

## 5. エネルギー源別供給計画 / プロジェクト<sup>1)</sup>

### 5-1 化石燃料供給

#### 5-1-1 移入石炭

2005年での移入炭必要量は標準炭換算で約 300万トンとなる。現在のレベルの6倍となる移入炭需給に関しては本土からの輸送手段、島内の配送システムの効率化が必要となる。この移入炭移入配送システムに関しては交通部門で検討がなされている。したがってここでは特に言及しないが移入炭輸送システムは港湾設備の拡充とともに整備されていくこととなる。移入炭の民生／サービス部門の利用は今後上昇する。したがって当面は練炭製造で対処することとなる。農村での利用も見越した練炭普及プログラムが必要とされよう。練炭製造プロジェクトは付属資料のプロジェクトシートを参照されたい。

#### 5-1-2 褐炭

長坡の褐炭開発は発電所建設と対のプロジェクトである。本プロジェクトは電力需給バランスの上でその着工時期が決定される。その電力バランスと今後さらに流動床ボイラーの改善、脱硫と低 NOxのクリーン発電技術の一層の進歩が期待されることから1990年代後半のプロジェクトとして位置付けられよう。プロジェクト諸元はプロジェクトシートを参照されたい。

#### 5-1-3 石油

石油製品需給は2005年で総エネルギー需給の14%を占めることとなる。この石油製品需給量、標準炭換算 116万トン（原油換算77万トン）はその製品構成（ガソリン、軽油、灯油）を考慮すると島内石油精製設備の必要性、経済性を非常に遠いものとする。

2005年にかけて世界石油市場に事後的価格上昇要因が発生しない限り石油価格は現在の低価格から安定的に推移し、2005年での実質価格は1985年レベルを回復する見通しとなっている。この価格の推移および世界的な精製設備の過剰度の外的要因からしても海南島で

1) 表5-1のプロジェクト一覧表ならびに付属資料プロジェクトシートを参照されたい。

表B-1(1) エネルギー開発プロジェクト一覧

プロジェクト名	施工年	施工期間 (年)	完成年	総投資額 (万円)	外貨分 (万円)	設備UNIT 1,000-TON	設備規模 1,000-TON
化石燃料							
石油							
石油備蓄…系1	1993	3	1995	1,200.0	720.0		30.3
石油備蓄…系2	2001	3	2003	1,300.0	780.0		35.0
配送DEPOT…系1	1992	2	1993	275.4	165.2	2.2*3	6.6
配送DEPOT…系2	1997	2	1998	250.4	150.2	2.0*3	6.0
石油埠頭等陸揚げ施設は港湾投資に計上							
小計				3,025.8	1,815.5		77.6
天然ガス (億m <sup>3</sup> )							
基幹パイプライン	1994	3	1996	60,000.0	24,000.0		32.0
支線配管	1995	2	1996	26,634.2	10,653.7		
小計				86,634.2	34,653.7		
褐炭 (万トン/年)							
褐炭生産	1997	3	1999	7,804.6			50.0
小計				7,804.6			50.0
移入炭 (万円/PRI) (万トン/年)							
移入炭陸揚げ施設				9,600.0		3,200.0	270-330
都市貯煤場				501.0		167.0	36.0
練炭製造				420.0		140.0	12.0
石炭埠頭等陸揚げ施設投資は港湾投資に計上							
小計			921.0	10,521.0		3,507.0	318-378
化石燃料総投資							
				98,385.6			
伝統的エネルギー							
その他							
電力開発投資計				156,810.5			
エネ開発投資総計				255,196.1			

の石油精製は困難なものである。本プロジェクトに関しては作業報告シリーズNo.34に詳細な検討がなされている。なお海南島を取りまく半径 100kmの海上には北部湾、珠江沖、東盆地、また陸上には探査が進められている福山地区などの石油資源の賦存可能性のある盆地が存在する。しかしながら現在での生産見通しはそれぞれ50万トン/年、89万トン/年、0トン/年、10万トン/年の約 150万トン/年と想定される。問題はこれら生産が外資との合作で行われ中国側が独自に運用できる量は上記の50%、約75万トン/年とのことである。この量をもってしては海南島における石油精製はスケールメリットを期待できず、存立可能性が薄いといわざるを得ない。したがって海南島をとりまく石油資源は海南島エネルギー需給の補助的役割しか期待できない。

一方2005年での石油製品需給量は現在の約6倍の規模となる。したがって安定供給、島内への効率配送の観点より、石油製品備蓄基地、および石油製品貯蔵施設 (Depot) 3カ所を建設する。備蓄容量は2005年の需給量の1/12の約 6.5万トン (原油換算) の製品備蓄を目標とし第1期 (同3万トン) を1993~95年に、第2期 (同 3.5万トン) を2001年から2003年に建設する。

製品配送用貯蔵施設は各主要港湾を中心とした背後圏への配送中心施設で2週間石油製品需給バランスの円滑化を図る。建設地は三亚、八所、洋浦の3カ所でそれぞれ1期 2,200 トン、2期 2,000トンの規模を持つ。

これら2つの施設によって備蓄基地/配送デポ/消費地スタンドの石油製品流通システムの拡充を図る。備蓄基地は他の配送用デポに効率的に利用されることが望ましい (備蓄石油製品の活用、在庫に係る運営経費の節減)。

それぞれのプロジェクト諸元はプロジェクトシートに推計されている。

#### 5-1-4 天然ガス

2005年における総エネルギー需給の33%を占める天然ガスは (標準炭換算 270万トン/年、ガス量25.5億 $m^3$ /年)、移入炭と並んで海南島における一大エネルギー供給源となることが期待される。天然ガス利用システムは基幹パイプラインと支線配管網とにより形成される。

天然ガス利用は表5-2を計画する。したがって基幹パイプラインのルートは東幹線道路沿いに埋設されることが推薦される。基幹パイプラインのルート、上流圧力、延長距離、流量、パイプ口径は以下を想定しプロジェクトコストの概算がなされている。なおパイプの選択に当たっては流速のチェックがなされている。パイプライン総量は10,660インチ・kmと試算される。

No	ルート	上流圧 km/cm <sup>3</sup>	下流圧 km/cm <sup>3</sup>	延長距離 km	流量 百万m <sup>3</sup> /日	パイプ径 インチ
1	天涯/三亚	70	10	20	1.02	8
2-1	天涯/昌江	70	40	190	7.75	26
2-2	昌江/儋州	40	30	70	6.50	26
2-3	儋州/海口	30	10	130	2.05	18
3	儋州/洋浦	30	10	70	3.26	20

支線配管網プロジェクトは中国側資料の『海南行政区城鎮天然気輸配工程可行性研究報告書』を基礎としプロジェクト諸元の概算がなされている。都市部における民生用天然ガス利用は対石炭代替のみを便益とした場合、その経済価値は作業報告シリーズ34で述べた様に非常に低い。前節での最終消費までの総消費コストの観点からは移入炭よりも有利となる。

表5-2 2005年天然ガス消費推計

(単位:億m<sup>3</sup>/年)

	民生	サービス	工業	基幹産業用 エネルギー	基幹産業用 原料	電力用	合計
海口	0.67	0.90	4.95	1.68			8.20
琼山	0.17	0.19	0.50				0.86
澄迈	0.09	0.07	0.31				0.46
臨高	0.08	0.06	0.29				0.43
儋州	0.36	0.48	4.04	0.94	7.03	1.4	14.25
三亚	0.27	0.39	2.01			1.4	4.06
白沙	0.04	0.03	0.20				0.27
樂東	0.08	0.08	0.37				0.54
東方	0.13	0.15	0.75				1.03
昌江	0.10	0.13	1.30	0.87			2.40
合計	1.97	2.49	14.71	3.49	7.03	2.80	32.50

また天然ガスの利用効率は非常に高く、実質エネルギー価格は他の燃料、練炭、薪炭等に比べ割安となる。都市部と農村部ではしたがってエネルギー製品利用形態による格差が生ずる。この格差は農村部での将来におけるより効率的なエネルギー製品開発のために吸収されるべきと考える。民生用天然ガス価格はコストプラスアルファで設定し、そのアルファを開発基金として利用する戦略も考慮されよう。

## 5-2 電力供給

### 5-2-1 電源開発計画

電力消費見通しは1985年の738GWhから2005年の5,900GWhへと年平均11.5%で増加することが推計される。ピーク需要は同期間 241MWから 1,052MWへの伸びが平均負荷率64%で想定される。この消費見通しを充足するためには大規模な電源開発を必要とする。

開発計画を策定するに当たっては既存水火力の供給力(kW)にまず水力の供給力を上積みし、次いで火力の負担分を考慮する手順を用いている。海南島水力の乾期、渇水年における稼働率は時系列的に極めて低く、水力偏重型(設備出力 309MWの73%が水力)電力供給構造は、現在電力需要に対して不十分かつ不適當となっている。

水力開発計画においては、したがって、保証出力をその算定基礎とする。ダムの多目的による便益を考慮し、水力供給力は水資源開発計画のダム計画のプライオリティに準じている。この様にして負荷見通しに対するkWバランスは図5-1に示され、それはエネルギー開発プロジェクト一覧表5-1-(2)に反映されている。

近期の計画として1988年初めに海口のガスタービン50MWが稼働、次いで馬村移入炭火力第1期が運開予定である。当面はこれらにより需給逼迫は解消されようが、引続き供給力の拡張が図られねばならない。火力増設に当たっては前節のエネルギー供給構造最適化分析の結果を反映させており、火力の一次エネルギー構成は先に述べられた通りである。

褐炭発電に関しては、1998年の完成を目途にまず50MWが建設されることを提案する。次いでこれらの経験をふまえ褐炭の有利性を生かすために2001年に50MWが増設されることが望ましい。

表5-1-1-(2) 電源開発計画

プロジェクト名	着工年	工期年	完成年	ユニット×出力 MW	設備出力 MW	常時尖頭 (標準出力) MW	常時出力 MW	年間発電 電力量 Gwh	註
海口气 Turbine	1986	2	1988	2×248	49.6	48.6	48.6	-	Site変更
馬村移入炭鉱1	1985	3	"	2×50	100	94.0	94.0	-	
" 〃 炭2	1988	3	1991	2×125	250	235.0	235.0	-	
三重天然ガス炭1	1994	2	1996	1×100	100	98.0	98.0	-	
長波褐炭炭1	1995	3	1998	1×50	50	47.0	47.0	-	
" 〃 炭2	1998	2	2000	1×50	50	47.0	47.0	-	50MW1台に変更
洋浦天然ガス炭1	1999	2	2001	1×100	100	98.0	98.0	-	
馬村移入炭鉱3	2001	2	2003	1×125	125	125.0	125.0	-	
(本土建系)炭1	2002	2	2004	100	100	100	100	-	
(本土建系)炭2	2003	2	2005	100	100	100	100	-	
計1,024.6									
煙園ダム	1983	7	1990	5.3	5.3	4.8	1.3	23	
五指山ダム	1984	6	1990	10.4	10.4	9.4	-	-	
友重ダム	1984	6	1990	3.8	3.8	3.4	-	-	
大広垣ダム	1987	7	1994	4×50	200.0	180.0	34.2	495	
戈枕ダム	1999	6	1995	39	39	35.1	7.2	122	
面前峯ダム	1999	6	1995	15	15	13.5	4.7	72	
力 狗灶ダム	1999	6	1995	10.5	10.5	9.5	2.4	40	
大辺河ダム	1994	6	2000	6.5	6.5	5.8	-	22	
紅峯ダム	1999	6	2005	10.5	10.5	9.4	-	57	

表5-1-(3) 電力開発投資

発電所名	施工年	施工期間 (年)	完成年	総投資額 (万元)
送電線				
110KV-8/5	1990	6	1995	3,168.0
110KV-9/5	1995	6	2000	1,765.0
220KV-8/5	1990	6	1995	9,560.0
220KV-8/5	1995	6	2000	2,140.0
送電線合計-E3				16,633.0
電力開発総計				
E1+E2+E3				295,470.5
E1+E3				156,810.5

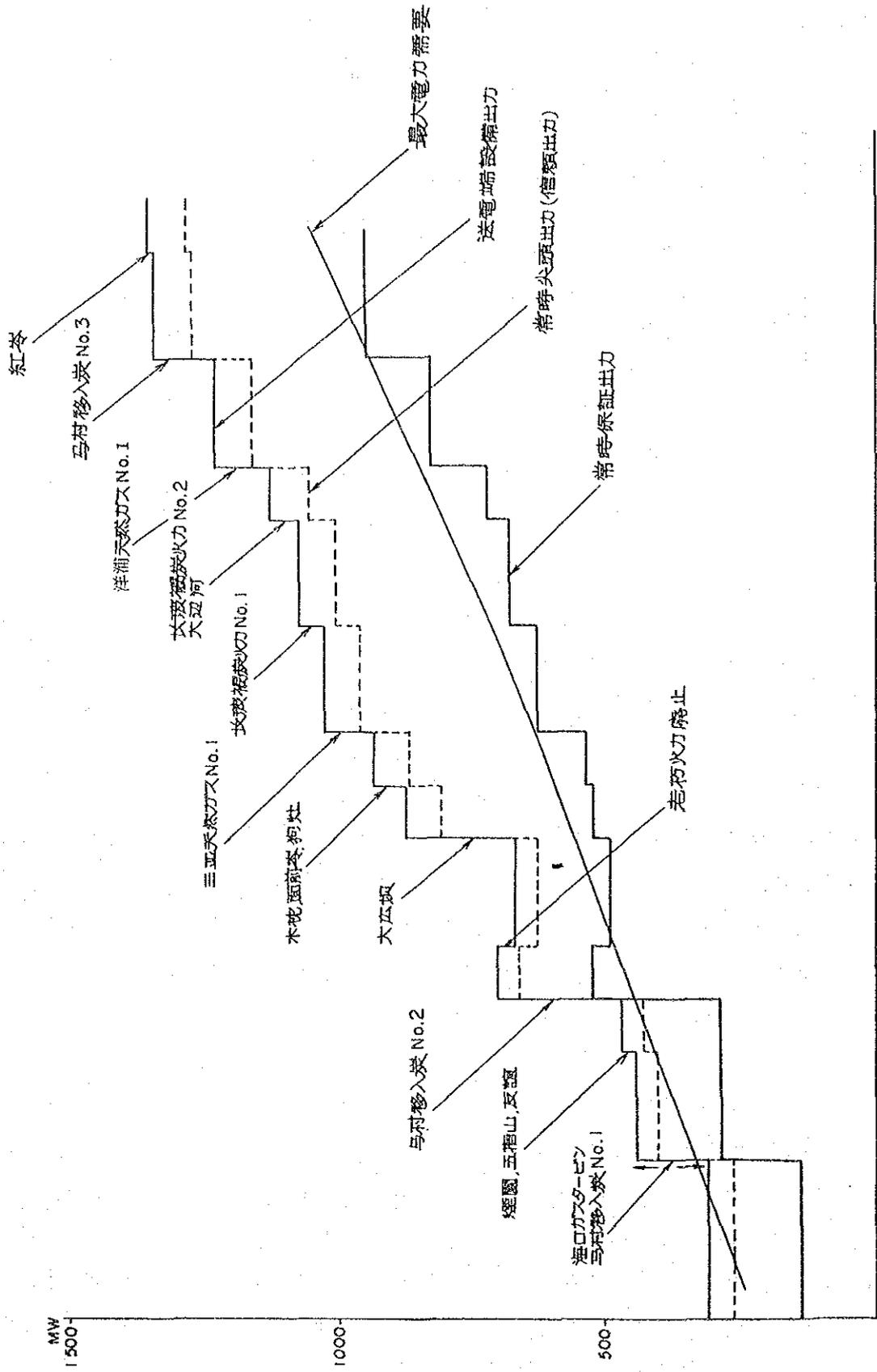
\* E2は水利で計上

天然ガス（コンバインドサイクル）発電は天然ガス利用を1996年と推定し、1996年と1999年にそれぞれ100MWずつを建設する。

馬村移入炭発電の第Ⅲ期は当初計画されている250MW（125MW×2）はkWバランスおよび褐炭発電建設の観点より過剰投資と考え、1基125MWとして2001年に運開する。既存火力は当分稼働せねばならないが、1992年には廃止することが可能となろう。予備力は一般的に系統電網設備の最大ユニット1基分、また10～13%程度が必要となる。計画内外停止、濁水および、短期の不規則な需要変動等に対処し、安定供給を図るには予備力が必要で1990年までは既存火力は保有すべきと考える。

超長期的（2000年以降）のプロジェクトとして本計画は本土側との連系を相互融通による系統予備力の節減の観点により提案する。本土側には珠江で現在天生橋（1,320MW）が工事中で、他2カ所の計4,200MWの大水力発電も計画されており、連系の可能性は大きく、また連系のメリットは通常予備力を5%までに節減できることにある。中国側としては超長期プロジェクトとして原子力発電（300MW）を計画対象としつつあるが、他の火力増設（馬村増設）との3つの選択肢は、その時点での経済性をふまえ決定するべきと考える。ここでは馬村第Ⅲ期を第1の選択肢としておく。

図5-1 年度別最大電力と電源開発計画（送電端KWバランス）



1985 1986 1987 1988 1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 年

以上の供給力増加は若干 kWh バランスとして過剰気味ではあるが、それは電力の海南島経済開発における位置付け、水主火従から火主水従型への円滑な電源構造推移達成のため水力の供給力(量)を厳しく推計していることによる。また需給バランスは図5-2に示されている。図は各年の需要電力量から各年の水力発電電力量を差し引き、所要火力発電電力量を求め、各年の火力発電設備の利用率を得たものを示してある。以上を表5-3に年度別供給力一覧としてまとめている。

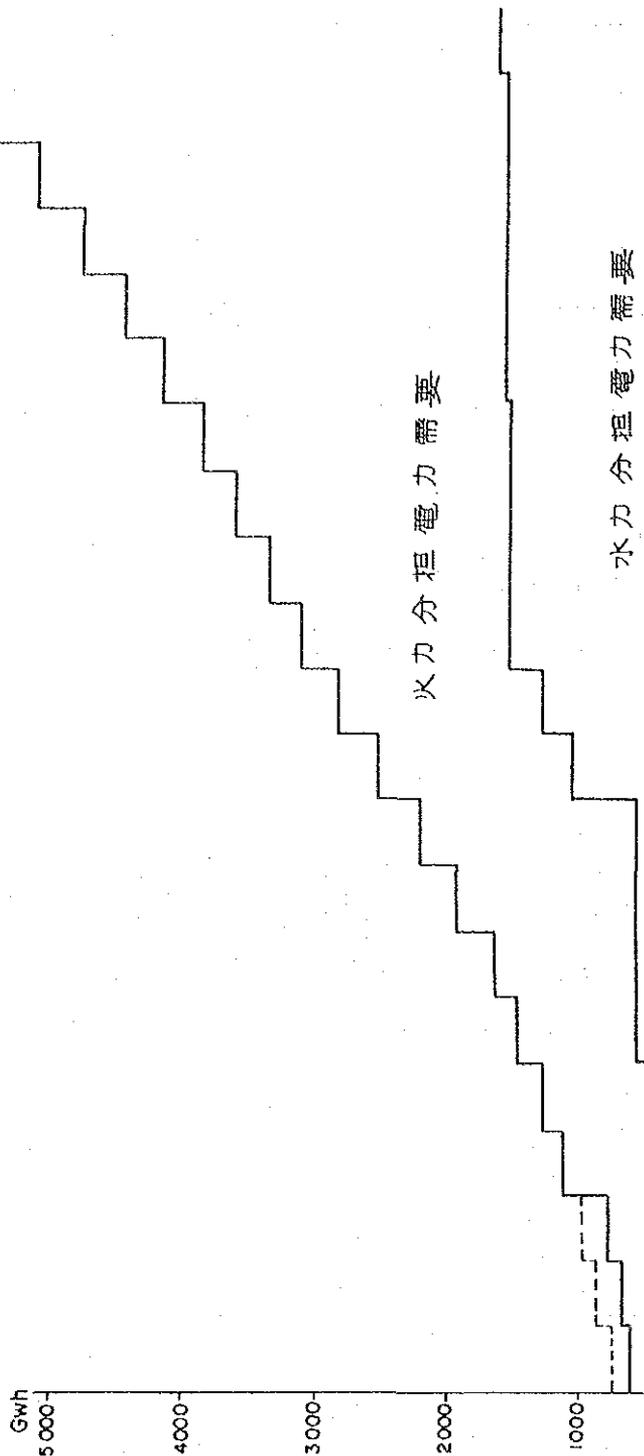
#### 5-2-2 送電網拡充

上記の供給力拡充に沿って送・変電系統も再編成が必要となる。再編成のポイントは従来の110kV送電線では各地の大電力を使用する工業用需要に対処できないので図5-3に示されるように220kV、110kVおよび33kVの送電線、および変電所の新設・拡充を図る。

配電網関係では都市配電網の老朽化が激しく過負荷運転を余儀なくされている現状で、一般需要家は変圧調整器の購入で変動に対応している。これは電力の最終消費コストの上昇であり、総合的な電力供給コストの削減の観点より早急に改修されるべき問題と考える。

農村電化計画はプロジェクトとして掲げなかったが、農村の電化率は現在極めて低く(50%と推定される)、また電化村ですら時間配電と限定されている所もある。今後の都市、農村の社会経済バランスを図る上で、普及率の上昇が図られねばならないと考える。農村電化においては、まず早期に電化対象村のプライオリティ付け(順位付け)が行われるべきと考える。次いで電化は標準化サイズを適用し、コストダウンを図るべきと考える。

図5-2 需要電力増バランス



年

送電端	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Gwh	738	845	967	1107	1268	1452	1662	1904	2180	2496	2861	3073	3306	3554	3820	4107	4415	4746	5102	5485	5896
水力						+63				+495	+236					+22					+57
Gwh	473	473	473	473	473	536	536	536	536	536	1031	1267	1503	1503	1503	1525	1525	1525	1525	1525	1525
火力	(147)	(170)	(193)																		
Gwh	118	202	301	634	795	916	1126	1368	1644	1465	1594	1570	1803	2051	2317	2582	2890	3221	3577	3960	4314
火力設備																					
MW																					
利用率%																					
備考				山口 坂ノ上	煙田 寺村No.2					大坂 沢花	三田川	No.1	長狭No.1		大田河 洋浦No.1	三田No.3					
				馬村 No.1	三福山 250MW					面前 寺	100MW	50MW	長狭No.2		長狭No.2	125MW					
				149.6MW	友 誼					狗 辻			50MW	100MW							

( ) 不足分  
右行 neglect  
対設備出力

图5-3 海南岛送电系统图

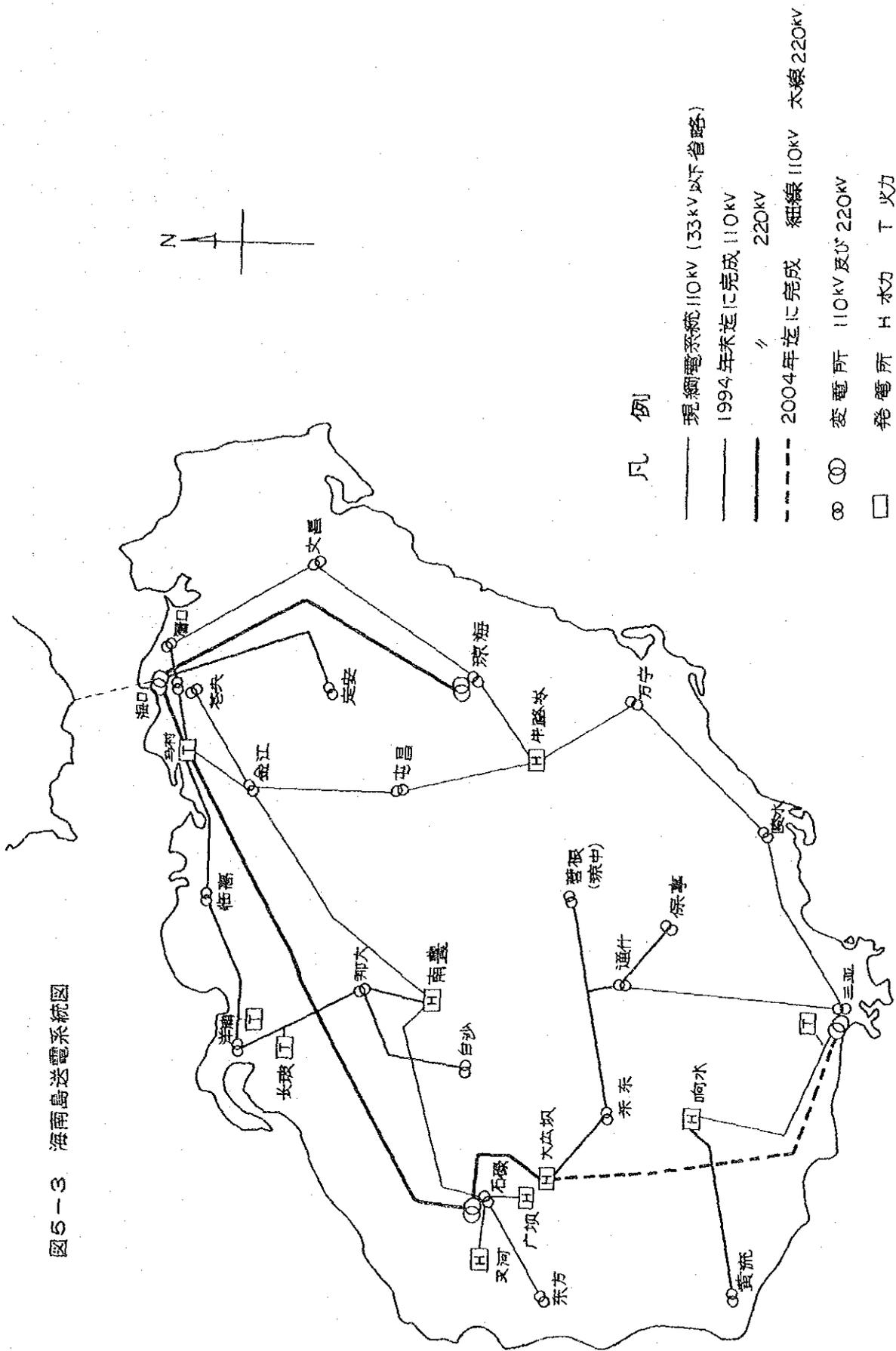


表5-3 年度別供給力一覽表

出力 MW 運開年	系統設備	送電端	常時尖頭 (信頼出力)	90% 常時保証	新設供給力内訳
					発電所名, Unit x 出力 <sup>MW</sup> (常時尖頭出力MW)
1985	309.1	304.1	* 264.1	* 139.7	
1988	+ 49.6 + 100.0 458.7	+ 48.6 + 94.0 446.7	+ 48.6 + 94.0 406.7	+ 48.6 + 94.0 282.3	海口 Gus Turbine 2 x 24.8 (48.6) 马村移入炭 No.1 2 x 50 (94)
1990	+ 5.3 + 10.4 + 3.8 478.2	+ 5.3 + 10.4 + 3.8 466.2	+ 4.8 + 9.4 + 3.4 424.3	+ 1.3 + — + — 283.6	煙園ダム 5.3 (4.8) 五指山ダム 10.4 (9.4) 友誼ダム 3.8 (3.4)
1991	+ 235.0 713.2	+ 235.0 701.2	+ 235.0 659.3	+ 235.0 518.6	马村移入炭 No.2 2 x 125 (235)
1992	- 37.5 675.7	- 35.3 665.9	- 35.3 624.0	- 35.3 483.3	老朽火力廃止 37.5 (35.3)
1994	+ 200.0 875.7	+ 200.0 865.9	+ 180.0 804.0	+ 34.2 517.5	大広坝ダム 200 (180)
1995	+ 39.0 + 15.0 + 10.5 940.2	+ 39.0 + 15.0 + 10.5 930.4	+ 35.1 + 13.5 + 9.5 862.1	+ 7.2 + 4.7 + 2.4 531.8	才枕ダム 39 (35.1) 面前岑ダム 15 (13.5) 狗灶ダム 10.5 (9.5)
1996	+ 100.0 1040.2	+ 98.0 1028.4	+ 98.0 960.1	+ 98.0 629.8	三亚ガス No.1 100.0 (98)
1998	+ 50.0 1090.2	+ 47.0 1075.4	+ 47.0 1007.1	+ 47.0 676.8	长坡 No.1 50.0 (47)
2000	+ 50.0 + 6.5 1146.7	+ 47.0 + 6.5 1128.9	+ 47.0 + 5.8 1059.9	+ 47.0 + 1.8 725.6	长坡 No.2 50.0 (47) 大迎河ダム 6.5 (5.8)
2001	+ 108.0 1246.7	+ 98.0 1226.9	+ 98.0 1157.9	+ 98.0 823.6	洋浦ガス No.1 100.0 (98)
2003	+ 125.0 1371.7	+ 117.5 1344.4	+ 117.5 1275.4	+ 117.5 941.1	马村 No.3 125 (117.5)
2005	+ 10.5 1382.2	+ 9.4 1353.8	+ 9.4 1284.8	— 941.1	紅岑ダム 10.5 (9.4)
註			水力では推定 ダム式では 設備出力の 90% 自流式では 80%	一部推定	KW loss 石炭火力 6% ガスタービン 2% 水力の場合 無視

### 5-3 伝統的エネルギー供給

早期に解決せねばならないのは民生用エネルギー需給の逼迫である。この問題点は既に作業報告シリーズ25で明らかにされている。需給両面の解決へのアプローチが存在するが、速効性のあるプログラムは改良カマドの普及である。改良カマドの普及は「中国農業工程研究設計院」の指導下で現在実施されている。その成果を判断するにはまだ早計であるが、三石カマドの熱効率8%未満、普通型カマド同13~15%に対し改良型カマドは同29%で、カマドの改良はマキ消費量の1/2~2/3節約を可能とする。この普及を加速化させるためには以下のプログラム化が適切と考える。

- 普及地区の選定（順位付け）
- 普及レベルの設定
- 必要普及員の育成
- 普及インセンティブ（セメント等の資材供与）
- 普及資金の推計／財源手当
- 普及効果の伝播

財源としては国、地方の財政補助と県レベル補助との混合が考えられる。また練炭普及に伴う補助金の削減分を改良カマドプログラムへ転化することも一策と考える。

農村エネルギーを主に考慮するとメタンガス普及も伝統的エネルギー需給逼迫の解決策となる。メタンガス普及は海南行政区沼気弁公室を中心に行われているが、その普及は上記と同様の普及プログラムが必要と思われる。

新再生エネルギーに関しては既に作業報告シリーズ34に述べてあるがそのプログラム化は以下となろう。

- ① 先進工業諸国における新・再生エネルギー利用技術研究成果を利用する。
- ② 利用可能な市場を設定する。
- ③ 利用技術の中から、新・再生エネルギーの生産・エネルギー変換・消費の各段階での総合的エネルギー効率と利用範囲における実現可能性との比較検討を行う。
- ④ 実用化に向けての実証研究プロジェクトの形成。

海南島における新・再生可能エネルギーの利用可能性は高い。しかしながら全体エネルギー需給における新・再生可能エネルギーの位置付け（対総合エネルギー需給構造）は非常に低いことが把握されておくべきと考える。新技術開発は多大な投資を必要とする。

一方、現段階で既に利用されているあるいは利用可能な太陽エネルギーは太陽熱乾燥技術である。ゴムの乾燥、茶の乾燥等、海南島農業における適用範囲は大きい。乾燥工程がすべて太陽熱で行われ得ないが、これらのシステムは今後海南島が頼るべきベースエネルギー需要を緩和する。これら技術は国内、海南島内で十分に対応できるものであり、今後の技術改良、利用促進は容易に行われよう。問題は研究機関、実施機関である。大学、利用現場、科学委員会・計画委員会からの構成メンバーをもつ太陽エネルギー利用技術研究委員会の設置は是非とも必要な措置であると考え。上記の広範な新・再生可能エネルギー利用に関しても、本研究委員会は大きな役割を持つこととなろう。

今ここで大雑把に再生可能エネルギーが今後の海南島のエネルギー需給の5%を代替すると仮定すると、石炭換算で約2.3億元（10年間として）が節約できる。この額は上記の研究委員会における研究費用、利用促進費を補って余りあるものであろう。必要なことはこの様な考えに立ち財源を確保し、利用技術・普及方法、研究努力の一元化における実現可能性の向上を目指すことと考える。

## 6. 計画実現プロジェクト実施への提言

### 6-1 地域エネルギー政策

エネルギー低廉とエネルギー安定供給がエネルギー政策の2大目標と考える。これらについては既に作業報告シリーズ34で述べている。エネルギー低廉の原則に従って本現地調査ではエネルギー供給総コストの最小化はいかにしたら達成できるかを検討している。この分析検討結果は消費部門のエネルギー需要の規模と対象部門でのエネルギー消費コスト差（エネルギー生産からエネルギー最終消費までの総エネルギー供給システムコスト）に大きく影響されるとのことであった。

エネルギー価格はエネルギー源そのものの特性、また海南島を取りまくより大きな市場の中で形成されている。したがって海南島独自でエネルギー価格体系そのものを変えることはできないが、対象エネルギーの特性を生かすべくエネルギー供給の各段階での修正が可能である。この点は今後海南島エネルギー部門運営に当たって考慮されるべきと考える。

今後の海南島のエネルギー価格体系を考えると天然ガス価格をどの様に設定するかが課題となる。ここで熟慮すべきは高価格に設定されたエネルギー価格はエネルギー生産産業の投資を促進させ得るが、同時に消費者側に未成熟なエネルギー開発コストを押しつけることとなる点である。開発の初期段階でこの様な政策からの便益は存在するが、長期的には資源の効率的配分をそこない、不必要なインフレ圧力を生ずる可能性が大きい。対象天然ガスは現在のところ輸出の可能性は現実的ではない。したがって国際市場価格レベルで評価することは人為的にその資源を高価にする。本セクター第2-3節での分析・検討は、あくまで想定価格体系ということで天然ガス価格を国際市場レベルで推計しているにすぎない。

移入炭・移入石油に関しては安定供給の観点より各種プロジェクトが提案され、結果的に消費コストは増大する。しかしながらこれらシステムは経済構造の効率化になくはないものである。したがって安定供給とエネルギー低廉の原則が経済構造の効率化をもたらすことになるが、その際用いられる政策は同時に効率化に伴い発生・増加する経済価値を公平に分配するものでなくてはならないと言えよう。

## 6-2 組織・機構・資金調達

### 6-2-1 石油

石油はこれまで通り海南石油公司を主体とする。安定供給のために石油製品備蓄、配送デポがプロジェクトとして提案されているが、これらの資金は国の出資と海南島に新設される地域制度金融機関からの借入れとで賄われよう。省格上げにより石油製品調達の権限が拡大すると思われるが、そこでは石油製品需要見通しに基づく在庫管理と流通経費節減が目指されねばならない。

### 6-2-2 天然ガス

鶯歌海天然ガス利用に関しては既に天然ガス利用公司が海洋石油公司内に設立されている。したがって海南島での天然ガス利用に関しては海南省政府もしくは政府傘下の機関（新設する）がGUCの増資に対応する形で参加し、GUCが最終消費に至るまでのすべてをカバーする企業体となることが望まれる。プロジェクト資金は、GUCが国外からの商業ベースないしは輸出金融で調達することになるだろうが、海南省政府が長期かつ低利の資金を融資することも検討すべきである。

### 6-2-3 移炭入

燃料公司の事業として引続き行われる。ストックヤード建設と移入炭流通の効率化は低利融資により誘導する。練炭は、天然ガス普及まで民生用燃料の主流となるが、この製造販売は燃料公司の下部機関として現在の市民煤製造公司を組入れ、材料運搬等のロスを始めとする経費および投資の節減を図るとともに普及の拡大を図る。現在の補助金は段階的に撤廃し、天然ガス利用への移行を円滑化する。

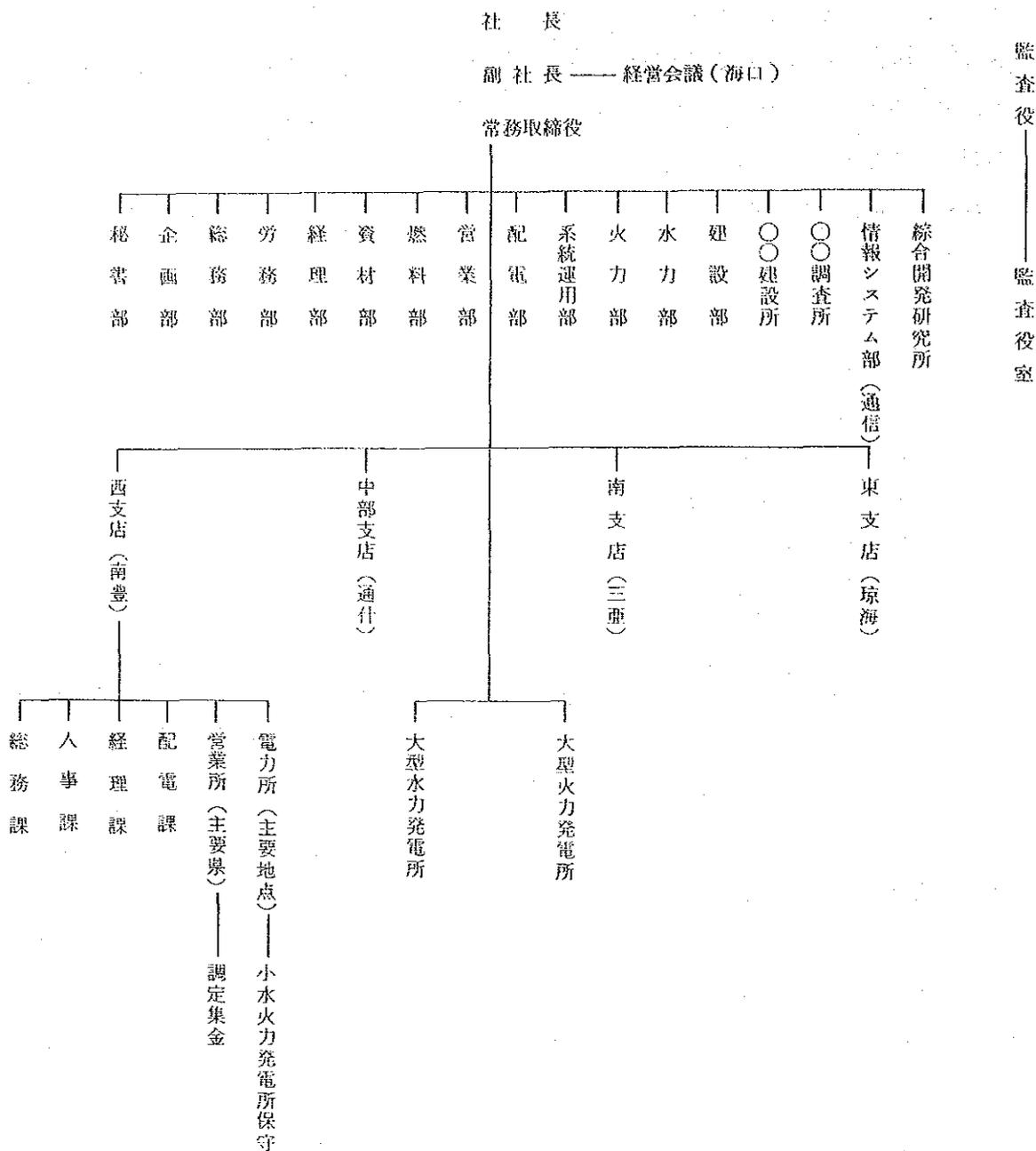
### 6-2-4 電力事業

組織としては海南電力公司、自治州電力公司を主体とした、海南島全域をカバーする独占企業体を形成する。その企業体が発・送・配電すべてを受け持ち運営する。1995年までの電力事業資金構成は国家財政、地方財政および金融機関借入れとし、それぞれ等分の出資とする。また1996年以降は独立経営体として設備投資は自己調達とする。なお褐炭の開

発は本企業体事業として行い、それに伴い燃化局の再編成を行う。

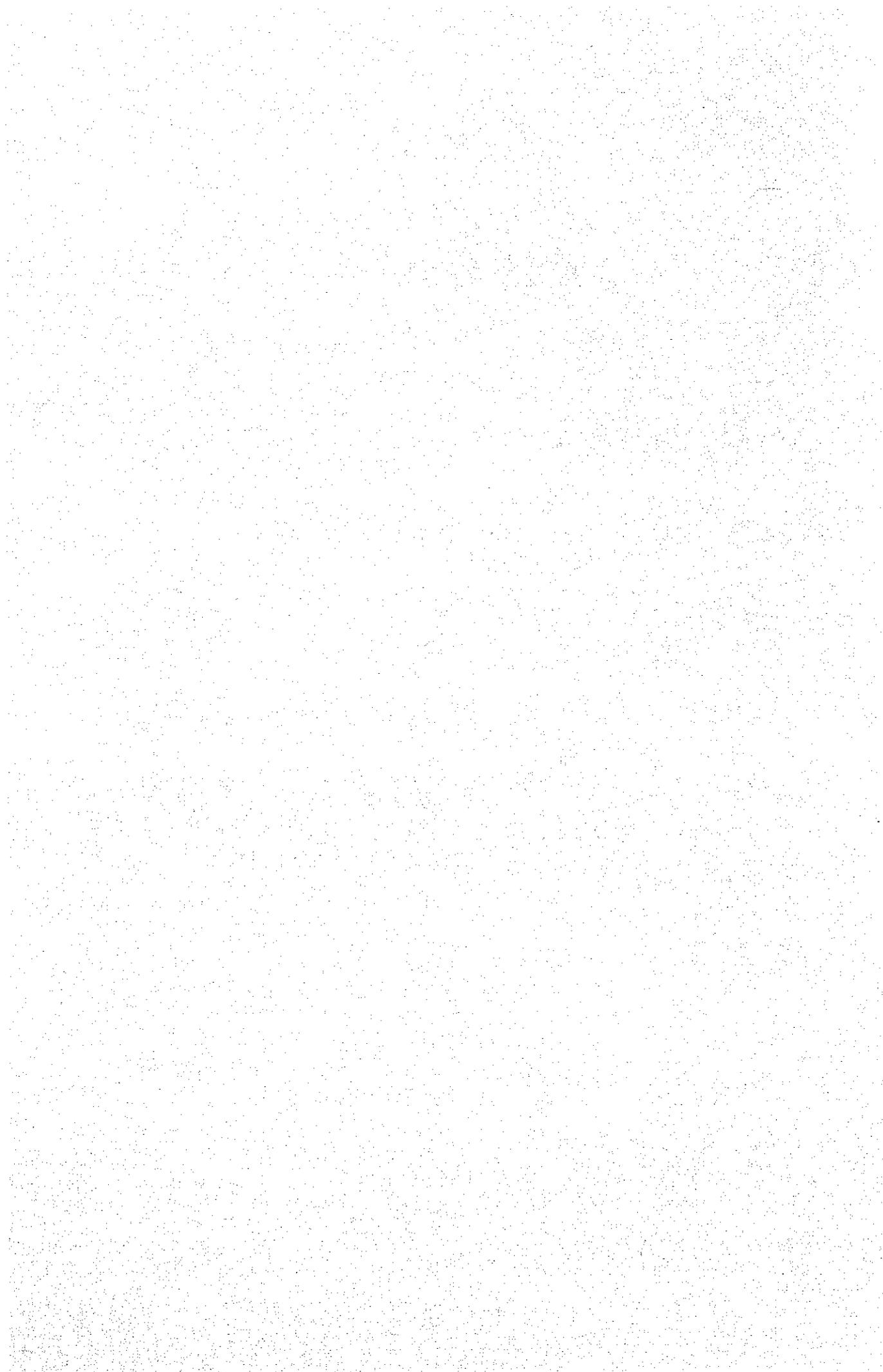
高度の公益性を持つ電気事業は常に総合的に経営の合理化に努め電力原価の抑圧を図り、成長する経済社会の要請に応えるサービスを提供する責務を負う。海南島電力事業の統合化は投資の無駄を省きその効率を向上させ得る。また事業体の統一化は統一電気料金の設定を可能とし、経済社会にある種の公正をもたらす。統合後の組織図として参考までに図6-1を添付する。

図6-1〔参考〕 海南電力公司組織図（一社化後の案）



注：東，南，中部各支店組織は西支店に同じ。

## プロジェクト情報シート



### 能源1-1: 島内天然ガス基幹パイプライン

- 場 所： 島内（天涯→東方→昌江→儋県→海口）、（儋県→洋浦、天涯→三亚）
- 事業主体： GUC（天然ガス利用公司）
- 目 的： エネルギー供給、海南島エネルギー需給構造の効率化および最適化の一大エネルギー源の確立
- 事業期間： 施工期間2年
- 事業規模概要：
  - 天然ガスを天涯付近で70kg/cm<sup>2</sup>以上の圧力で受け最下流側での圧力を10kg/cm<sup>2</sup>と想定。パイプラインに係るfitting類はANSIのclass 60016、15061を想定。年間32億m<sup>3</sup>の天然ガスを輸送する。
  - パイプ径は流速等から8～26インチをそれぞれの区間で使用。
  - プロジェクトライフ20年
  - 維持費は僅少
- コスト： 総投資60,000万元（内貨36,000万元、外貨24,000万元）
- 他プロジェクトとの関連： 工業・都市開発および電源開発

### 能源1-2: 天然ガス支線配管網

- 場 所： 海口、琼山、澄迈、臨高、儋県、三亚、白沙、樂東、東方、昌江  
計10県の城鎮およびその周辺
- 事業主体： GUC
- 目 的： 天然ガス供給
- 事業期間： 1994～1995年 プロジェクトライフ20年
- 事業規模概要：
  - 計10都市における民生/サービス部門エネルギー需要の90%、1.97億m<sup>3</sup>/年および工業用エネルギーとして14.71億m<sup>3</sup>/年を供給する。
  - 管路総延長 740kg
- コスト： 総額26,634万元（外貨分 10,654万元）
- 他プロジェクトとの関連：
  - 基幹パイプラインプロジェクト
  - 天然ガス生産プロジェクト

都市開発プロジェクト  
工業開発プロジェクト

能源 1-3 : 石油製品備蓄基地

○場 所： 海口または洋浦または馬村

○事業主体： 石油工業部

○目 的：

石油製品安定供給のためのストックヤード。

2005年の石油製品消費見通し（主に内燃機関用）77.3万トン（原油換算、石炭換算 116万トン）の1/12約 6.5万トンを貯蔵目標とする。第Ⅰ期は40万トンの石油製品消費見通しに対し約 3万トン備蓄を目標とする。

○事業期間： 第Ⅰ期 1993～1995年

第Ⅱ期 2001～2003年

○事業規模概要：

所要土地面積 9 ha

総貯蔵容量 6.5万ト Ⅰ期 3万ト Ⅱ期 3.5万ト

(タンク容量、万ト)

ガソリン	1.5 × 2	3.0
軽 油	1.0 × 2	2.0
その他	0.5 × 3	1.5

プロジェクトライフ 20年

○コスト： タンクおよび付帯設備込み

	外貨	内貨	合計 (1986年元)
第Ⅰ期	720	480	1,200 万元
第Ⅱ期	780	520	1,300
	1,500	1,000	2,500

○他プロジェクトとの関連： 港湾整備事業

#### 能源1-4：石油デポ（短期需要貯蔵）

○場 所： 三亜、八所、洋浦

○事業主体： 石油工業部

○目 的：

石油安定供給と配送の効率化

○事業期間： 第Ⅰ期施工期間 1992～1993年

第Ⅱ期施工期間 1997～1998年

○事業規模概要：

各地区で同規模の施設を持つ

所要土地面積 0.6 ha

総貯蔵量 4,200 トン（第Ⅰ期 2,200トン 第Ⅱ期 2,000トン）

プロジェクトライフ 20年

○コスト：

概算総投資（万元）	外貨	内貨	合計
	105	70	175
	× 3		
	315	210	525

○他プロジェクトとの関連： 港湾整備事業

#### 能源1-5：石油埠頭建設

○場 所： 海口、洋浦、三亜、八所

○事業主体： 港務局

○目 的：

石油安定供給力増加

○事業期間： 1990～1991年

○事業規模概要：

1 港湾当り

5,000 DWT 用バース 1基

取扱量 1995年 30万トン、 2005年 49万トン

サービス期間 30年

○コスト：

建設費（万元）

埠頭建設費 450

泊地浚渫費 150

計 600

総コスト 600 万元 × 4 = 2,400 万元

○他プロジェクトとの関連： 港湾整備事業

能源 2-1：馬村移入炭専用埠頭

○場所： 馬 村

○事業主体： 海南電力公司

○目的：

馬村発電所用移入炭専用埠頭

○事業期間： 1985～1987/8 年

○事業規模概要：

取扱量 1995年 130万トン

2005年 200万トン

○コスト： 4,600 万元

○他プロジェクトとの関連： 馬村発電所プロジェクト

能源 2-2：馬村火力発電所 第 I 期

○場所： 馬 村

○事業主体： 海南電力公司

○目的：

- 発 電

- 大規模移入炭発電（集積のメリット追求）

- 火主水従電源構成の一大エレメント

○事業期間： 施工期間 4.0年 + 服務期間 25.0 年 計 29 年

開始年 1985年 発電開始年 1988年

○事業規模概要：

発電規模	2 × 50 MW	発電コスト	2,904.93 万元
発電量	600 GWh	燃料費	1,979.28
供電量	558 GWh	基本償却費	492.48
年発電時間	6,000 h	修理費	172.37
Operation cost	7.77 元/MWh	その他	260.80
労働者数	811 人		
自家消費電力	7 %	単位当り発電コスト	
送電ロス	5 %		0.052元/kWh
		移入炭価格	
		(入手見通し標準炭換算)	
			82.47元/トン

○コスト： 粗総投資12,960万元+利息1,948.14万元+流動資金430.92万元  
計 15,339.06万元

○他プロジェクトとの関連： 馬村移入炭専用埠頭、送電網計画

能源2-3：馬村火力発電所 第Ⅱ期

○場所： 馬 村

○事業主体： 海南電力公司

○目的：

- 電力供給力の増強
- 馬村における移入炭発電の集積のメリットを追求
- 火主水従の一大エレメント

○事業期間： 施工期間 1989～1991年の3年間 1991年よりフル運開  
プロジェクトライフ 25年

○事業規模概要：

発電規模	2 × 12.5 万kW
発電量	1,752 GWh
ロードファクター	80 %

○コスト： 総額 46,250万元 (外貨分 28,675 万元)

○他プロジェクトとの関連： 送電線拡充計画

## 能源 2-4 : 馬村火力発電所 第三期

- 場 所： 馬 村
- 事業主体： 海南電力公司
- 目 的：  
- 電力供給力の増強  
- 馬村における移入炭発電の集積のメリットを追求
- 事業期間： 施工期間 2001~2002年の 2年間 2003年よりフル運開  
プロジェクトライフ 25 年
- 事業規模概要：
- |          |              |
|----------|--------------|
| 発電規模     | 1 × 12.5 万kW |
| 発 電 量    | 756 GWh      |
| ロードファクター | 80 %         |
- コスト： 総額 23,000万元 (外貨分 14,260 万元)
- 他プロジェクトとの関連： 送電線拡充計画

## 能源 2-5 : 長坡褐炭開発

- 場 所： 長 坡
- 事業主体： 海南電力公司
- 目 的：  
- 発電のための一次エネルギー生産  
- 地場賦存エネルギー生産  
- 投資乗数効果
- 事業期間： 施工期間 3.0年 + 服務期間 30.0 年 計 33 年
- 事業規模概要：
- |        |            |         |       |
|--------|------------|---------|-------|
| 褐炭生産量  | 50 万トン/年   | 生産単位コスト | 元/トン  |
| 労働者数   | 1,055 人    |         | 24.25 |
| 電力負荷   | 6,135 kW   | 除・減価償却  | 8.36  |
| 年電力消費量 | 18,910 kWh |         | 15.89 |
- コスト： 7,609.42万元 発電所電炉排灰設備を含み 7,804.58 万元
- 他プロジェクトとの関連： 長坡発電所、送電網計画

## 能源 2-6 : 長坡褐炭発電 第 I 期

○場 所 : 長 坡

○事業主体 : 海南省電力公司

○目 的 :

- 地場賦存エネルギー利用発電

- 投資乗数効果

- 電力源多元化および安定供給

○事業期間 : 建設期間 3.0年 + 服務期間 25.0 年 (生産前の 1 年を基準年として)

計 28 年 1998年運開を見込む

○事業規模概要 :

発電規模	50 MW	発電コスト	2,461 万元/年
発電量 (供電量)	255 GWh	燃料費	1,680
年発電時間	6,000 h	基本償却費	490
Operation cost	4 元/MWh	修理費	129
労働者数	400 人	その他	120
自家消費電力比率	15 %		

単位当り発電コスト

0.097元/kWh

○コスト : 粗総投資 12,000 万元 + 利息 843 万元 + 流動資金 429 万元

計 13,272 万元

○他プロジェクトとの関連 : 長坡褐炭開発、送電網計画

## 能源 2-7 : 天然ガス発電

○場 所 : 洋浦、南山

○事業主体 : 海南省電力公司

○目 的 : 電力供給増強

○事業期間 : 施工期間 2.0年 + 服務期間 20 年 計 23 年

以下は 1カ所分の事業規模ならびに投資コストである。洋浦、南山にそれぞれ建設する。

○事業規模概要：

発電規模	100 MW	発電コスト	5,088.42 万元
発電量	500 GWh	燃料費	3,223.42
供電量	490 GWh	基本償却費	1,673.12
年発電時間	5,000 h	修理費	191.87
Operation cost	3.92 元/MWh	その他	
労働者数	80 人		
熱効率	42.87 %		
自家消費電力	2 %	単位当り発電コスト	
			0.100元/kWh

○コスト： 粗総投資 17,082.92万元+利息 1,507.2万元+流動資金 200.6万元  
計 18,790.72万元 外貨 57 % 3.2 元=\$ 1.0

○他プロジェクトとの関連： 天然ガスパイプライン網整備

能源2-8：長坡褐炭発電 第II期

○場所： 長 坡

○事業主体： 海南省電力公司

○目的： 第I期に同じ

○事業期間： 施工期間 1999年から2001年にかけての 2年間  
2001年運開

○事業規模概要：

発電規模	2 × 5万 kW
発電量	450 GWh
ロードファクター	52 %

単位当り発電コストは第I期の 0.097元/kWhを下回ることを予想。

○コスト： 総投資額 20,000万元 (外貨分 12,300万元)

○他プロジェクトとの関連： 長坡褐炭開発

能源 2-9 : 本土との直流送電連系

○場 所： 海 口

○プロジェクト実施主体： 水利電力部

○目 的：

- 電力供給力増強
- 予備設備力の削減
- 電源構成の多元化による安定/供給信頼度の上昇
- 本計画は馬村第3期に対する代替プロジェクトである。

○事業期間： 施工期間 2001年から2005年にかけての 4年間

第1期 2004年、第2期 2005年完成

○事業規模概要：

第1期 10万kW設備容量

第2期 10万kW増強容量

設備概要

- (1) 回路構成 双極2回線(ケーブル3条)
- (2) 送電容量 200 MW
- (3) 送電電圧 DC ±110 kV
- (4) 電力ケーブル 600mm<sup>2</sup>(電流容量約 1,000 A)
- (5) 送電距離 30km

○コスト： 総額 54,180万元(ケーブル27,750万元、変換所(両端)26,430万元)





JICA