースを検討する。

1) 国産天然ガス利用ケース

Camago/Malampaya の国産天然ガス受入基地である Batangas 地域からパイプラインで天然ガスを供給する。

2) 輸入天然ガス利用ケース

地域 C-M および地域 D に LNG 基地を建設し、天然ガスを供給する。

3) トランス・アセアン・パイプライン天然ガス利用ケース

地域 C-M および地域 D にトランス・アセアン・パイプラインを利用し、天然ガスを供給する。

5-3-4 輸送パイプライン網の検討方法

(1) 輸送パイプライン流量公式

輸送パイプライン網を検討する際、適切な導管口径を決定するために、輸送公式を利用する。今回、以下に示す一般流量公式 (General Flow Equation) を利用した。

$$Q = 0.2394 \cdot (T_0/P_0) \cdot \sqrt{1/(z \cdot T)} \cdot \sqrt{1/f} \cdot \sqrt{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5 / (S \cdot L)}$$

ただし、Q : 流量[m³・h]

P₁ : 始点圧力 [kg/cm²]

P₂ : 終点圧力 [kg/cm²]

D : 導管口径(cm)

S : ガス比重 [air = 1.0]

L : 延長 [m]

T : ガス温度[K]

T₀ : 基準温度[K]

P₀ : 基準圧力[kg/cm²]

z : 圧縮係数

$\sqrt{1/f}$: ラインの輸送係数

今回の検討で利用した数値を表 5-3-1 に示す。

表 5-3-1 一般流量公式の定数

パラメーター	値または式
ガス比重 S	0.595 (air = 1.0)
ガス温度 T	25℃
圧縮係数 z	AGA の式
輸送係数 $\sqrt{1/f}$	PanhandleA の式

(2) 導管負荷量(ピーク時ガス量)の算定

輸送パイプライン網を検討するためには、ピーク時における導管の負荷量を推定することが必要である。通常、ピーク時の導管負荷量を推定するためには、時間当たりのガス流量(m³/h)が使用される。これは1日の需要量(m³/d)にピーク率をかけて算出される。

ピーク率はガス使用形態別に過去の使用状況を調査し決定されるものである。今回は過去の使用実績がないため、日本での実績を参考に表 5-3-2 に示すピーク率を使用した。

表 5-3-2 ピーク率

工業用	0.0625
商業用	0.0625
家庭用	0.0625
輸送用	0.0833

一方、発電用ガスは発電容量 (MW) から以下のようにして時間当たりのガス量を計算する。

$$(\text{時間当たりガス量}) [\text{Nm}^3/\text{h}] = (\text{発電容量}) [\text{kW}] \times 860 [\text{kcal}/\text{kW} \cdot \text{h}] \div (\text{発熱量}) [\text{kcal}/\text{Nm}^3] \div (\text{発電効率})$$

今回、発熱量を 10,161kcal/Nm³、発電効率を 45%としている。

(3) 送出圧力、供給限界圧力

- ・送出圧力は、通常、輸送パイプライン網の検討でよく使用されている圧力(7.0MPa)とする。
- ・供給地点での供給下限圧力は 1 MPa とし検討する。

(4) 導管負荷量の決定

- ・需要予測より、各供給地点ごとに使用形態ごとのピーク時ガス量を(2)で述べた方法で算出し、その合計を各供給地点の導管負荷量とし、パイプライン網の検討に使用する。

以上の条件で最終年次までパイプライン網が成立する輸送導管網を計算し、導管網を決定した。

5-3-5 供給パイプライン網の検討方法

(1) 供給パイプライン流量公式

1) 高圧・中圧供給パイプライン流量公式

高圧・中圧供給パイプラインの流量公式は、輸送パイプラインの流量公式と同じ公式を用いる。ただし、高圧の場合の輸送係数は PanhandleA の式、中圧の場合は IGU の式が一般的に使われる。

2) 低圧供給パイプライン輸送公式

輸送パイプラインの流量公式から変形した以下の式が一般的に用いられる。

$$Q = (0.0587 \cdot \sqrt{(1/f)} \cdot \sqrt{((P_1 - P_2) \cdot D^5 / (S \cdot L))})$$

ただし、Q：流量[m³・h]

P₁：始点圧力 [kg/cm²・abs]

P₂：終点圧力 [kg/cm²・abs]

P₁+P₂：2×(1.033+0.22)×10⁻⁴ [kg/cm²・abs]

D：導管口径(cm)

S：ガス比重 [air = 1.0]

L：延長 [m]

T：ガス温度[300.15K]

T₀：基準温度[300.15K]

P₀：基準圧力[1.033kg/cm²・abs]

z：圧縮係数

√(1/f)：ラインの輸送係数

(2) 供給パイプライン輸送システム

- 1) 高圧供給パイプライン網で輸送されたガスは、需要地域近傍で整圧器により減圧され、中圧供給パイプライン網に供給される。工業団地等の発電需要には直接供給される場合もある。
- 2) 需要地域内は中圧供給パイプライン網でガスを輸送し、供給地域内の整圧器でガス圧力を減圧し、低圧供給パイプライン網で各家庭等に供給する。ホテル、病院、スーパーマーケット等の商業用需要へは、直接中圧供給パイプラインで供給することもある。供給パイプライン網に使用されるパイプの概要を表 5-3-3 に示す。

表 5-3-3 供給パイプライン網で使用されるパイプの概要

種類	パイプ材料	パイプ径	圧力範囲
高圧供給管	鋼管(溶接パイプ)	24"~8"	2MPa ~0.4 MPa
中圧供給管	ポリエチレン管	8"~4"	0.4MPa~30kPa
低圧供給管	ポリエチレン管	3"~1"	3kPa~1kPa

(3) 供給パイプライン網の検討方法

供給地点の場所、それぞれの供給地点での需要量を把握し、流量公式を使い輸送パイプラインと同様のネット計算を行ない、最適供給網を決定する。

今回、需要予測がマクロ予測であるため、上記のネット計算は行なわず、日本での実績を参考にし、1 km² 当たりの供給設備（導管、整圧器、バルブ等）の数量を想定し供給パイプライン網の検討を行なった。

5-3-6 輸送パイプライン網の検討

5-3-3項の供給オプションにより、以下のように各地域の輸送パイプライン網を検討する。第4章で天然ガスの需要につき、経済成長および原油価格についての High ケースと Low ケースが提言されており、それぞれのケースを検討した。

(1) 地域 L-オプション 1

地域 L-3 に電源開発需要で建設された LNG 基地(Limay/Mariveles) と、国産天然ガスの受入基地のある地域 L-2 を、マニラ湾沿いの輸送パイプラインで結ぶ。供給地としては、最初に地域 L-1、地域 L-2 を考慮し、最終的には地域 L-3 へ供給する。

第 1 フェーズ：地域 L-1、地域 L-2 への供給を先行して行なう。国産ガス受入基地のある Batangas 地域からの国産ガスを輸送する。

第 2 フェーズ：上記の区間の輸送パイプラインの能力が限界になる年次までに、地域 L-3 に建設されている LNG 基地より、陸上パイプラインをマニラ湾沿いに建設し、第 1 フェーズの輸送パイプラインに接続する。

これにより、国産天然ガスと輸入天然ガスのダブルソース化、2 基地体制が整い、安定供給が確保される（図 5-3-1、図 5-3-2 参照）。

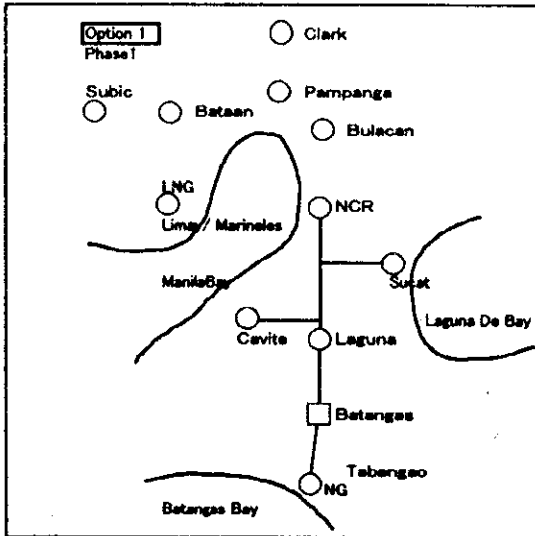


図 5-3-1 地域 L-オプション 1 (Phase 1)
 (2006~2015 年) -- High ケース
 (2006~2012 年) -- Low ケース

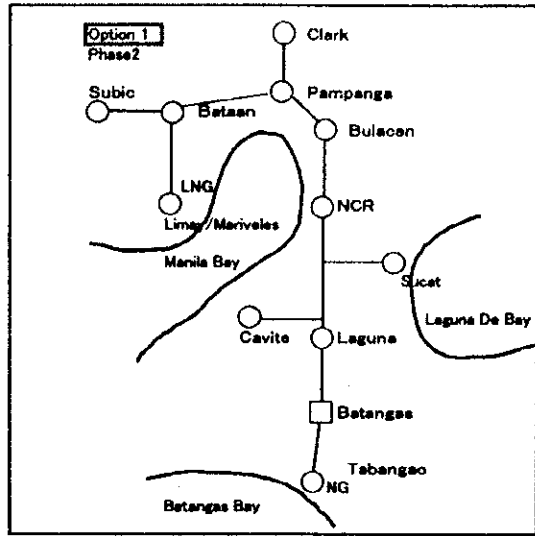


図 5-3-2 地域 L-オプション 1 (Phase 2)
 (2016~2025 年) -- High ケース
 (2013~2025 年) -- Low ケース

需要予測より得られる各供給地点のピーク時ガス量を表 5-3-4 に示す

表 5-3-4 地域 L-オプション 1 のピーク時ガス量

(Nm³/h)

No	地点名	需要ケース	2006 年	2010 年	2015 年	2020 年	2025 年
3	Santo Tomas (Batangas)	High ケース	396	7,619	14,213	17,095	20,172
		Low ケース	277	6,477	11,276	11,994	13,265
4	Cabuyao (Laguna)	High ケース	367	1,483	3,585	6,257	9,108
		Low ケース	257	425	863	1,529	2,707
6	Alabang (NCR-S)	High ケース	1,104	4,801	11,902	21,022	30,892
		Low ケース	763	1,327	2,776	5,002	9,026
9	Manila (NCR-C)	High ケース	3,317	14,423	35,757	63,157	92,811
		Low ケース	2,293	3,987	8,339	15,029	27,117
10	NCR-N (NCR-N)	High ケース	3,966	17,246	42,755	75,518	110,976
		Low ケース	2,742	4,767	9,971	17,970	32,424
11	Cavite (Cavite)	High ケース	401	1,619	3,913	6,830	9,942
		Low ケース	280	463	943	1,669	2,954
12	Sucat (Rizal)	High ケース	355	114,284	116,316	118,899	121,655
		Low ケース	248	410	113,685	114,328	115,466
13	Santa Rita (Bulacan)	High ケース	5,014	7,334
		Low ケース	694	1,233	2,191
14	San Fernando (Pampanga)	High ケース	3,336	4,880
		Low ケース	462	820	1,458
15	Clark (Bataan)	High ケース	125	184
		Low ケース	17	31	55
18	Limay/Mariveles (Bataan)	High ケース	1,066	1,560
		Low ケース	148	262	466
19	Subic (Bataan)	High ケース	63	92
		Low ケース	9	15	27

<オプション1： パイプラインネット解析結果>

1)High ケース

① 第1フェーズ最終年次(2015年)のネット

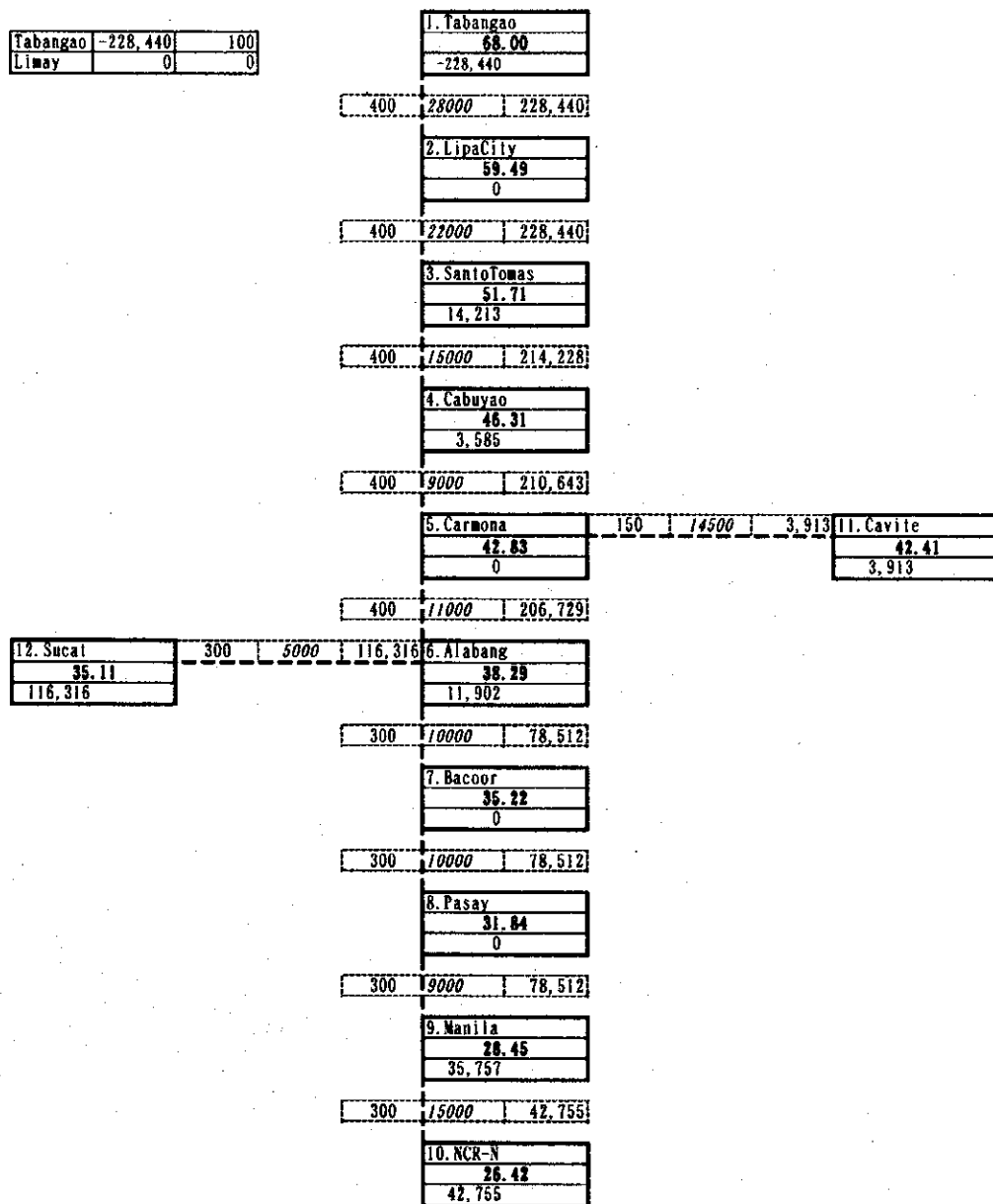


図 5-3-3 Pipeline Net Work (High・オプション1(2015年))

② 第2フェーズ開始年次(2016年)のネット

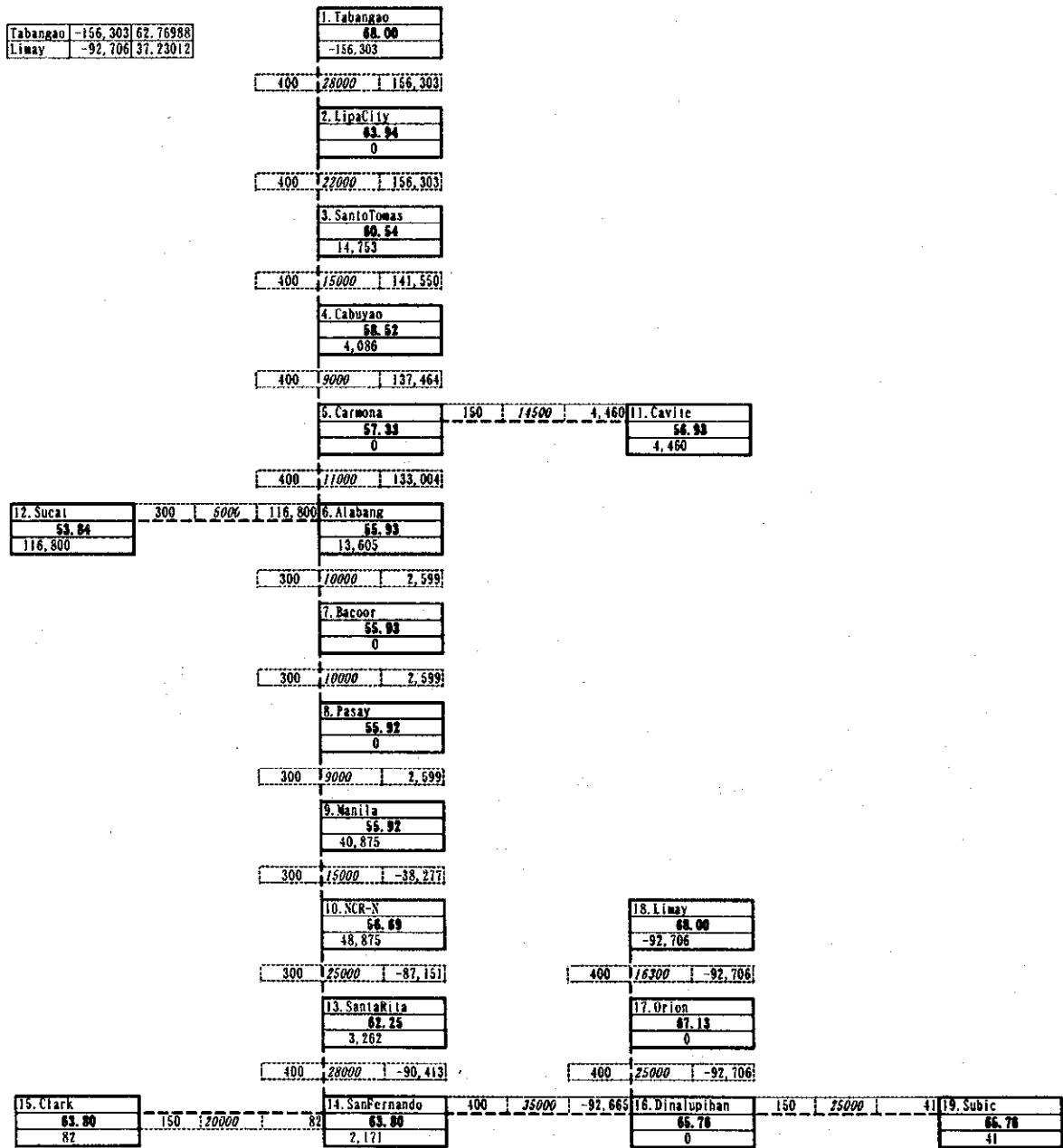


図 5-3-4 Pipeline Net Work (High・オプション1 (2016年))

③ 最終年次(2025年)のネット

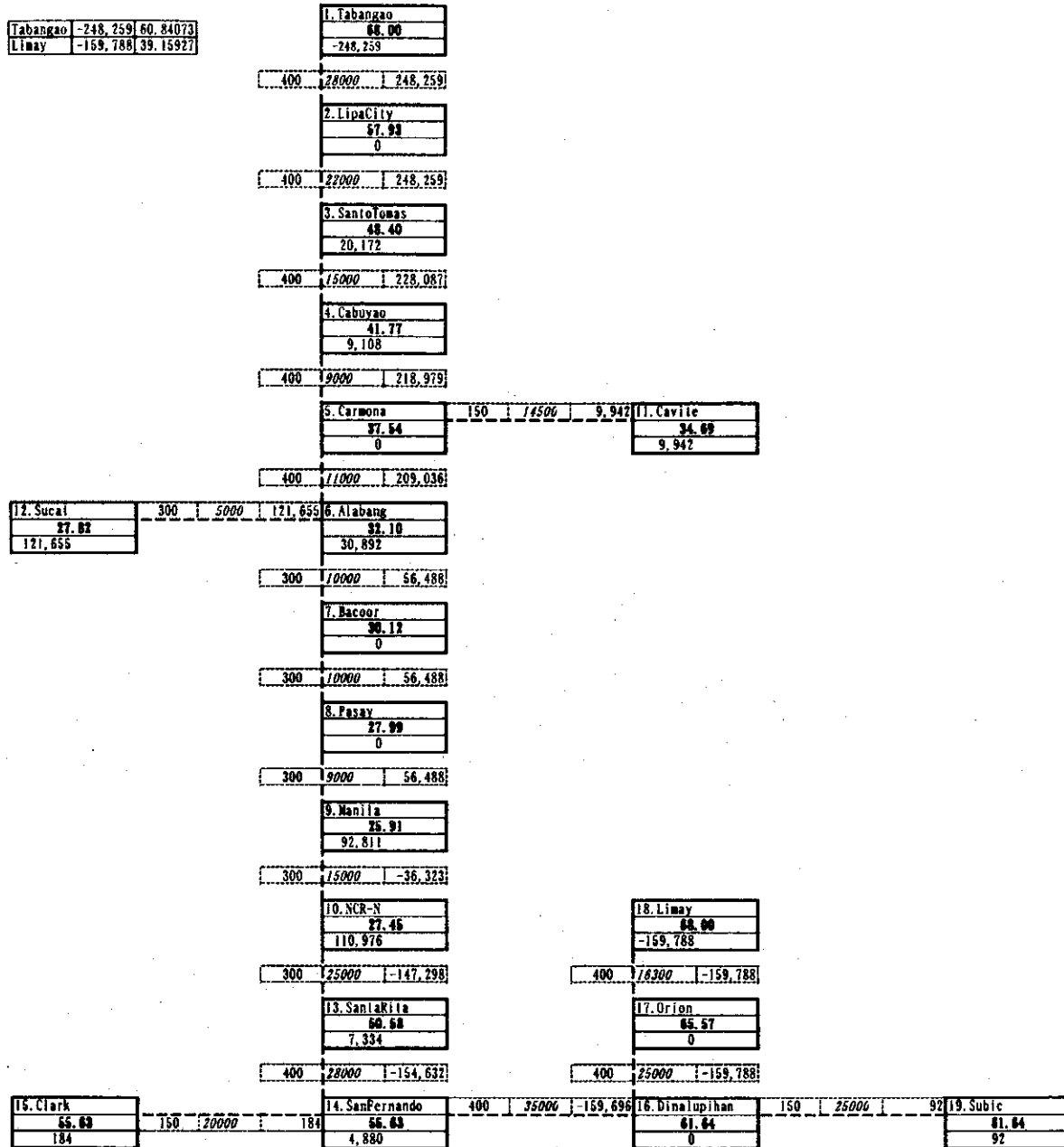


図 5-3-5 Pipeline Net Work (High・オプション1 (2025年))

2)Low ケース

① 第1フェーズ最終年次(2012年)のネット

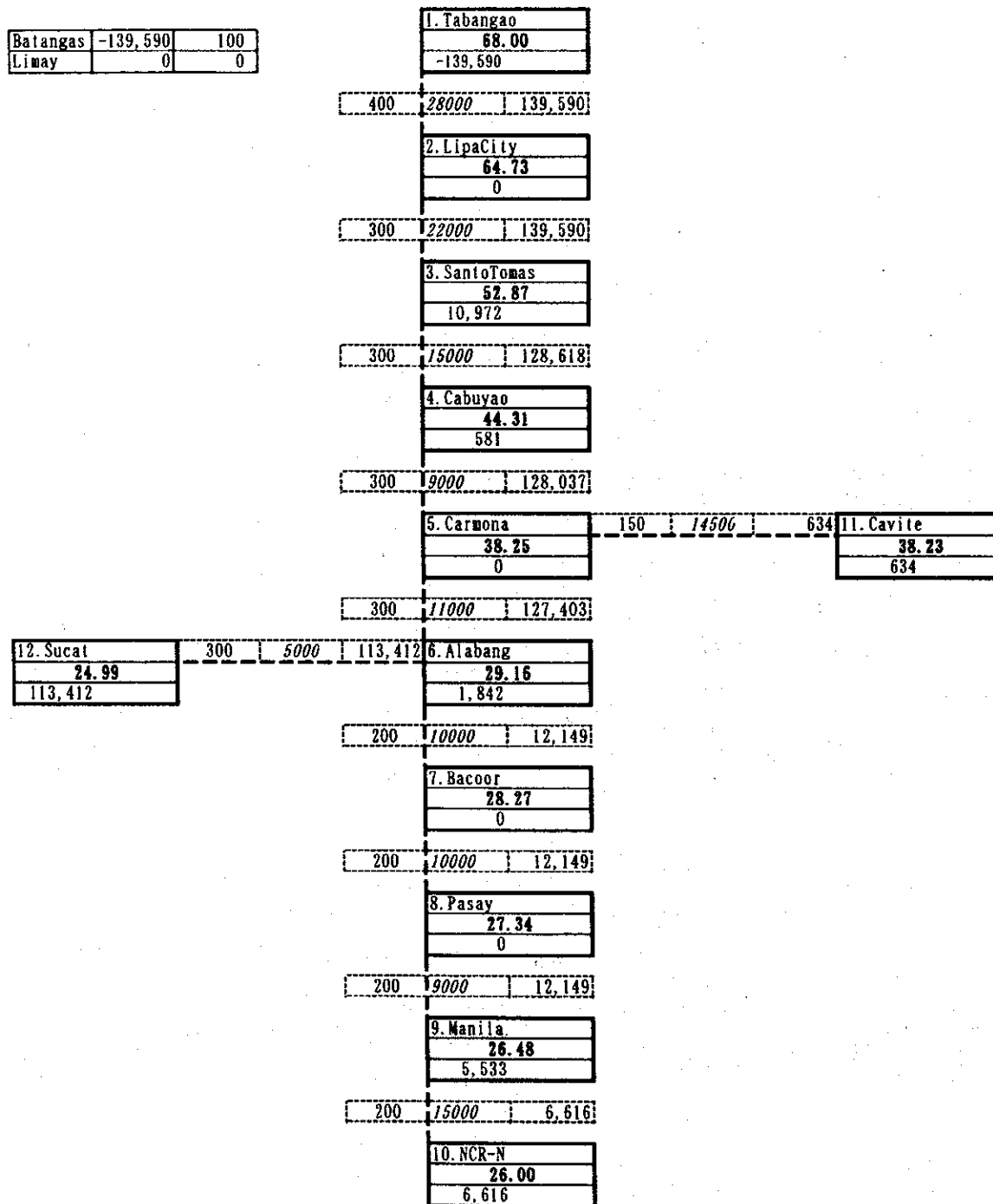


図 5-3-6 Pipeline Net Work (Low・オプション1(2012年))

② 第2フェーズ開始年次(2013年)のネット

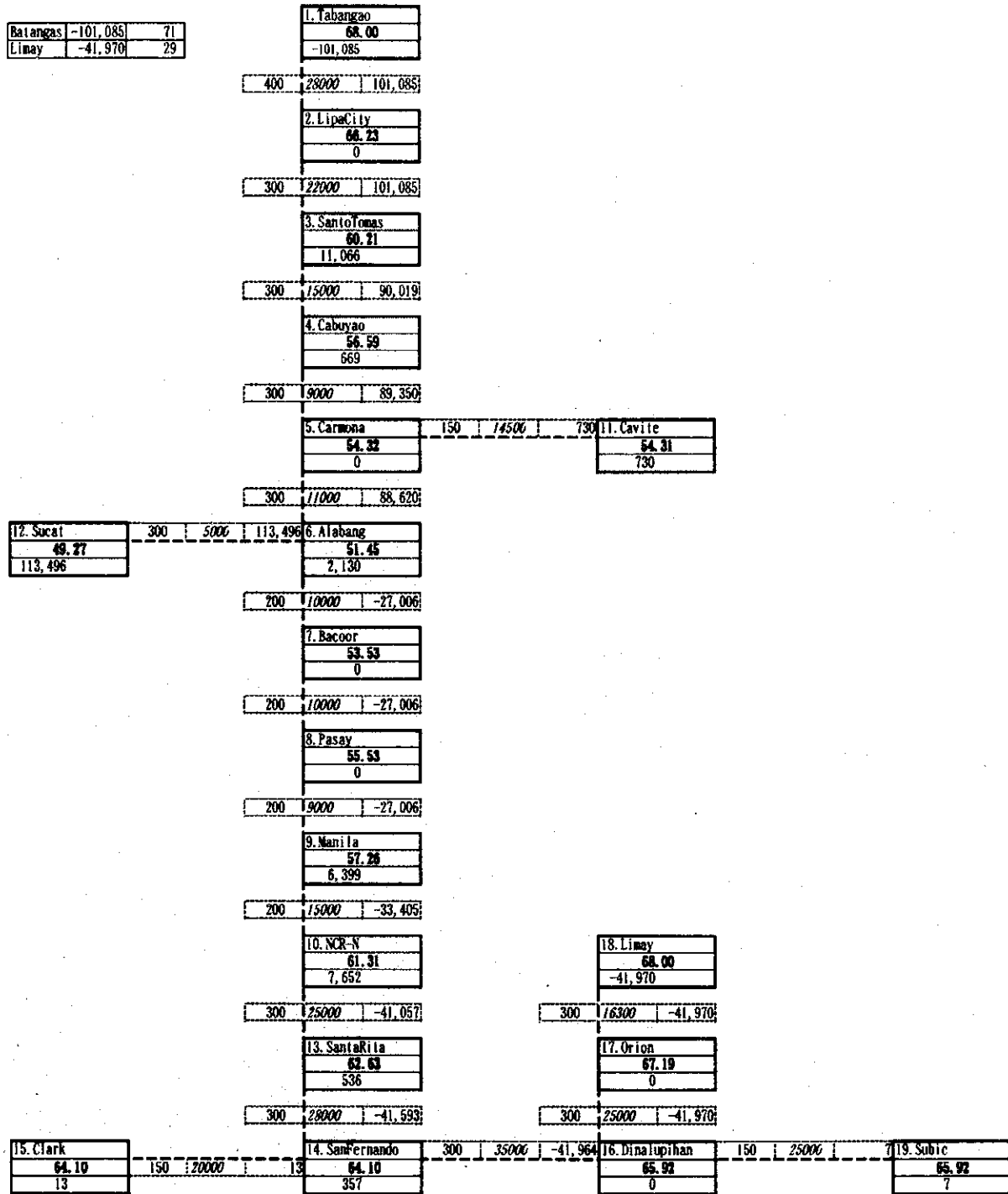


図 5-3-7 Pipeline Net Work (Low・オプション 1 (2013年))

(2) 地域 L-オプション 2

地域 L-3 に電源開発需要で建設される LNG 基地(Limay/Mariveles) と、国産天然ガスの受入基地のある地域 L-2 を、マニラ湾横断の輸送パイプラインで結ぶ。供給地としては、最初に地域 L-1、地域 L-2 を考慮し、最終的には地域 L-3 へも供給する。

第 1 フェーズ：地域 L-1、地域 L-2 への供給を先行して行なう。国産ガス受入基地のある Batangas 地域からの国産ガスを輸送する。

第 2 フェーズ：上記の輸送パイプラインの能力が限界になる年までに、地域 L-3 に建設されている LNG 基地よりマニラ湾を横断する海底パイプラインを建設し、第 1 フェーズでの輸送パイプラインに接続する。

第 3 フェーズ：NCR 北部および地域 L-3 の LNG 基地からパイプラインを延伸して、地域 L-3 へ供給する。

これにより、国産天然ガスと輸入天然ガスのダブルソース化、2 基地体制が整い、安定供給が確保される。

第 2 フェーズで敷設する海底パイプラインは、その径を大きくすることで地域 L-1 および地域 L-2 の需要の増加に柔軟に対応できるパイプラインであるので、敷設時には十分な需要予測を行なっておくことが大切である。また、第 3 フェーズのパイプラインは、第 2 フェーズ以降であればいつの年次でも敷設可能であり、L-3 地域の将来の需要の伸びに柔軟に対応できる (図 5-3-9、図 5-3-10 参照)。

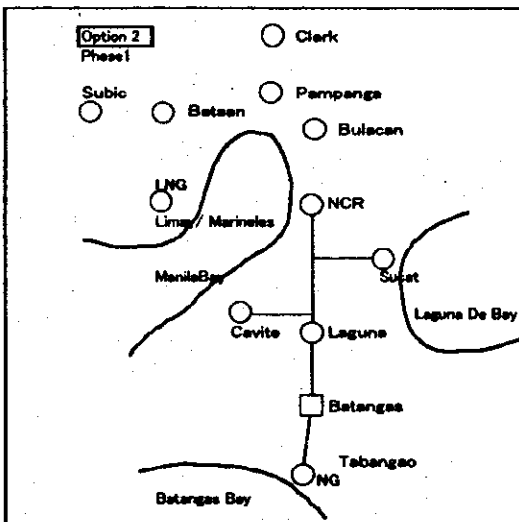


図 5-3-9 地域 L-オプション 2(Phase 1)
(2006~2015 年) --High ケース
(2006~2012 年) --Low ケース

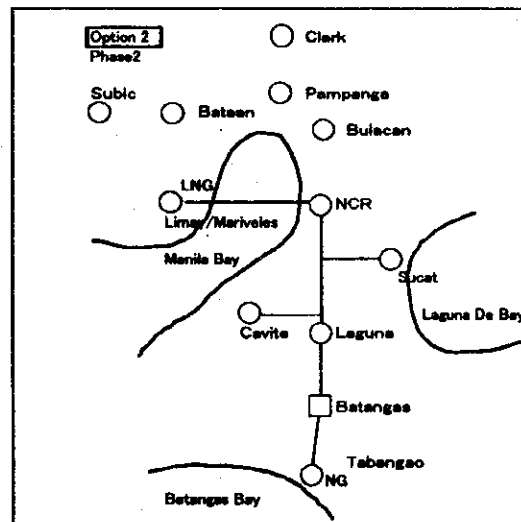


図 5-3-10 地域 L-オプション 2(Phase 2)
(2016~2020 年) --High ケース
(2013~2020 年) --Low ケース

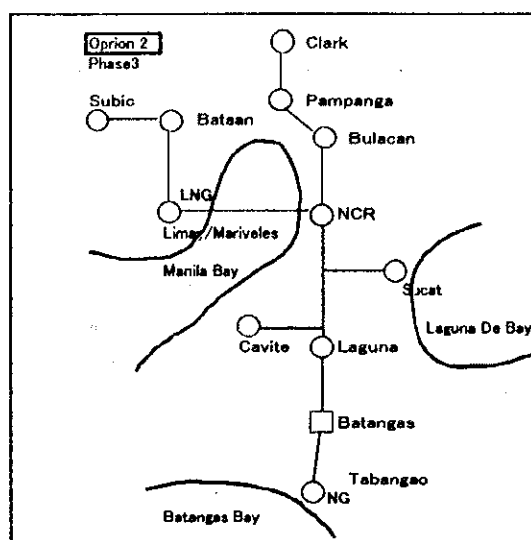


図 5-3-11 地域 L-オプション 2 (Phase 3)
(2021~2025 年) --High ケース, Low ケース

需要予測より得られる各供給地点のピーク時ガス量を表 5-3-5 に示す

表 5-3-5 地域 L-オプション 2 のピーク時ガス量 (Nm³/h)

No	地点名	需要ケース	2006 年	2010 年	2015 年	2020 年	2025 年
3	Santo Tomas (Batangas)	High ケース	396	7,619	14,213	17,095	20,172
		Low ケース	277	6,477	11,276	11,994	13,265
4	Cabuyao (Laguna)	High ケース	367	1,483	3,585	6,257	9,108
		Low ケース	257	425	863	1,529	2,707
6	Alabang (NCR-S)	High ケース	1,104	4,801	11,902	21,022	30,892
		Low ケース	763	1,327	2,776	5,002	9,026
9	Manila (NCR-C)	High ケース	3,317	14,423	35,757	63,157	92,811
		Low ケース	2,293	3,987	8,339	15,029	27,117
10	NCR-N (NCR-N)	High ケース	3,966	17,246	42,755	75,518	110,976
		Low ケース	2,742	4,767	9,971	17,970	32,424
11	Cavite (Cavite)	High ケース	401	1,619	3,913	6,830	9,942
		Low ケース	280	463	943	1,669	2,954
12	Sucat (Rizal)	High ケース	355	114,284	116,316	118,899	121,655
		Low ケース	248	410	113,685	114,328	115,466
13	Santa Rita (Bulacan)	High ケース	-----	-----	-----	-----	7,334
		Low ケース	-----	-----	-----	-----	2,191
14	San Fernando (Pampanga)	High ケース	-----	-----	-----	-----	4,880
		Low ケース	-----	-----	-----	-----	1,458
15	Clark (Bataan)	High ケース	-----	-----	-----	-----	184
		Low ケース	-----	-----	-----	-----	55
18	Limay/Mariveles (Bataan)	High ケース	-----	-----	-----	1,066	1,560
		Low ケース	-----	-----	148	262	466
19	Subic (Bataan)	High ケース	-----	-----	-----	-----	92
		Low ケース	-----	-----	-----	-----	27

<オプション2：パイプラインネット解析結果>

1) High ケース

①第1フェーズ最終年次(2015年)のネット

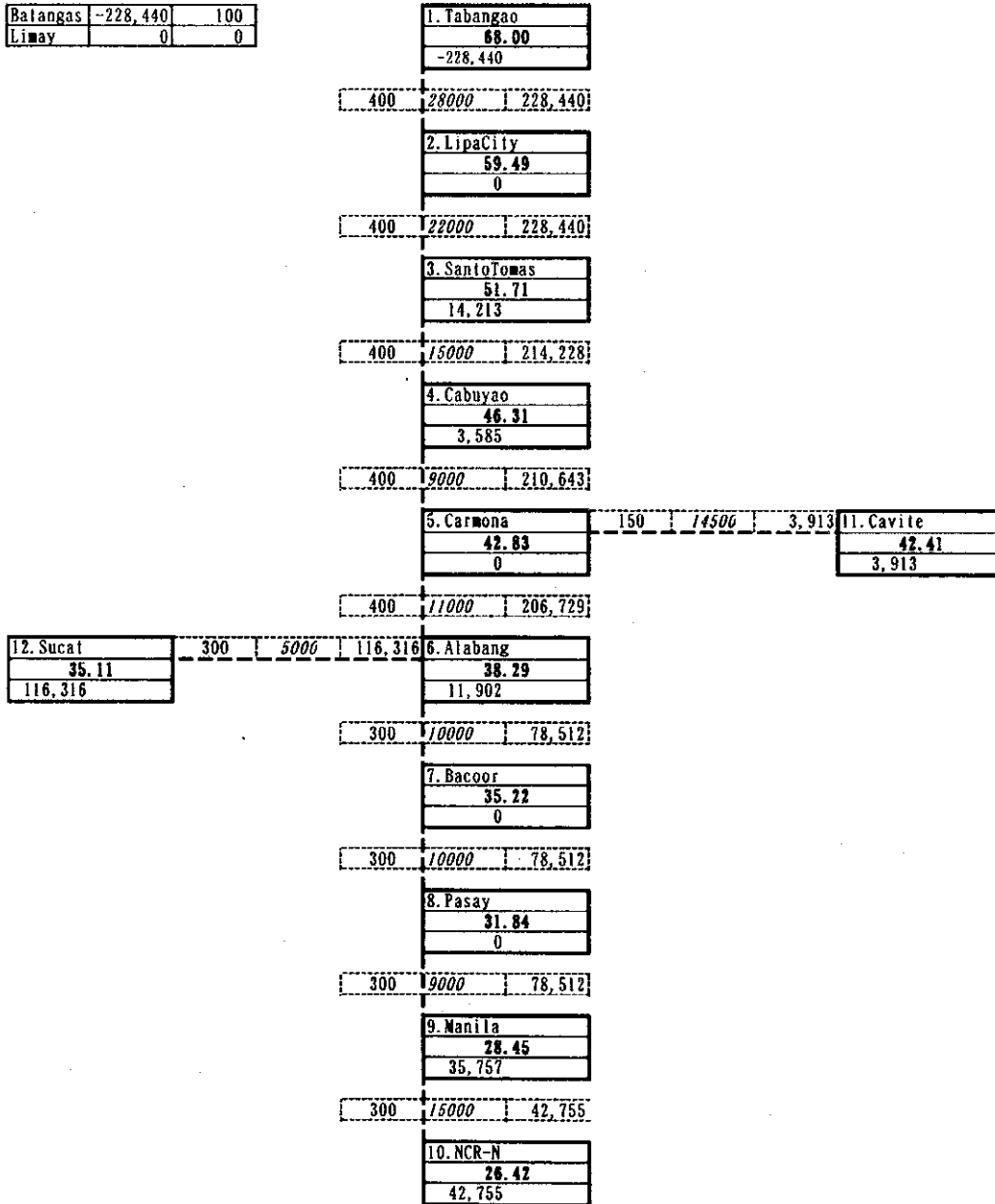


図 5-3-12 Pipeline Net Work (High・オプション 2 (2015 年))

② 第2フェーズ開始年次(2016年)のネット

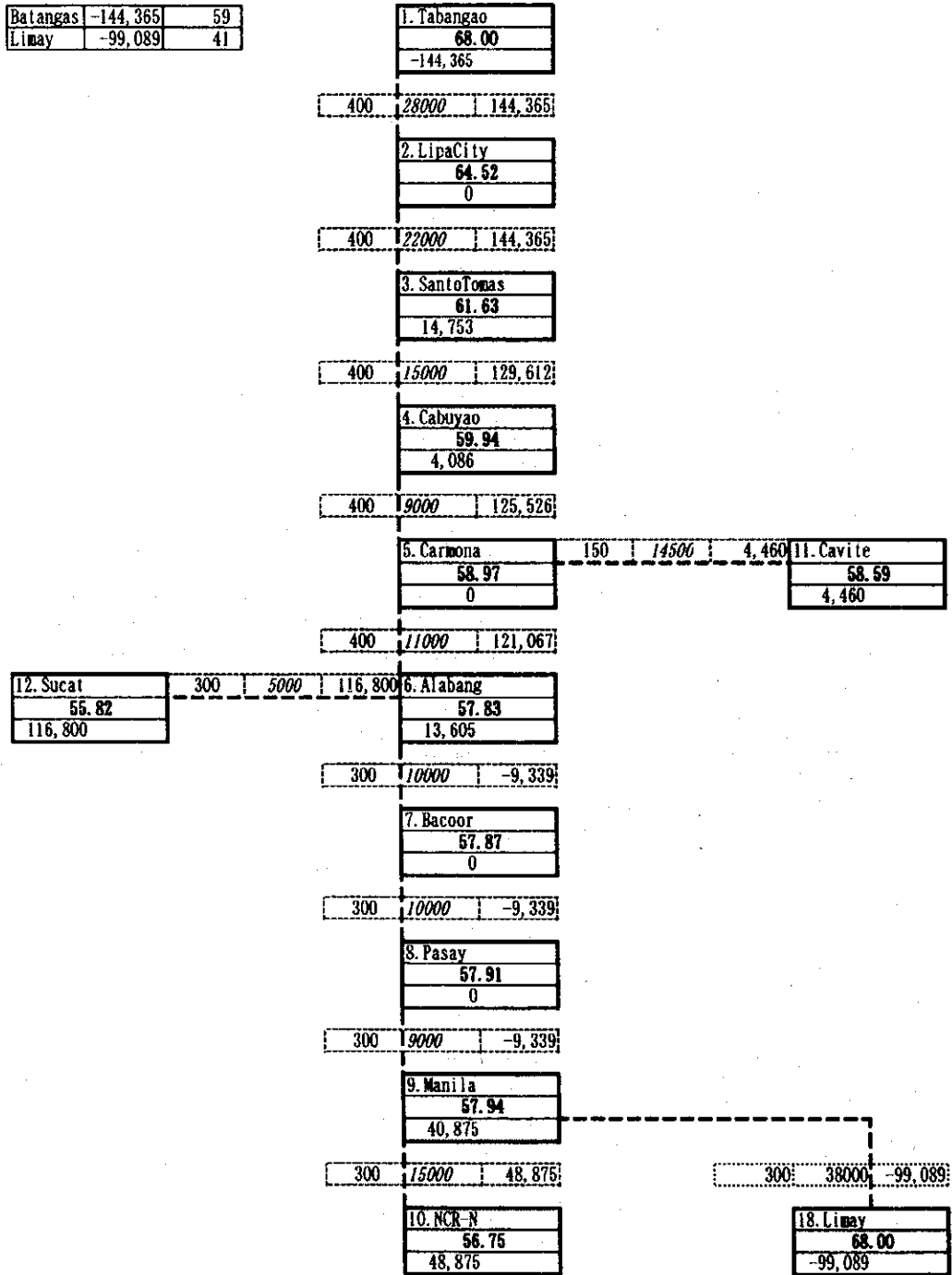


図 5-3-13 Pipeline Net Work (High・オプション 2 (2016年))

③ 第フェーズ3 開始年次(2021年)のネット

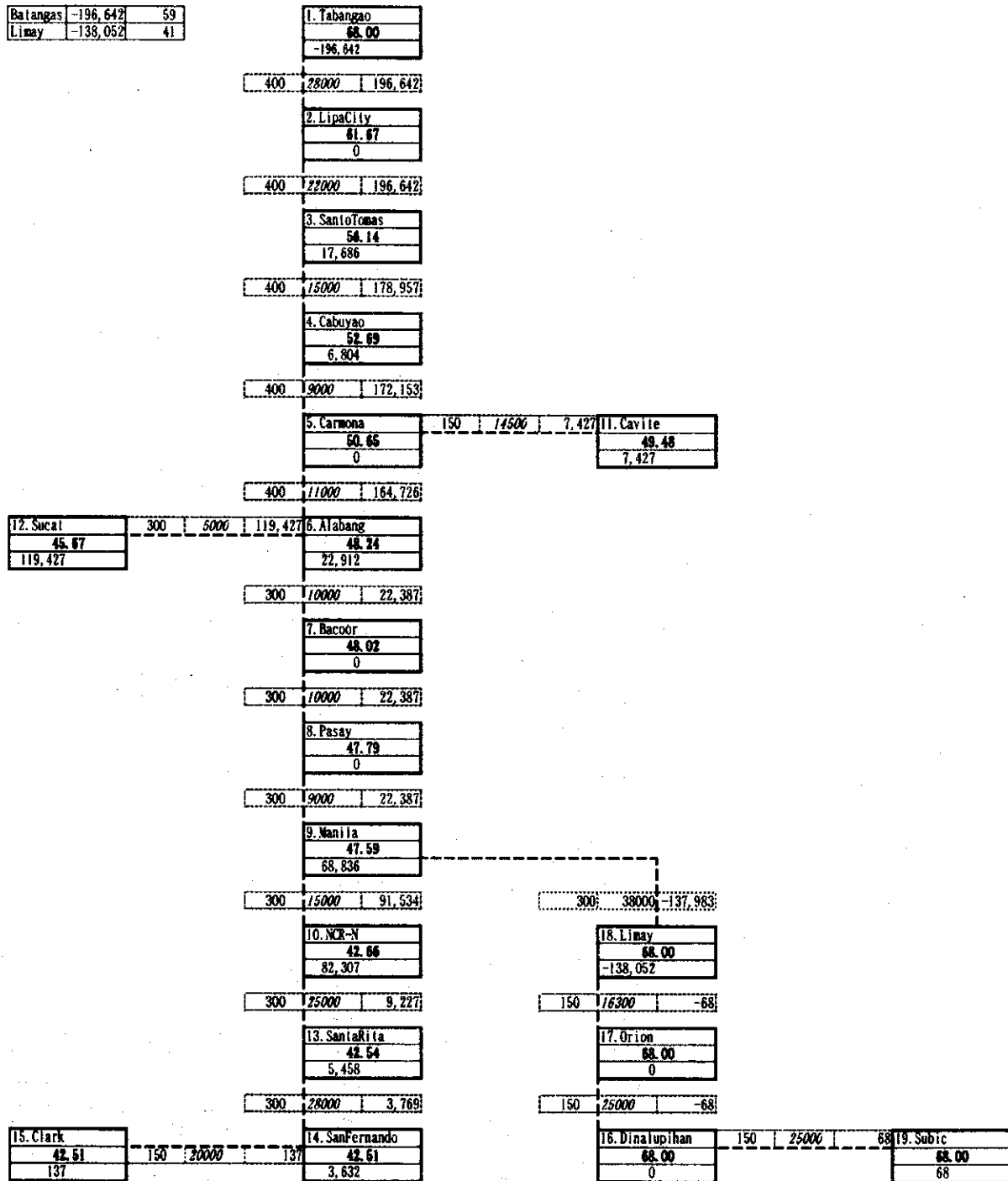


図 5-3-14 Pipeline Net Work (High・オプション 2 (2021年))

④ 最終年次(2025年)のネット

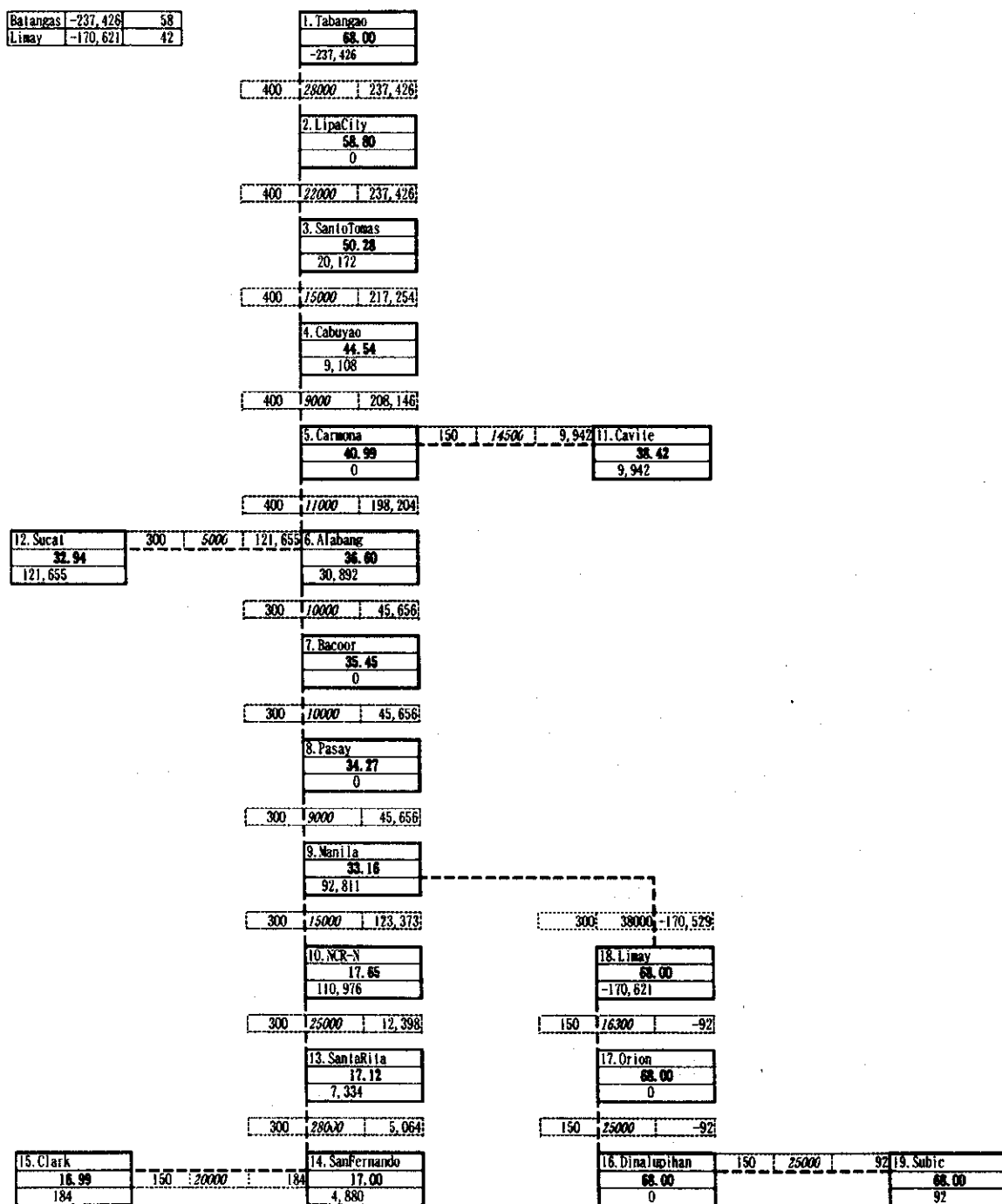


図 5-3-15 Pipeline Net Work (High・オプション 2 (2025 年))

2) Low ケース

①第1フェーズ最終年次(2012年)のネット

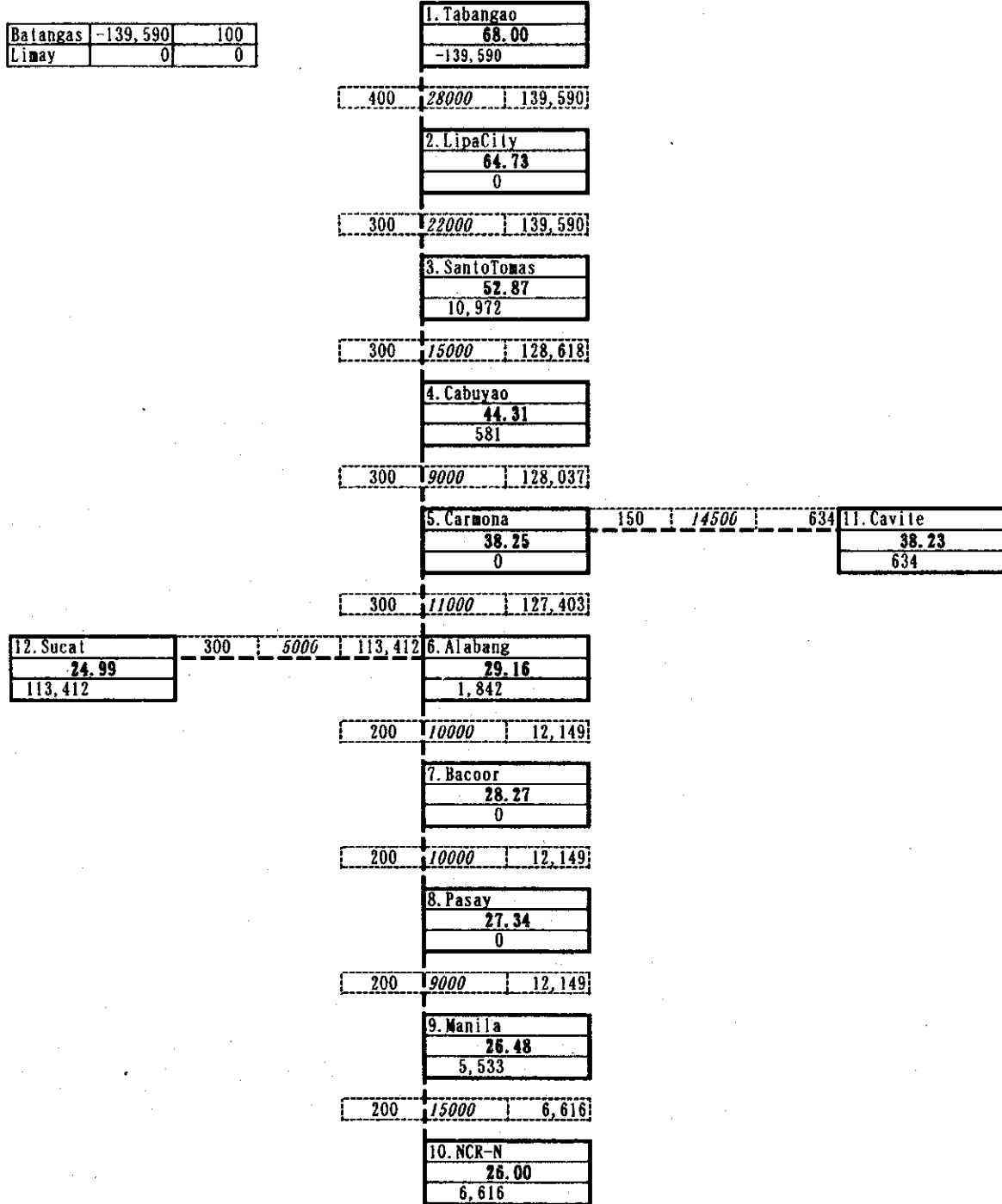


図 5-3-16 Pipeline Net Work (High・オプション 2 (2012年))

② 第2フェーズ開始年次(2013年)のネット

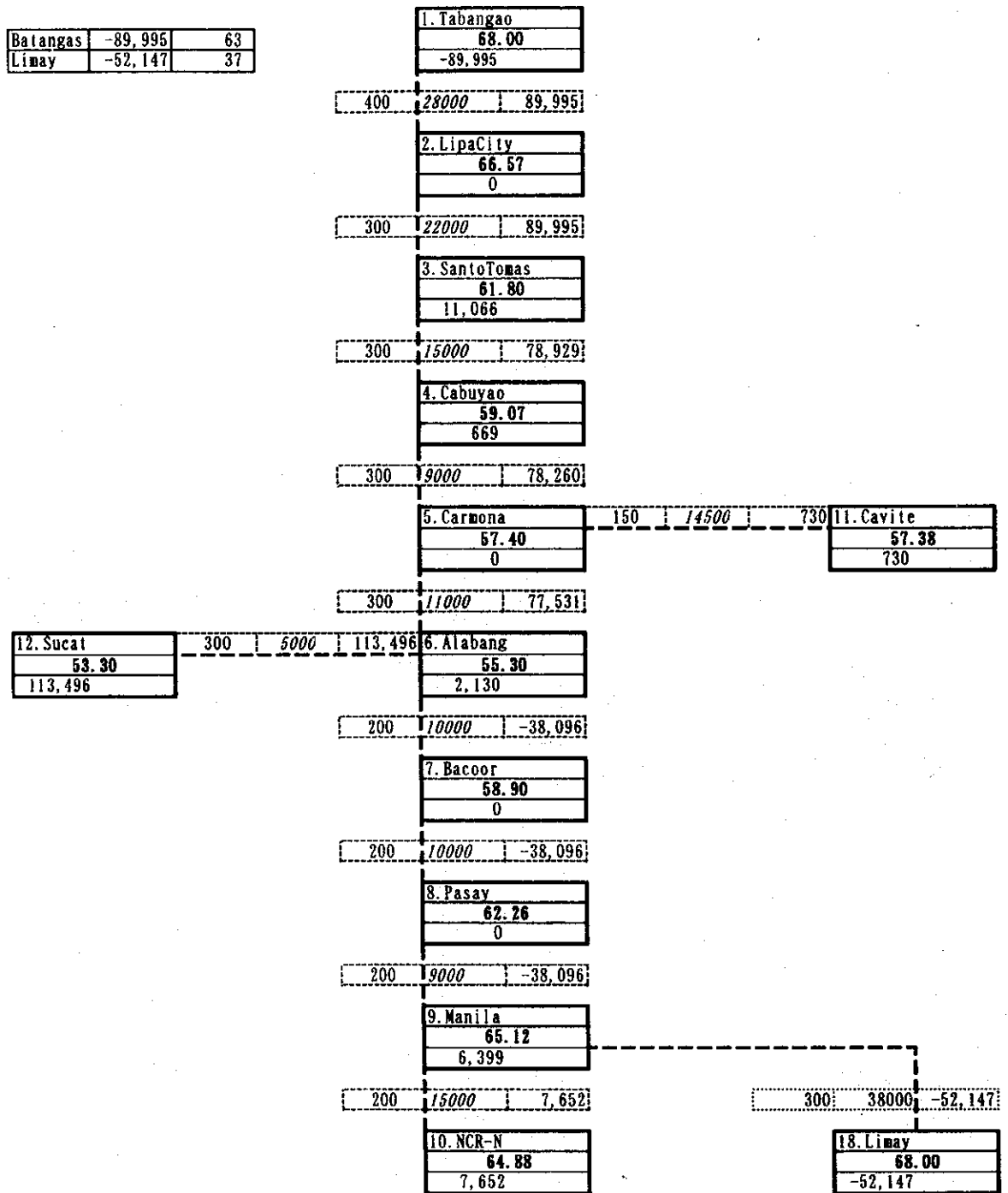


図 5-3-17 Pipeline Net Work (Low・オプション 2 (2013年))

③ 第フェーズ3開始年次(2021年)のネット

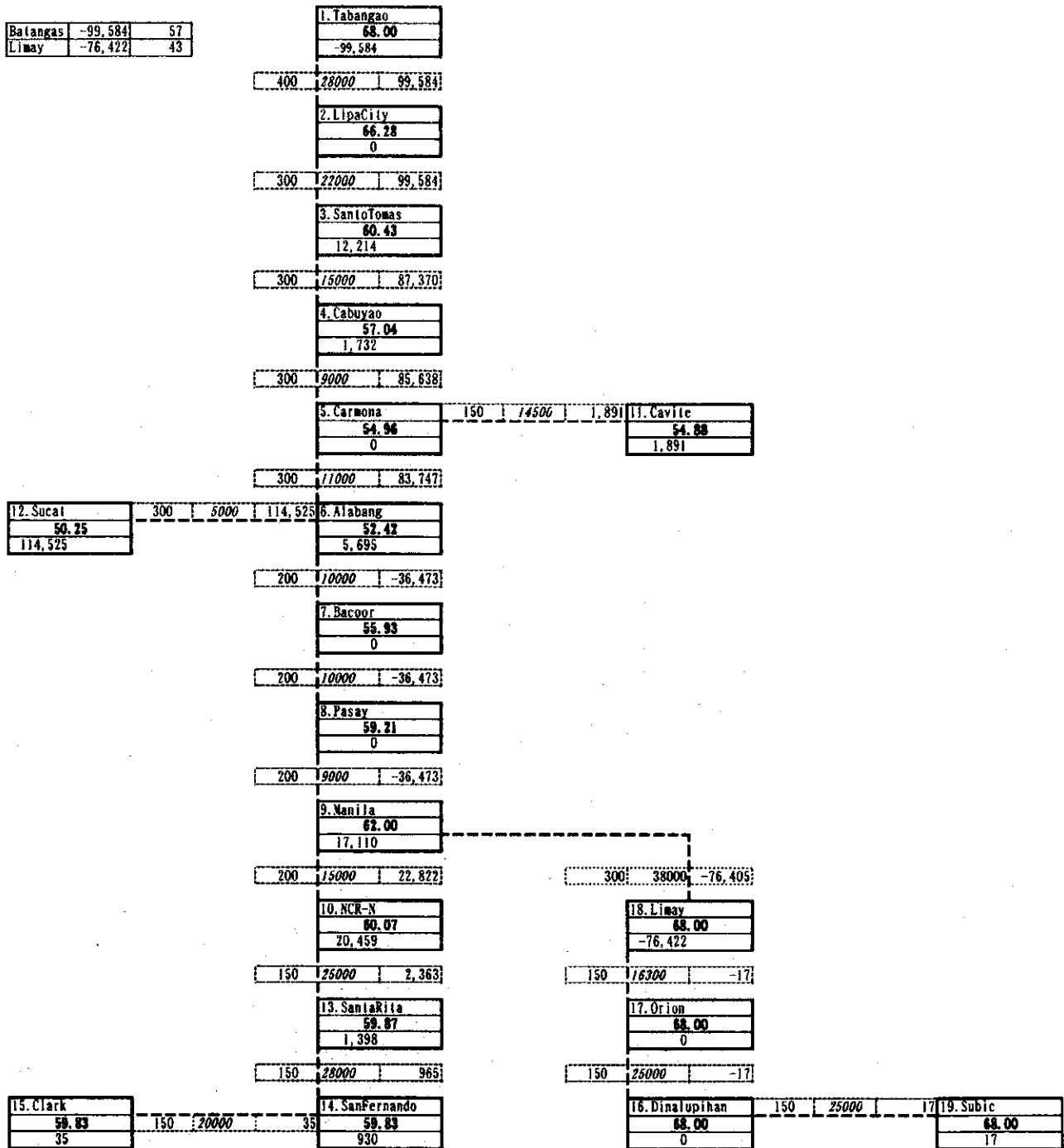


図 5-3-18 Pipeline Net Work (Low・オプション 2 (2021年))

④ 最終年次(2025年)のネット

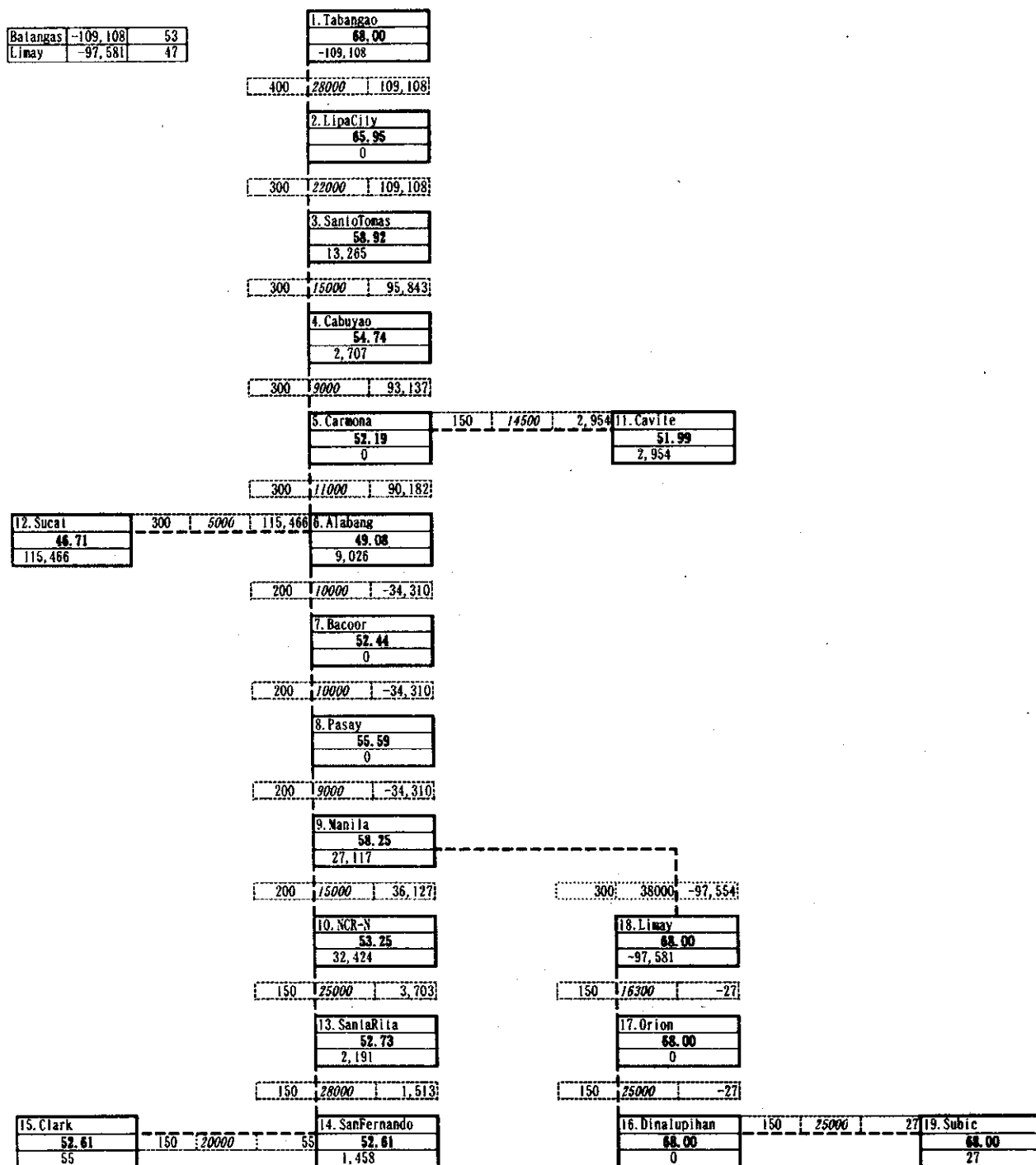


図 5-3-19 Pipeline Net Work (Low・オプション 2 (2025年))

(3) 地域 C-M および地域 D

地域 C・M および地域 D の需要予測より得られる両地域のピーク時ガス量を表 5-3-6 に示す。この場合も、天然ガスの需要 High ケースと Low ケースの予測がある。

以下の需要を用いて 3 つの天然ガス輸送ケースを検討した。

表 5-3-6 地域 C-M および地域 D のピークガス量

(Nm³/h)

地域	需要予測	2020 年	2025 年	2030 年	2035 年
C-M 地域	High ケース	47,097	107,948	107,948	107,948
	Low ケース	39,903	98,141	98,141	98,141
D 地域	High ケース	45,658	105,903	105,903	105,903
	Low ケース	39,555	97,542	97,542	97,542

1) Camago/Malampaya 国産ガス利用ケース

Camago/Malampaya 国産ガス陸揚げ基地がある Batangas 地域からナショナル・パイプラインで供給することとなる。図 5-3-20 にそのルートを示す。浅い海域部を横断横断し、Cebu 島、Mindanao 島 Iligan、Cagayan de Oro を通過し Davao に至るルートを選択した。Mindoro 島に渡るルートは Camago/Malampaya 海底パイプラインと交差するルートとなるため採用しない。延長 1,400km、最大需要量 116mmcsfd の条件でパイプラインネット解析した結果、16 インチ輸送パイプラインで輸送可能であるとの結論を得た。しかし、長距離のパイプラインであるため、地域 C-M、地域 D の需要量の変化や途中の地域の新規需要があると、導管口径を大きくしなければならず、導管口径の決定には慎重な検討が必要となる。

2) LNG 基地建設ケース

Cebu 市、Davao 市付近に建設される LNG 基地より直接高圧供給導管にて対象地域に供給する。供給地点は現在では特定できず、ネット解析は行っていないが、通常使用される 16 インチのパイプラインであれば十分供給可能である。

3) トランス・アセアン・パイプライン利用の検討

2001 年度フィリピンで行なわれた第 2 回 Trans-ASEAN Gas Pipeline Forum によると、マレーシアからパラワン島をへてフィリピンのルソン島へのルートが提唱されている。このルートは比較的水深の浅い海域を渡っており、南シナ海ルートよりは実現可能と思われる。

る (図 5-3-21 参照)。

トランス・アセアン・パイプラインの受入基地を Batangas 地域とし、上記 1) で検討したナショナル・パイプラインを利用して地域 C-M、地域 D へ供給する。延長 1,500km、最大需要量 411mmscf の条件で検討した結果、中間地点にブースター・ステーションを設置することで輸送可能となる。

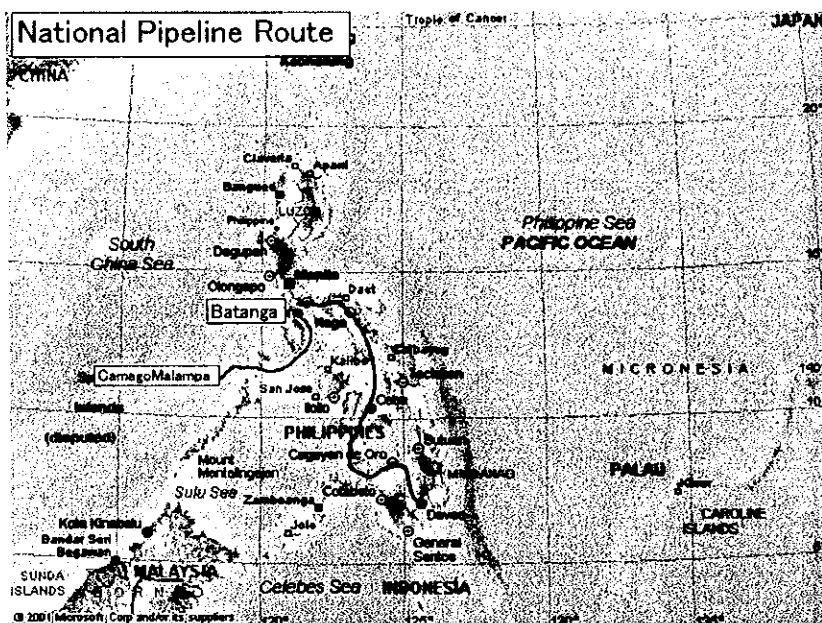


図 5-3-20 National Pipeline Route

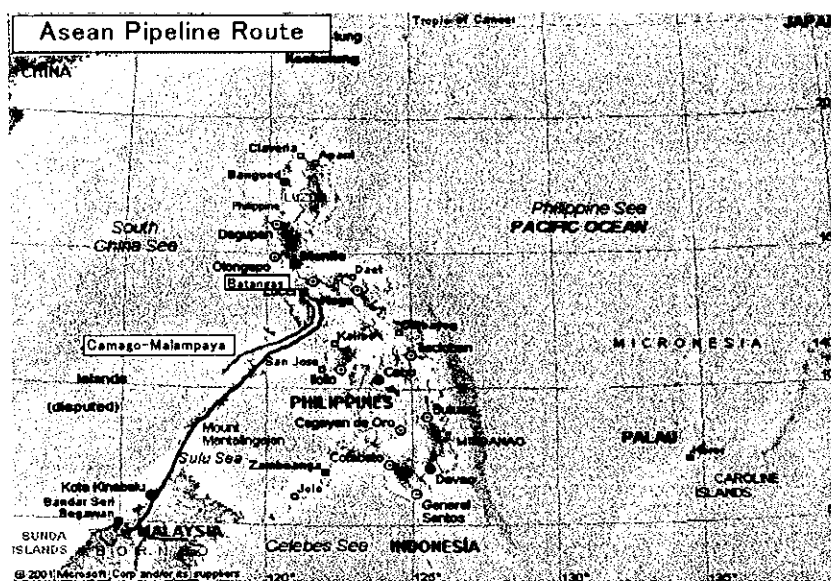


図 5-3-21 Trans-Asean パイプラインルート

5-3-7 建設費の推定

(1) 輸送パイプラインの建設費

1) 地域Lでの建設費

地域Lでの建設費は、海外での実績値および一部区間のF/Sの結果より、表5-3-7のように推定した。

表 5-3-7 輸送パイプラインの建設単価

パイプライン 口径(inch)	都市部タイプ (US\$/m)	標準タイプ (US\$/m)	草原タイプ (US\$/m)
24	950	700	450
20	800	600	400
16	650	500	350
12	600	450	300
6	200	150	100

2) その他の地域での建設費

National Pipeline、Asean Pipeline を検討する上で使用した建設費は、一般的に言われている陸上パイプライン (US\$25/inch・m)、海底パイプライン (US\$40/inch・m)、深海海底パイプライン (US\$80/inch・m) を使用する。

(2) 供給パイプラインの建設費

今回の検討では、マクロ需要量による検討となったため、具体的に供給地点が確定できていない。そこで、日本のガス事業者の実績値を参考に、1km²当たりの主要な供給設備の数量を想定し、建設費を算出した。表5-3-8にその設備数量を示す。

表 5-3-8 1km²当たりの主要供給設備

区分	設備名	単位	数量
Main (high)	Pipe	m	500
	Valve	個	1.1
	Governor	個	0.1
Main (medium)	Pipe	m	1,000
	Valve	個	5
	Governor	個	0.1
Main (low)	Pipe	m	3,000
	Valve	個	60
Branch line	Pipe	m	6,000
Service line	Pipe	m	2,000

(3) 各ケースの建設費

- ・ 輸送パイプライン建設費は、パイプラインネットワーク検討で決定した輸送パイプラインの径毎に、(1)で検討した単価を用いて算出した。
- ・ 供給パイプライン建設費は、(2)での検討の通り、供給エリア面積を基に算出した。

1) 地域 L 建設コスト

表 5-3-9 各ケースの建設費

オプション No	需要ケース	輸送ライン建設費 (MillionUS\$)	供給ライン建設費(MillionUS\$)			合計 (MillionUS\$)
			地域 L-1	地域 L-2	地域 L-3	
オプション 1	High	136	453	48	49	687
	Low	126	133	14	15	288
オプション 2	High	121	453	48	49	671
	Low	100	133	14	15	262

2) 地域 C-M および地域 D の建設コスト

表 5-3-10 供給ガスソース別による建設費

供給ケース	輸送ライン建設費 (MillionUS\$)	供給ライン建設費 (MillionUS\$)		合計 (MillionUS\$)
		地域 C-M (80km ²)	地域 D (107km ²)	
国内天然ガス利用	655	45	76	776
LNG 基地	624	45	76	745
TransAsean Pipeline 利用	3,886	45	76	4,007

(注)LNG 基地の輸送ライン建設費は、LNG 建設費を意味する。

地域 C-M および地域 D にガスを供給する場合、LNG 基地を建設するのが一番経済的である。したがって、第 6 章の分析では、パイプラインでの天然ガス輸送は検討せず、LNG 供給に絞って分析を行なう。

5-3-8 供給計画の策定

第 6 章での財務・経済分析には、年次毎の建設投資金額、維持管理費用、人件費、顕在需要量等を明らかにする必要がある。そこで、今まで検討してきた結果を基に、ガス利用促進施策がある場合と、促進施策がない場合に関して、地域 L については 2 つのオプションの供給計画、地域 C-M と地域 D については地域供給設備の供給計画を作成した。

- (1) 地域 L-High ケース
 - 1) オプション 1 (表 5-3-11)
 - 2) オプション 2 (表 5-3-12)
- (2) 地域 L-Low ケース
 - 1) オプション 1 (表 5-3-13)
 - 2) オプション 2 (表 5-3-14)
- (3) 地域 C-M
 - 1) High ケース (表 5-3-15)
 - 2) Low ケース (表 5-3-16)
- (4) 地域 D
 - 1) High ケース (表 5-3-17)
 - 2) Low ケース (表 5-3-18)

表 5-3-11 ルソン地域 High ケース / オプション 1

Luzon Area			(million\$)																									
Case 1(High)			2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
Potential demand	NCR	Industrial use	mm3/d	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	
		Commercial use	mm3/d	0.1	0.1	0.1	0.2	1.6	2.6	3.6	4.9	6.3	7.7	9.1	10.6	12.2	13.9	15.6	17.5	19.5	21.6	23.8	26.0	28.3	30.7	33.3	35.9	
		Residential use	mm3/d	1.4	2.1	2.2	2.7	3.2	4.4	5.8	10.2	14.7	19.2	23.8	28.6	33.5	38.5	44.2	50.1	56.2	62.4	68.7	74.9	81.1	87.4	93.9	100.1	
	Batangas-Cavit	Industrial use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	
		Commercial use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.1	1.3	1.4	1.6	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	4.2	
		Residential use	mm3/d	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.6	0.7	1.3	1.8	2.3	2.9	3.4	4.0	4.6	5.3	6.0	6.7	7.4	8.1	8.8	9.5	10.3	11.0	11.7	
	Bulacan-Bataan	Industrial use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
		Commercial use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.4	1.5	1.6	1.7	1.9	2.0	
		Residential use	mm3/d	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.6	0.9	1.1	1.4	1.6	1.9	2.2	2.5	2.9	3.2	3.6	3.9	4.3	4.6	5.0	5.3	5.7	
	Power generation	(Susac, FPIP)	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.1	74.5	74.5	74.5	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	
		Total potential demand	mm3/d	2.1	2.8	3.0	4.6	5.9	8.6	50.7	92.8	99.8	106.8	116.7	124.1	131.8	139.7	148.7	157.9	167.4	177.3	187.5	197.3	207.4	217.8	228.4	239.0	
	Potential supply area		km2					628.6	628.6	628.6	628.6	628.6	628.6	628.6	628.6	628.6	628.6	628.6	740.9	740.9	740.9	740.9	740.9	740.9	740.9	740.9	740.9	
		Existing demand						0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	
	Existing demand	NCR	Industrial use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.0	1.6	2.3	3.5	4.6	5.9	7.4	9.1	11.1	13.3	15.8	18.5	21.6	23.8	26.0	28.3	30.7	
			Commercial use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.8	1.4	2.9	4.8	7.1	9.9	13.1	16.9	21.2	26.3	32.1	38.5	45.5	53.3	61.4	70.2	79.5	89.6	100.1
			Residential use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Batangas-Cavit	Industrial use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4
Commercial use			mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.9	1.1	1.3	1.4	1.6	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	
Residential use			mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Bulacan-Bataan		Industrial use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
		Commercial use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	1.0	1.1	1.2	1.4	1.5	1.6	1.7	1.9	
		Residential use	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.3	1.9	2.7	3.5	4.3	4.6	5.0	5.7	
Power generation		(Susac, FPIP)	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.1	74.5	74.5	74.5	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	
		Total existing demand	mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	42.5	80.4	84.0	88.2	95.2	101.7	108.4	116.1	126.4	136.5	147.5	159.5	171.6	183.9	196.5	209.9	224.2	239.0	
Existing supply area			km2					75.2	96.5	121.9	145.2	185.1	224.9	264.7	304.6	344.4	384.2	452.3	492.5	532.6	572.8	613.0	647.6	670.9	694.2	717.6	740.9	
		Transmission PL																										
Transmission PL		Construction of trunk line (High pressure)	Phase I	km3	64.8	0	0	32.3	32.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			Phase II	km3	71.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35.7	35.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			Phase III	km3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Distribution PL (NCR)	Construction of local trunk line (High pressure)	km3	89.3	0.0	0.0	10.4	10.4	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Construction of local supply line (middle pressure)		km3	48.8	0.0	0.0	7.4	7.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5		
	Construction of supply area (Low pressure)		km3	334.3	0.0	0.0	16.7	16.7	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0		
51892	Supply area (Low pressure supply area)	km2	518.62				75.2	96.5	121.9	145.2	185.1	224.9	264.7	304.6	344.4	384.2	452.3	492.5	532.6	572.8	613.0	647.6	670.9	694.2	717.6			
	Supply area (Low pressure supply area)	km2					14.5%	19.0%	23.5%	28.0%	32.5%	37.0%	41.5%	46.0%	50.5%	55.0%	59.5%	64.0%	68.5%	73.0%	77.5%	82.0%	86.5%	91.0%	95.5%	100.0%		
Distribution PL (Batangas to Bataan)	Construction of local trunk line (High pressure)	km3	7.4	0.0	0.0	0.0	3.7	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
		km3					50.0%	50.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
		km3	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
	110	Construction of local supply line (middle pressure)	km3	35.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
		Construction of supply area (Low pressure)	km3	110	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
		Supply area (Low pressure supply area)	km2					0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%		
Distribution PL (Bulacan to Bataan)	Construction of local trunk line (High pressure)	km3	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
		km3					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
		km3	5.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
	1123	Construction of local supply line (middle pressure)	km3	36.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
		Construction of supply area (Low pressure)	km3	112.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
		Supply area (Low pressure supply area)	km2					0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%		
Construction fee total (mm\$)	Transmission	mm\$	138.0	0.0	0.0	32.3	32.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
	Distribution	mm\$	686.3	0.0	0.0	34.5	38.2	26.0	23.4	23.4	23.4	26.7	26.7	27.7	27.7	27.7	27.7	24.6	23.0	23.0	20.5	18.7	15.0	15.0	15.0			
	Total	mm\$	824.3	0.0	0.0	66.8	70.5	26.0	23.4	23.4	23.4	26.7	26.7	27.7	27.7	27.7	27.7	24.6	23.0	23.0	20.5	18.7	15.0	15.0	15.0			
Maintenance fee (mm\$)	Transmission PL	Maintenance fee(\$/m)	35				5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3			
	Distribution PL	Maintenance fee(\$/km2)	30000	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	3.0	3.7	4.4	5.8	6.7	7.9	9.1	10.3	11.5	13.6	14.8	16.0	17.2	18.4	19.4	20.1	20.8			
Maintenance Operation Personnel	Head Quarter	Personnel (1.6 person/km2)	1.6	0	0	120	120	120	158	195	232	296	360	424	487	551	615	724	788	852	917	981	1,036	1,073	1,111			
	Personnel	Personnel (0.5 person/km)	0.5	0	0	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	161	161	161	161	161	161	161	161	161		
Total	Personnel	Personnel (0.6 person/km2)	0.6	0	0	45	45	45	59	73	87	111	135	159	183	207	231	271	295	320	344	368	389	403	417			
	Total		0	0	239	239	240	291	342	394	481	589	657	744	832	920	1,156											

表 5-3-12 ルソン地域 High ケース / オプション2

Luzon Area				(million\$)																									
Case 2(High)				2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
Potential demand	NCR	Industrial use	mmscfd	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6		
		Commercial use	mmscfd	0.1	0.1	0.1	0.9	1.6	2.6	3.6	4.9	6.3	7.7	9.1	10.6	12.2	13.9	15.6	17.5	19.5	21.6	23.8	26.0	28.3	30.7	33.3	35.9		
		Residential use	mmscfd	1.4	2.1	2.2	2.7	3.2	4.4	5.8	10.2	14.7	19.2	23.8	28.6	33.5	38.5	44.2	50.1	56.2	62.4	68.7	74.9	81.1	87.4	93.8	100.1		
	Batangas-Cavit	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4		
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	0.9	1.1	1.3	1.4	1.6	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2		
	Bulacan-Bataan	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2		
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.4	1.5	1.6	1.7	1.9	2.0		
	Power generation (Sugar, F&P)	Industrial use	mmscfd	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.6	0.6	0.8	1.1	1.4	1.6	1.9	2.2	2.5	2.9	3.2	3.6	3.9	4.3	4.6	5.0	5.3	5.7	
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.1	74.5	74.5	74.5	74.5	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	
	Total potential demand		mmscfd	2.1	2.8	3.0	4.6	5.9	8.6	50.7	92.8	99.8	106.8	116.7	124.1	131.8	139.7	148.7	157.9	167.4	177.3	187.5	197.3	207.4	217.8	228.4	239.0		
	Potential supply area		km2					628.62	628.62	628.62	628.62	628.62	628.62	628.62	628.62	628.62	628.62	740.92	740.92	740.92	740.92	740.92	740.92	740.92	740.92	740.92	740.92		
	Existing demand	NCR	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	
			Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	1.0	1.6	2.5	3.3	4.6	5.9	7.4	9.1	11.1	13.3	15.8	18.5	21.6	23.8	26.0	28.3	30.7	33.3	35.9	
			Residential use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.8	1.4	2.9	4.8	7.1	9.9	13.1	16.9	21.2	26.3	32.1	38.5	45.5	53.3	61.4	70.2	79.5	89.6	100.1	
		Batangas-Cavit	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	
			Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.9	1.1	1.3	1.4	1.6	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	
		Bulacan-Bataan	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	
			Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.6	1.7	1.9	2.0
		Power generation (Sugar, F&P)	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.6	1.7	1.9	2.0
			Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	2.1	3.0	4.0	5.7
		Total existing demand		mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	42.5	80.4	84.0	89.2	95.9	101.7	108.4	116.1	124.9	134.1	144.3	155.5	166.5	180.4	194.0	207.9	222.8	239.0	
		Existing supply area		km2	0.0	0.0	0.0	0.0	75.2	98.5	121.9	145.2	185.1	224.9	264.7	304.6	344.4	384.2	418.6	441.9	465.3	488.6	511.9	569.0	609.1	649.3	689.5	740.9	
		Transmission PL (NCR)	Construction of trunk line (High pressure)	Phase I	(km\$)	64.6	0	0	32.3	32.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Phase II	(km\$)	18.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			Existing trunk line	Phase I	(km\$)	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	19	0	0	0
Phase II				(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Distribution PL (NCR)		Construction of local trunk line (High pressure)	Phase I	(km\$)	69.3	0.0	0.0	10.4	10.4	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	
			Phase II	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Existing local trunk line	Phase I	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			Phase II	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
51862		Construction of local trunk line (High pressure)	Phase I	(km\$)	49.6	0	0	7.4	7.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	
			Phase II	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Existing local trunk line	Phase I	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			Phase II	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Distribution PL (Batangas to Cavite)		Construction of local trunk line (High pressure)	Phase I	(km\$)	7.4	0.0	0.0	0.0	3.7	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
			Phase II	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Existing local trunk line	Phase I	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		Phase II	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
110	Construction of local trunk line (High pressure)	Phase I	(km\$)	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1		
		Phase II	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Existing local trunk line	Phase I	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		Phase II	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1123	Construction of local trunk line (High pressure)	Phase I	(km\$)	35.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
		Phase II	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Existing local trunk line	Phase I	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		Phase II	(km\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Construction fee Total (mm\$)	Transmission PL	Phase I	(mm\$)	120.8	0.0	0.0	32.3	32.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.0	19.0	0.0	0.0	0.0			
		Phase II	(mm\$)	550.3	0.0	0.0	34.5	38.2	26.0	23.4	23.4	23.4	28.7	28.7	27.7	27.7	27.7	27.7	21.1	17.5	17.5	17.5	26.1	26.1	22.1	20.5	24.1		
	Existing PL	Phase I	(mm\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		Phase II	(mm\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Maintenance fee (mm\$)	Transmission PL	Maintenance fee (mm\$)	(mm\$)	35				5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2			
		Maintenance fee (mm\$)	(mm\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Existing PL	Maintenance fee (mm\$)	(mm\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		Maintenance fee (mm\$)	(mm\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Maintenance Operation Personnel	Head Quarter	Personnel	(person/km2)	1.8	0	0	120	120	120	158	195	232	296	360	424	487	551	615	670	707	744	782	819	910	975	1,039	1,185		
		Personnel	(person/km2)	0.5	0	0	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	93	98	93	93	93	163	163	163	163		
	Existing PL	Personnel	(person/km2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		Personnel	(person/km2)	0.6	0	0	45	45	45	59</																			

表 5-3-13 ルソン地域 Low ケース / オプション1

Luzon Area			(million \$)																								
Case 1 (Low)			2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Potential demand	NCR	Industrial use	mmscfd	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	
		Commercial use	mmscfd	0.1	0.4	0.4	0.3	0.7	1.1	1.4	1.8	2.2	2.9	3.6	4.4	5.0	6.2	7.0	8.5	9.8	11.2	12.7	14.3	15.9	17.7	19.6	21.6
	Batangas-Cavit	Industrial use	mmscfd	2.0	2.2	2.3	2.3	2.5	2.7	3.0	3.2	3.5	3.9	4.3	4.7	5.2	5.7	6.2	6.8	7.3	8.0	8.9	10.4	12.0	13.8	15.7	17.7
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
	Bulacan-Bataan	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2
	Power generation	(Suicat, FPIP)	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	3.5	3.5	3.5	6.5	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2
		Total potential demand	mmscfd	2.7	3.3	3.3	3.4	4.1	4.8	9.0	9.8	10.5	14.8	16.9	18.9	20.1	21.9	23.6	25.2	26.8	28.5	30.7	33.6	37.2	41.5	46.6	52.5
	Potential supply area			km ²					184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8
	Existing demand	NCR	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9
			Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.6	0.9	1.2	1.7	2.3	3.1	4.0	5.0	6.2	7.7	9.3	11.2	12.7	14.3	15.9	17.7	19.6
		Batangas-Cavit	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3
Commercial use			mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1	2.3
Bulacan-Bataan		Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
Power generation		(Suicat, FPIP)	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	3.5	3.5	3.5	6.5	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2	77.2
		Total existing demand	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.1	5.1	5.6	6.3	10.4	12.3	14.0	15.8	17.6	19.4	21.2	23.0	24.8	26.6	28.4	30.2	32.0	33.8	35.6
Existing supply area			km ²	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	28.8	35.6	42.4	54.2	65.9	77.6	89.4	116.1	132.9	148.0	159.8	170.0	176.8	183.6	190.5	197.3	204.1	210.9	
Transmission PL		Construction of trunk line (High pressure)	Phase I	km ²	59.6	0	0	29.8	29.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			Phase II	km ²	66.2	0	0	0	0	0	0	0	0	33.1	33.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Construction of trunk line (Low pressure)	Phase I	km ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Phase II		km ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribution PL (NCR)	Construction of local trunk line (High pressure)	km ²	20.3	0.0	0.0	3.0	3.0	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
		%	0%	0%	0%	15%	15%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Construction of local supply line (Middle pressure)	km ²	14.5	0	0	2.2	2.2	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		%	0%	0%	0%	15%	15%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Construction of supply line (Low pressure)	km ²	97.7	0.0	0.0	4.9	4.9	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
		%	0%	0%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Supply area (Low pressure supply area)			km ²	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	28.8	35.6	42.4	49.2	56.1	62.9	69.7	76.5	83.4	90.2	97.0	103.8	110.6	117.5	124.3	131.1	137.9	144.7	
Distribution PL (Batangas to Bataan)	Construction of local trunk line (High pressure)	km ²	2.2	0.0	0.0	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
		%	0%	0%	0%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Construction of local supply line (Middle pressure)	km ²	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Construction of supply line (Low pressure)	km ²	10.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
		%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Supply area (Low pressure supply area)			km ²	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	9.8	14.7	19.6	24.5	29.4	32.7	32.7	32.7	32.7	32.7	32.7	32.7	32.7	
Distribution PL (Bulacan to Bataan)	Construction of local trunk line (High pressure)	km ²	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
		%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Construction of local supply line (Middle pressure)	km ²	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Construction of supply line (Low pressure)	km ²	10.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
		%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Supply area (Low pressure supply area)			km ²	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	15.1	20.1	25.1	30.2	33.5	33.5	33.5	33.5	33.5	33.5	33.5	
Construction fee total (mm\$)				129.8	0.0	0.0	29.8	29.8	0.0	0.0	0.0	0.0	39.1	39.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Maintenance fee (mm\$)	Transmission PL (\$35/m)	km	35																								
	Distribution PL (\$30000/km ²)	km ²	30000																								
Maintenance Operation Personnel	Head Quarter (1.8 person/km ²)	Personnel	1.6	0	0	120	120	35	46	57	68	87	105	124	159	186	213	237	256	272	289	294	305	316	327	338	
	Transmission (0.5 person/km)	Personnel	0.5	0	0	74	74	74	74	74	74	74	74	74	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	
	Distribution (0.8 person/km ²)	Personnel	0.6	0	0	45	45	13	17	21	25	32	40	47	60	70	80	89	96	102	106	110	114	118	122	127	
Total				0	0	239	239	123	138	153	168	193	219	245	390	417	454	487	513	535	550	565	580	595	610	625	

表 5-3-14 ルソン地域 Low ケース / オプション 2

Luzon Area																											(m³/Day)	
Case 2(Low)			2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
Potential demand	NCR	Industrial use	mmscfd	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9		
		Commercial use	mmscfd	0.1	0.4	0.4	0.3	0.7	1.1	1.4	1.8	2.2	2.9	3.6	4.4	5.3	6.2	7.3	8.5	9.8	11.2	12.7	14.3	15.9	17.7	19.6	21.6	
	Batangas-Cavit	Industrial use	mmscfd	2.0	2.2	2.3	2.3	2.5	2.7	3.0	3.2	3.5	3.9	4.3	4.7	5.2	5.7	6.2	6.8	7.3	8.0	8.9	10.4	12.0	13.8	15.7	17.7	
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	
	Palawan-Bataan	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.3	1.5	1.7	2.1	
		Commercial use	mmscfd	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4	1.6	1.8	2.1	
	Power generation	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Total potential demand			mmscfd	2.7	3.3	3.3	3.4	4.1	4.8	5.0	5.8	6.9	8.6	10.5	14.8	16.9	18.5	19.1	19.9	20.7	20.6	20.2	21.1	21.5	21.9	22.6	
	Potential supply area			km²					184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	184.2	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	
Existing demand	NCR	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9		
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.6	0.9	1.2	1.7	2.3	3.1	4.0	5.0	6.2	7.7	9.3	11.2	12.7	14.3	15.9	17.7	19.6	21.6	
	Batangas-Cavit	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3		
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1	2.3	2.5	
	Bulacan-Bataan	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	
	Power generation	Industrial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
		Commercial use	mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Total existing demand			mmscfd	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	
	Existing supply area			km²					22.0	28.8	35.6	42.4	49.3	56.1	62.9	69.7	76.5	83.4	90.2	97.0	103.8	110.6	117.5	124.3	131.1	137.9	144.7	
Transmission PL	Construction of trunk line (High pressure)	Phase I	km	59.6	0	0	29.8	29.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		Phase II	km	18.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Phase III	km	22.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.05	11.05	0	0	0	0	
Distribution PL (NCR)	Construction of local trunk line (high-pressure)	km	20.3	0.0	0.0	3.0	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
		%		0%	0%	15%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	Construction of local supply line (middle-pressure)	km	14.5	0.0	0.0	2.2	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
		%		0%	0%	0%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Construction of supply line (Low-pressure)	km	97.7	0.0	0.0	4.9	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4		
	%		0%	0%	5.0%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%		
Supply area (Low-pressure supply area)	km²				22.0	28.8	35.6	42.4	49.3	56.1	62.9	69.7	76.5	83.4	90.2	97.0	103.8	110.6	117.5	124.3	131.1	137.9	144.7	151.5	158.3			
	%				14.5%	19.0%	23.5%	28.0%	32.5%	37.0%	41.5%	46.0%	50.5%	55.0%	59.5%	64.0%	68.5%	73.0%	77.5%	82.0%	86.5%	91.0%	95.5%	100.0%	104.5%	109.0%		
Distribution PL (Batangas to Cavite)	Construction of local trunk line (high-pressure)	km	2.2	0.0	0.0	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
		%		0%	0%	50.0%	50.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
	Construction of local supply line (middle-pressure)	km	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Construction of supply line (Low-pressure)	km	10.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6		
	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%		
Supply area (Low-pressure supply area)	km²				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	9.8	14.7	19.6	24.5	29.4	34.3	39.2	44.1	49.0	53.9	58.8	63.7	68.6	73.5	78.4		
	%				0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	15.0%	30.0%	45.0%	60.0%	75.0%	90.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
Distribution PL (Bulacan to Pampanga to Bataan)	Construction of local trunk line (high-pressure)	km	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0		
		%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50.0%	50.0%	100%	100%	100%	
	Construction of local supply line (middle-pressure)	km	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6		
Construction of supply line (Low-pressure)	km	10.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6		
	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%		
Supply area (Low-pressure supply area)	km²				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	1.8	2.7	3.6	4.5		
	%				0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	30.0%	45.0%	60.0%	75.0%		
Construction fee total (mm\$)							99.9	161.4	261.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	11.1	0.0	0.0	0.0		
Maintenance fee (mm\$)	Transmission PL	Maintenance fee (mm\$)	35					5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2		
		Maintenance fee (mm\$)	148,500					148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500	148,500		
Distribution PL	Maintenance fee (mm\$)	30000					0.7	0.9	1.1	1.3	1.6	2.0	2.5	3.1	3.8	4.6	5.5	6.5	7.7	9.1	10.7	12.5	14.4	16.4	18.5			
		Maintenance fee (mm\$)	30000					22.0	28.8	35.6	42.4	49.3	56.1	62.9	69.7	76.5	83.4	90.2	97.0	103.8	110.6	117.5	124.3	131.1	137.9			
Maintenance Operation	Head Quarter	Personnel	1.6	0	0	120	120	35	46	57	68	81	95	110	126	143	161	180	197	207	218	229	240	251	262	273		
		Personnel	0.5	0	0	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74		
Personnel	Distribution	Personnel	0.6	0	0	49	49	13	17	21	25	29	32	40	47	54	61	68	74	78	82	86	90	94	98	101		
		Personnel	0.6	0	0	49	49	13	17	21	25	29	32	40	47	54	61	68	74	78	82	86	90	94	98	101		
Total			(persons)	0	0	239	239	123	138	152	168	184	200	216	232	248	264	279	294	309	324	339	354	369	384	399		

5-3-9 パイプラインの維持管理

(1) 輸送パイプライン、高圧供給ライン

内圧が高いことから鋼管を使用している。内圧が高く事故が起こると周辺に与える影響が大きい。そのため、パイプラインルートを中心に集中的な維持管理を行なう。

1) 他工事管理

第三者工事の受付、協議、立会等を行ない、第三者工事からパイプラインを守る。

2) 路線パトロール

一定の間隔でパイプラインのルートを実際にパトロールし、ルート上に異常がないかを見つける。

3) 漏洩調査

一定の間隔でパイプライン上を漏洩調査し、漏洩個所の発見に努める。

4) 設備管理

パイプラインに検査ピグを走行させたり、パイプライン網に設置されているバルブステーション、ガバナーステーション等の設備(バルブ、ガバナー、フィルター等)を一定の間隔で点検整備する。

5) 日常監視

パイプライン網に設置されているステーション等から、導管の圧力・流量・防食状況等を無線または有線で遠隔監視し記録する。

(2) 中圧供給ライン、低圧供給ライン

主にポリエチレンパイプを使用している。各需要家に供給するパイプラインであり、数量が大量であるため、面的な維持管理が行なわれる。

1) 他工事管理

高圧ラインと同様に第三者工事の受付・協議・立会を行なう。

2) 設備管理

パイプライン網に設置されるガバナー等の設備の点検整備を行なう。

3) 日常管理

パイプライン網に設置されているステーション等から、導管の圧力・流量・防食状況等を無線または有線で遠隔監視し記録する。

4) 緊急時管理

24時間ガス漏れ情報の受付を行ない、ガス漏洩修繕等の対応ができるように緊急時出動できるようにする。