

3) 大洋州

オーストラリアでは1970年から輸出していたウエスタンポート(Westernport)に加え、1984年秋からボニーソーン(Bonython)からの年間約 400×10^3 Tの輸出が開始された。

インドネシアは現在アルジュナ(Ardjuna)からプロパンは冷凍タイプで日本へ、ブタン(ペンタンを約35%含む)は高圧タイプでシンガポールへ合計約 400×10^3 T/Y, サンタン(Santan)から高圧タイプで主として日本へ約 100×10^3 T/Y, および製油所からのLPGを高圧タイプで近隣諸国に約 200×10^3 T/Y輸出している。1988年からボンタン(Bontong), 及びアルン(Arun)のLPGプロジェクトからLPGを $2,100 \times 10^3$ T/Y抽出し、冷凍タイプで日本に輸出する計画が進行中であるが最終結定していないため下記大洋州の輸出見通しから除外している。

Table 5-8 LPG Exportable Quantities of Oceania

Unit: 10^3 T

	Australia	Indonesia	Total
1985	1,645	890	2,535
1986	1,450	950	2,400
1987	1,185	970	2,155
1990	1,040	920	1,960

5.2 ビルマのLPG販売価格の将来予測

5.2.1 国内販売価格

Phase IIIで生産されるLPGは全量輸出されることになっていて、ビルマ国内販売価格は直接関係ないが現在の工業用の暫定販売価格はプロパン2,000K(233 US\$/T), ブタン1,500K(180 US\$/T)である。

5.2.2 海外輸出価格

(1) ラングーンFOB価格の設定の仕組み

本プロジェクトのLPGのC & F価格は消費国のLPG又は、代替燃料の国際価格に競争出来なければビルマLPGは輸出できない。従って、ラングーンFOB価格は消費国のLPG又は代替品の国際価格 { 5.2.2(2) } からラングーン消費国間の1,500 T積の高圧船運賃 { 5.2.2(6) } を差引くものとした。

(2) 消費国のLPGの国際価格

1) 日本、韓国、台湾及びフィリピンの冷凍輸入基地のある国のLPGの国際価格は次の合計とする。

- (a) サウジアラビアのLPG公示価格
- (b) サウジアラビアー消費国間の冷凍タンカー運賃
- (c) 冷凍輸入基地費用(標準的な30US\$とした)

2) ホンコンは冷凍基地がないので隣国のフィリピンの冷凍基地から高圧船で輸送する必要があるため第5.2.2(2)1)のフィリピンのLPG国際価格に更にフィリピンとホンコン間の高圧船タンカー運賃を加算するものとする。

3) シンガポールは冷凍基地はないが製油所から生産されるLPGは近隣諸国にも輸出されているからビルマLPGは、その輸出価格に競争できなければならない。本年4月のシンガポールLPG輸出価格の相場は毎週ロンドンで発行されるPlatt's LPGAS WIREでは220US\$/Tであった。

(3) 消費国の代替品の国際価格

ビルマLPGがエンピート出来る消費国の代替品としては、シンガポールの石油化学用ナフサが最有力である。ナフサに競争出来るLPG価格は誘導品の価格にもよるが国際的にはナフサ価格の85~95%と言われており今回は中間値の90%で計算した。

なお、シンガポール・ナフサ価格は毎日発行されるPLATT'S PRICE REPORTの1ヶ月平均243US\$/Tを採った。

(4) サウジアラビアFOB価格

世界のLPG価格は世界最大の輸出ソースである中東、なかでも最大の輸出量を持つサウジアラビアの価格に支配される。

サウジアラビアの原油ならびにLPGの1981年以降の価格推移は第5-4表の通りであり、過去には一時的にはLPG価格は熱量ベースで原油価格より高かったり、低かったりしたこともあるが、長期的にはLPGと原油は等価で推移するものと考えられる。勿論この間に戦争その他政治的要因等により世界のエネルギー情勢に変化があった場合は別である。

サウジアラビアのLPG価格は原油価格と同様将来の見通しが困難なところからビルマ側と討議した結果現行FOB価格(206US\$/T)据置で本プロジェクトを検討することにした。

(5) 冷凍タンカー運賃

中東(サウジアラビア・マスタヌラ)から冷凍タンカーで輸送した場合の運賃は現

在の日本（横浜）までの平均運賃を35US\$/T(70,000~75,000m³積)と推定し、その他の仕向地については単純にラストヌラ・横浜間のワールド・スケール(1985年1月1日~1985年6月31日有効)のベースレートとラストヌラ~当該仕向地間の同ルートの比率を以って計算した。第5-9表参照のこと。

Table 5-9. Refrigerated Tanker Freight Rate

Voyage	World Scale (US\$/LT)	LPG Freight Rate (US\$/T)
Ras Tanura - Yokohama	17.02	35
” - Yoesu	15.51	32
” - Kaoshiung	13.44	28
” - Manila	12.95	27
” - Hong Kong	13.15	(27)
” - Singapore	9.67	(20)

Remarks: () = Refrigerated Tanks are not available.

勿論 向地によっては、船型の変動等運賃が変る要素があるがこれの影響は計算上省略した。

(6) 高圧タンカー運賃

ビルマLPGは高圧船で輸出される1,000T及び1,500T積の高圧タンカーを1988年施工で建造、長期用船することで第5-10表の前提で各想定仕向地別運賃を第5-11表の通り算出した。

注) 1,000TタンカーはLPG1,000T積載能力のタンカーを意味し、
1,000 Dead weight tonner を意味しない。

Table 5-10. Assumption of Pressurized Tanker Freight Rate

	1,500 Ton Tanker	1,000 Ton Tanker	Annual Cost (5-year avg.)
(A) Vessel			
Ship building	(To be completed 1986) 1.5 thousand million yen	(To be completed 1988) 1.0 thousand million yen	¥ 81,818,000
Depreciation	Salvage value 10% Amount fixed for 11 years	Salvage value 10% Amount fixed for 11 years	75,000,000
Interest on repayment	Payable in 10 years Annual rate 10%	Payable in 10 years Annual rate 10%	17,000,000
Insurance	Vessel premium + P.I.	Vessel premium + P.I.	5,855,000
Fixed property tax	Salvage value x1/2x14/1,000	Salvage value x1/2x14/1,000	124,879,000
Crew wages	15 men ¥693,772/man/month 5% up every year	15 men ¥693,772/man/month 5% up every year	19,600,000
Repair & maintenance	Various inspection and repair costs set forth for period from 1st to 4th year. 5% up per annum in and after 5th year.	Various inspection and repair costs set forth for period from 1st to 4th year. 5% up per annum in and after 5th year.	
Administration cost	¥27,000,000 for 1st year 5% up per annum thereafter	¥18,000,000 for 1st year 5% up per annum thereafter	19,892,000
Ship's stores	¥5,000,000 - ditto	¥5,000,000 - ditto	5,526,000
Lubricant	¥8,000,000 for 1st year Fixed thereafter	¥7,000,000 for 1st year Fixed thereafter	7,000,000
Misc. expenses	¥4,000,000 for 1st year 5% up per annum thereafter	¥4,000,000 for 1st year 5% up per annum thereafter	4,421,000
Total			360,991,000
(B) Running Cost			
(a) Speed	13.0 knots/hour	12.5 knots/hour	
(b) Fuel	Price MDO USS270/ton CFO USS190/ton	Price MDO USS270/ton CFO USS190/ton	
(c) Port charges	Consumption At sea CFO 8.8 m tons/day In port MDO 0.7 " " Loading/Unloading MDO 2.5 " "	Consumption At sea CFO 8.0 m tons/day In port MDO 0.6 " " Loading/Unloading MDO 2.0 " "	
(d) Loading/Unloading	Rangoon USS6,600 Manila USS5,300 Singapore USS6,600 Yoesu USS4,700 Hong Kong USS5,300 Kaohsiung USS4,700 Yokohama USS5,300 Loading 2 days Unloading 1 day	Rangoon USS6,000 Manila USS4,800 Singapore USS6,000 Yoesu USS4,200 Hong Kong USS4,800 Kaohsiung USS4,200 Yokohama USS4,800 Loading 2 days Unloading 1 day	
(C) Exchange Rate	US\$1 = ¥240	US\$1 = ¥240	

Table 5-11 Pressurized Tanker Freight Rate from Rangoon

Distination	Distance (miles)	Freight Rate (US\$/T)	
		1,500 MT	1,000 MT
Yokohama	4,025	153	192
Yoesu	3,631	140	176
Kaoshiung	2,745	111	140
Manila	2,463	103	128
Hong Kong	2,546	104	132
Singapore	1,120	57	75

(7) ラングーンFOB価格

前述の前提からラングーンFOB価格を計算すると第5-12表及び第5-13表の通り。両表から考慮にあたいしない横浜及び麗水を除きラングーンFOB価格をビルマ側との討議により140US\$/Tにきめた。今回のプロジェクトのF/Sは、輸出船型を1,500T積をベースとして設備計画及び運用計画が作成されている。しかし、価格の決定に際してはシビアな立場から1,000T積のケースも加味してこの価格をきめた。高圧船の運賃は、新造船を前提にしているが既存船を利用すれば割安に用船出来ると考えられるので、今後数年間は140US\$/Tを下廻ることは考えられないし、本プロジェクトの経済分析では輸出価格を140US\$/Tの据置と考えても妥当であろう。

5.3 ビルマのLPGの将来性

5.3.1 Phase IIで生産されるLPGは原油随伴ガスを原料にしているからオレフィンが含まれないため、国際規格に合致する良品の製品である。

今回の調査で、シリアムでは脱オレフィン装置を使用してオレフィン分を数%に抑えるよう計画していて内需用及び輸出用とも問題がないが、マン製油所の製品については不飽和分(15~20%)は除去されず基本的には内需用に計画されている。内需用には品質上使用可能であるので妥当な政策と思う。

後述の様にマンのオレフィンを含んだLPGは本年7月中旬にシンガポールに石化用に輸出されることになっているが、製品中の高オレフィン含有率のため、国内需要が増加するまでは、割安価格になってもシンガポールの石化用に輸出する以外に好い方法は

Table 5-12 Estimated LPG Price (FOB) Rangoon

Unit: US\$/T

		Japan (Yokohama)	Korea (Yoesu)	Taiwan (Kaoshiung)	Philippines (Manila)	Hong Kong (Hong Kong) via Manila
Estimated	Ras Tanura FOB	206	206	206	206	206
cost of	Refrigerated Tanker freight	35	32	28	27	27
Middle	Estimated Terminal cost	20	30	30	30	30
East LPG	Pressurized Tanker freight	—	—	—	—	50
	Total	271	268	264	263	313
1. In case of 1,000T						
	Pressurized Tanker freight from Rangoon	192	176	140	128	132
	FOB price Rangoon	79	92	124	135	181
2. In case of 1,500T						
	Pressurized Tanker freight from Rangoon	153	140	111	103	104
	FOB price Rangoon	118	128	153	160	209

Table 5-13. Estimated LPG Price (FOB) Rangoon

Unit: US\$/T

	Singapore		
	LPG	LPG (NAPHTHA)	
Market Price	220	219	
1. In case of 1,000T			
Pressurized Tanker freight	75	75	from Rangoon
FOB price Rangoon	145	144	
2. In case of 1,500T			
Pressurized Tanker freight	57	57	from Rangoon
FOB price Rangoon	163	162	

Remarks:

Market Prices of Singapore.

L.P.G. = Experimental Spot Quotes (FOB Singapore) of Platts LPGAS WIRE published weekly.

L.P.G. (Naphtha) = L.P.G. price equivalent to Naphtha price.

Naphtha = Spot market prices of PLATT'S PRICE REPORT published daily.

The LPG prices competitive with Naphtha for petrochemical use is 85-95 percent of these naphtha prices (current naphtha prices \$243/MT x 0.9 = \$219 MT).

ないと考えられる。

5.3.2 高圧ガスの取扱

LPGの最終消費の状態は高圧ガスであるが、現在国際貿易で大量に移動するLPGの貿易、輸送の最大のポイントはその輸送コストの低下にある。即ち、LPGを高圧で輸送する場合、その数量が限定されコストが高くなるため長距離の貿易・移動は経済的でない。このため冷凍技術と資材の進歩と相まってガスを冷却して常圧で液化することで多量輸送・輸送コストの引下げが可能になり大量に国際取引されるようになった。

この結果米国・日本・西欧等大量のLPGを基本的に冷凍タイプのLPGを輸入基地に陸揚し、そこで高圧に転換して二次基地へ輸送、或はパイプラインで配送するパターンを形成している。逆に言えば輸入基地には原則的に高圧LPGを受入れる設備を有していないことになる。従って本プロジェクトの高圧LPGは輸送コスト・設備両面からも近隣の地域にその市場を求めるべきと考える。

シンガポール、香港及びフィリピンの高圧船の受入基地及びその能力等は第5-14表の通り。

Table 5-14. Pressurized LPG Terminals

Country	Owner/operator	Location	Storage (m ³)	Max. cargo size (tons)
Singapore	PCS	Pulau Ayer Merbau	12,000*	3,000
	ESSO	Pulau Ayer Chawan	3,000	1,800
	Mobil	Jurong	8,500	1,500
	Shell	Pulau Bukom	8,000	2,000
Hong Kong	Caltex	Tsuen Wan	3,000	1,500
	ESSO	Tsing Yi	2,900	1,500
	HK Oil	"	3,400	1,500
	Mobil	"	3,400	1,500
	Shell	Kwan Tong	5,000	1,800
Philippines	BRC	Limay	8,000	4,000
	Caltex	Bataangas	5,000	3,000
	PSPC	Tabangao	6,000	3,000

* Storage of 9,000 M³ will be added in Autumn, 1985.

P.C.S. = Petrochemical Corporation of Singapore

B.R.C. = Bataangas Refining Co.

P.S.P.C. = Philippines Shell Petroleum Co.

シリアムLPG JETTYは今回の調査で1,500トン積船型まで着機可能になっていたのがわかったので、仕向地により出来るだけ大型船を使い運賃の低下を計りランゲーンFOB価格を向上すべきである。例えばシンガポール石化は1,500T積船型でも受入可能なので大型船を利用すれば相当の運賃の低下が期待出来る。

輸出外航LPG船手配はリスクで相当の経験を積まないと割高になるので当分の間PICはFOB契約し買手にその用船のリスクを買わせる方が好ましいと考える。

5.3.3 ビルマLPG輸出の将来性

(1) アジアのLPG需給の現状と将来予測

本プロジェクトから生産されるLPGは高压タイプであることから、その収益性を確保するためには比較的輸送費が小さい東南アジアを市場とすべきである。

5.1.3(1)世界のLPG需給の現状で述べたように現在アジア全体では消費料の70%を輸入する地域であるが、これはあくまでも日本という大輸入国が含まれているからである。日本を除くアジアの主要LPG消費国の1982年の需給実績推定は第5-15表の通りである。

Table 5-15. Actual Demand (1982) by Country

Unit: 10³T

	Demand	Domestic productions	Import (Export)
Taiwan	700	588	112
Korea	641	404	237
Hong Kong	138	0	138
Thailand	350	131	219
Philippines	255	170	55
Singapore	68	260	(192)
Malaysia	110	85	25
Total	2,232	1,638	594

これらの国の1990年のLPG需給を推計すれば第5-16表のようになる。

Table 5-16. Future Demand (1990) by Country

Unit: 10³T

	Demand	Domestic Production	Import (Export)
Taiwan	1,200	1,025	175
Korea	1,563	734	829
Hong Kong	250	0	250
Thailand	840	1,100	(260)
Philippines	320	180	140
Singapore	400	150	250
Malaysia	1,070	1,000	70
Total	5,643	4,189	1,454

(2) アジアにおけるLPG貿易の構造変化

1981年迄は冷凍LPGの受入可能な国は日本を除けば台湾に17,000Tのみであったが、LPGの増大に伴い台湾において、それ以降55,000Tの冷凍タンクが増設され、韓国でも麗水に153,000Tの地下式冷凍が1983年に完成され、更にフィリッピン(マニラ)においてシェルが50,000Tの冷凍輸入基地を完成させた。

これらの建設投資は従来日本・台湾以外には直接輸入されていなかった中東産の大量のLPGのアジアへの導入を図るものである。

また、輸出面の構造変化としては1984年まで中東LPGをバンコック沖の冷凍船から瀬取り(Transshipment)で年間約20万トン輸入していたタイが1985年にRayongのLPG回収設備が完成し、その生産品(約40万トン/年)の大部分は国内消費されるが数年間は需要の少ないプロパンは輸出せざるを得ないだろう。

マレーシアは従来国内需要の不足分として少量のLPGを輸入していたが1985年中央から年間約300×10³T冷凍LPGを日本、韓国等に輸出するように変化した。

インドネシアは既存のアルジュナ(Ardjuna)、サンタン(Santan)の輸出に加え1985年からタンジュ・ユーベンから年間450×10³T、1988年からアルンから年間1,800×10³T、ポンタンから年間300×10³Tを輸出を計画している。

(3) ビルマLPG輸出に関する提言

再三述べたように本プロジェクトのLPGの数量規模、輸送の方式を考慮すると如何に輸送コストの小さい所へ輸送するかにより本プロジェクトの収益性が左右される

ことをポイントに輸出を検討すべきである。

本調査団としては輸出に関し次の提言をしたい。

- 1) 本プロジェクトが実施される場合はその意志決定後直ちにマーケティングを開始すべきである。
 - 2) その場合先ずは近隣諸国の需要家（シンガポール、香港、フィリピン等）との精力的交渉に重点をおく。
 - 3) 当用売買を避け合理的な価格公式に基づく諸条件により長期契約を志向する。
- (4) ビルマ LPG の潜在輸出市場

ビルマ LPG の潜在輸出市場としてはシンガポール、香港、フィリピンの3つが考えられるので3市場の状況を述べる。

1) シンガポール

1983年は製油所からの生産量約 200×10^3 Tの内 70×10^3 Tを国内需要（家庭業務用（Residential sector）80%、その他工業用及び都市ガス用）に使い、残り 130×10^3 Tを香港、フィリピン、タイ等に輸出していたが1984年頭に日本とシンガポールの合弁企業としてシンガポール石油化学（Petrochemical Corporation of Singapore（Private）Limited = PCS）が操業を開始してからLPG事情は一変した。

同社はエチレン生産能力 300×10^3 T/Yを有し現在ではほぼフル操業をしている。原料としては地場のナフサ及び地場及び近隣諸国のLPGを考え、その時々安い方の原料を使用できるように設備にも柔軟性を持たせている。LPGについては当初原料の40%しか使用出来ない設備であったが、現在では70%まで使用出来るよう改造をおこなった。その結果物理的には年間約 560×10^3 TのLPGが使用出来ることになった。

これに対し現在PCSが成約しているLPG長期契約はインドネシア・アルジュナの約 $200 \times 10^3 \sim 250 \times 10^3$ T シンガポールのシェルの 100×10^3 T（これはナフサと代替可能）及びビルマが最近成約（注）した少量のみでPhase Iで生産される $61,000$ T/Yも十分吸収可能である。従ってビルマもシンガポール石化を長期安定輸出先と考え現在の契約量を将来の生産量増量に合せ増量するよう交渉すべきだと考える。

（注）1985年4月29日発行のBusiness Times（Singapore）に次の記事が載っていた。

“シンガポール石化がビルマからLPGを5年契約で購入”

○PCSと三菱商事がビルマLPGの5年契約に合意。

- かつてなかった長期契約はPCSに安定給供を保証する。
- 第1船は本年7月到着予定。

2) 香 港

消費量は年間約 160×10^3 Tであり、その輸入の殆んどはシンガポールの製油所の生産品であった。シンガポール石化がLPGを使用しだすとシンガポールから輸入が出来なくなりフィリピンから中東産のLPGを高圧船又は他国から高圧船で輸入せざるを得なくなった。

1985年には 200×10^3 T、1990年には 250×10^3 T、1995年には 300×10^3 Tの輸入が見込まれる。

香港向ラングーンFOB価格がシンガポール石化向の長期契約価格（FOBラングーン価格）より高い価格が長期に期待出来るのであれば、香港と長期契約を交渉すべきであろう。

需要は殆んど家庭業務用である。

3) フィリピン

消費量は1983年で約 200×10^3 Tであった。需要の85%は家庭の厨房用である。この需要はLPG価格と電気代に非常に敏感で多くのユーザーはプロパンの調理機器と電気ポットの両方を持ち安い方を使う。以前はLPGは地場の製油所から殆んど供給されたが製油所からの供給が需要に追いつかないため輸入が増加した。

シエルのタベンガオ（Tabangao）の冷凍輸入基地が1983年に完成したが経済問題及び外貨不足により1983年輸入量はわずかに 50×10^3 Tに留まった。経済問題が今後数年以内に緩和されるとして需要は1985年に 230×10^3 T、1990年に 320×10^3 T、1995年に 500×10^3 Tと予想される。

ラングーンからフィリピンに輸出する場合は前述の冷凍基地よりも高圧船受入基地に輸出した方がラングーンFOB価格は、冷凍基地—高圧基地間の転送運賃分だけ上昇するので必ず直接高圧受入基地に輸出すべきである。

5.4 その他副産品の需要と価格

5.4.1 副生ナフサ

Phase Iから副生されるナフサは年間約3,200 Tで、この数量は近隣諸国の石油化学用に十分吸収可能でその輸出価格（ラングーンFOB価格）はシンガポールの最近の価格に基づき225 US\$/Tとした。

5.4.2 リーン・ガス

チヤンギン抽出プラントから副生されるリーン・ガスは発電所及びセメント工場（

Cement mill) の燃料用, 及びメタノール工場の原料用に 1.8K/1000SCF で販売されることになっている。

5.5 国内市場開発

1981年に前回の調査団が調査した時のビルマ国内需要量は700T/Yであったが、1985年度の計画数量も1,200T/Yで増加していない。今後短期間に約1.2倍に国内需要を急増するためにPICは次のような国内市場開発計画を考えている。

5.5.1 PICの国内市場開発計画

(1) 背景

ビルマのLPG国内市場は1960年代にHIC管轄の工場で電球の国内生産と共に始まった。その当時ビルマではLPGは生産されていず、主に日本から2トンのコンテナ一詰で輸入されていた。使用品種はプロパンで年間わずか50Tの消費しかなかった。

LPGの国内生産は1982年マン製油所で開始され、HICに国産LPGが供給された。ガラス瓶及び板ガラスの製造がシリアム(Syriam)とバシーン(Bassein)でそれぞれ陶器工業公社(Ceramic Industries Corpotion)の手により開始され、1984年マンからLPGが供給された。

本年度も国内需要はわずか1,200Tしかないが、その理由はビルマ国民がLPGの安全な使用法を十分教育されておらず、炊事用のLPG使用が導入されていないからである。現在政府機関は国民が遵守すべき詰法令及び規則を立案中である。そうすればLPGは、選ばれた分野、例えば大ホテル及びホテル、軍隊の宿舎及び病院に炊事用熱料として導入されるだろう。

(2) 配送

一般大衆へのLPG導入には地域配送のための小売センターの発展が必要であり、ラングーン、マンドレー(Mandalay)、ミグー(Magwe)、モウルメイン(Moulmein)、バシーン(Bassein)、プロム(Prome)がLPG配送の最初の地域になるだろうと考えられている。かかる配送の主管当局はP.P.S.Cであるが安全な能率的な操業についてはPICと密接に協力することになっている。

(3) 詳細

国内市場開発の主要な詳細は次の通り。

- (a) 工業用顧客の選定
- (b) 公衆顧客の選定
- (c) 自動車用燃料として利用

- (d) 異った種類の顧客への販売数量の割当
 - (e) P. P. S. Cとの緊密な協議で配送地域の設定
 - (f) かかる配送センターの設立
 - (g) L P G 容器の在庫管理, 試験及び証明
 - (h) 安全作業及び強制的な安全手続の監視
 - (i) ユーザーの困った事例のフィードバック及びその矯正措置
- (4) スケジュール

L P G の国内用途への導入は次の様に計画されている。

- (a) 切削などの軽工場, 工場及び小企業へのプロパンの導入
- (b) ホテル, 公共炊事場及び病院の加熱用(主として炊事用)のブタンの導入
- (c) 大都市住民の家庭炊事用へのブタン導入
- (d) 自動車用燃料としてプロパン及びブタンを導入

現在, 上記4分野でのL P G 使用の可能性を評価する作業が進行中で関連データが収集され次第, 詳細な予定を明確にする。

(5) 費用と効果

国内市場へのL P G 導入にかかる費用はP. I. C とP. P. S. Cとの共同負担であるが, 最初の間はP. I. C が他の公社にだけ販売するだけだから費用は少ないだろう。然し, 一般大衆のための配送センターが設立されたら, 年間10万チャット程度の費用が連続5年間必要になるだろう。

L P G 導入の効果は次のような効果をもたらすだろう。

- (a) 大衆が効率的な燃料を入手できる。
- (b) 大衆が燃料として木材又は炭を使用するのが少なくなるから森林資源の保護になる。
- (c) 自動車用燃料に使われたらL P G は自動車用ガソリンにとって代るだろう。

5.5.2 国内市場開発に関する提言

以上のようにP I C では国内市場開発計画を考えているが, 本年度1200 T / Y の国内需要を1990年度以降で14,500 T / Y と1.2倍余に激増されるのは色々な問題があると考えられるけれども, 国内需要増加のため本調査団は次の提言をしたい。

- (a) L P G の燃料特性, 利点, 安全取扱方法等の知識を民衆に早急に普及させることが急務である。そのためにはL P G の大消費国例えば日本の専門家派遣を早急に要請しL P G 取扱規則の作成及び市場開発計画(注)の立案に協力させることは極めて効果的であると考えられる。
- (b) 現在のL P G の国内工場渡し価格(プロパン2,000 K / T, ブタン1,550 K / T)は

競合燃料（電気、灯油等）に比べ相当割高なようなので、LPG需要を増大させるためにはLPG価格を下げるか、補助金を出すことが必要であろう。

注、JICAの専門家の仕事としては、次のようなものが考えられる。

- イ、需要の情報の収集、分析、需要見通し、需要促進策、LPG機器の導入
- ロ、配送システム（設備及び運営）
- ハ、実施（帳簿管理、コンピュータ化）
- ニ、安全法令の作成、取扱マニュアルの作成
- ホ、研 修

第 6 章

L P G回収設備の基本計画

第 6 章 LPG回収設備の基本計画

6.1 LPG回収設備の概要

ビルマのLPG総合開発計画のPhase I - Part 2・Phase II 及びPhase IIIの設備計画は次の第6-1表の通りである。

6.2 LPG回収設備の規模の決定

6.2.1 チャンギンLPG抽出設備

LPG抽出設備の規模は、次の要因について検討され、決定される。

- ・LPGの需要
- ・原料ガスの生産料及び入手性
- ・副生リーンガスの需要と供給
- ・設備規模の経済性

(1) LPGの需要

ビルマ国内における需要のみを考えるならば、第5.1節に述べた如く非常に少なく、需要としては輸出を対象とする。従って輸出を考慮した設備規模とする。

(2) 原料ガスの生産量及び入手性

現在のミヤノウ・シュエピタ・タンタピン油田での随伴ガスの生産量及び使用量は第4.2節に述べたとおり約 17×10^6 SCFDである。しかし今後需要の増加に対応して増産することにより、 $38 \sim 50 \times 10^6$ SCFDの量を長期にわたって充分確保できる見込である。これらのガスは全量、将来LPG抽出設備ができた場合には、このLPG抽出設備の原料ガスとして使用可能である。

(3) 副生リーンガスの需要と供給

経済性・効率性の観点から、副生リーンガスの量は、需要に見合う生産量にとどめ、余剰ガスの焼却処分は避けなければならない。チャンギンLPG抽出設備の周辺に存在する、セイタのメタノール工場・チャンギンのセメント工場・ミヤノウの発電所のリーンガスの引取規模とタイミングにあわせた生産を行う。リーンガスの生産量が不足する場合は随伴ガス・天然ガスで補う。

(4) 設備規模の経済性

通常、このようなプラントの建設費は設備規模の比の0.6～0.8乗に比例するといわれている。従って、設備規模が大きくなる程、単位製品当りの建設費は安くなり、経済的であるといえる。

以上のことより、(1)・(4)項は規模の大きい程好ましいことを示しているので、(2)項の

Table 6-1. Outline of LPG Recovery Facilities

Phase	Facilities Plan	
	Facilities	Outline of Facilities
Phase III	Kyangin LPG Extraction Plant	<ol style="list-style-type: none"> (1) LPG extraction facilities and ancillary equipment are to be provided for extracting LPG from Myanaung, Shwepyitha and Htantabin's associated gas. (2) Electric power transmission line and ancillary equipment are to be installed from Myanaung power station to Kyangin LPG Extraction Plant site. (3) Pipe line of associated gas for receiving feed gas is to be installed from Shwepyitha oil field to Kyangin LPG Extraction Plant site. And a part of pipe line of lean gas is to be installed. (4) Pipe lines are to be provided for pumping LPG to Kyangin LPG Terminal and Naphtha to Kyangin Jetty through Kyangin Terminal, and for supplying utilities.
	Kyangin LPG Terminal	<ol style="list-style-type: none"> (1) Spherical LPG tanks and ancillary facilities are to be provided as LPG collection facilities for receiving LPG from Kyangin LPG Extraction Plant. (2) Jetty for river barges, shipping pumps, LPG pipe lines and ancillary facilities are to be provided as LPG shipping facilities.
	Syriam LPG Terminal	<ol style="list-style-type: none"> (1) Newly constructed jetty for river barges and LPG ocean tankers in Phase I-part 2 is to be used new jetty now under constructing at Phase I-part 2. (2) Spherical LPG tanks and ancillary facilities are to be added to the facilities of Phase I-part 2 for receiving LPG from Kyangin LPG Extraction Plant.
	River Barges	<ol style="list-style-type: none"> (1) River barges are to be provided for transporting LPG from Kyangin LPG Terminal to Syriam Terminal.
Phase I-Part 2	Syriam LPG Terminal	<ol style="list-style-type: none"> (1) Jetty for river barges and LPG oceantankers is to be provided as LPG unloading and loading facilities. (2) Spherical LPG tanks, unloading compressors, shifting pumps, LPG pipe lines and ancillary facilities are to be provided as LPG collection facilities for receiving LPG from Mann Terminal, Syriam Refinery and Kyangin LPG Terminal. (3) Shipping pumps and LPG pipelines are to be provided as LPG shipping (Export) facilities.
	Mann LPG Terminal	<ol style="list-style-type: none"> (1) Spherical LPG tanks, LPG pipelines and ancillary facilities are to be provided as LPG collection facilities for receiving LPG from Mann Refinery and Mann GOCS LPG Extraction Plant. (2) Jetties for river barges (existing jetties to be used), shipping pumps and LPG pipelines are to be provided as LPG shipping facilities.
	River Barges	<ol style="list-style-type: none"> (1) River barges are to be provided for transporting LPG from Mann Terminal to Syriam Terminal.
Phase II	Mann GOCS LPG Extraction Plant	<ol style="list-style-type: none"> (1) LPG extraction facilities and ancillary equipment are to be provided for extracting LPG from Mann GOCS associated gas. (2) Pipelines are to be provided for pumping LPG to Mann Terminal.

原料ガスを安定的に確保できる範囲で、最大規模の設備とするのが良い。従って、リーングスの需給のバランスから見て、設備規模は原料ガスベースで 50×10^6 SCFD とする。ミヤノウ・シュエピタ・タンタビン油田の随伴ガスの混合原料ガスの組成と LPG 回収率を基に、LPG の生産量を計算すると、約 61,000 T/Y 以上となる。混合原料ガス中に $C_3 \cdot C_4$ 含有率が多い場合は、投入ガス量で調節する。

Q の生産量を計算すると、約 61,000 T/Y 以上となる。混合原料ガス中に $C_3 \cdot C_4$ 含有率が多い場合は、投入ガスで調節する。

6.2.2 チャンギンにおける集出荷・貯蔵設備

(1) 規模決定のための要因

ターミナルの規模決定に際しては、一般的に次に示す要因について検討が行われなければならない。

- ・ LPG の取扱い量
- ・ LPG の集出荷スケジュール

1) LPG の取扱い量

ターミナルの規模の決定に当って、取扱い量の決定は重要な問題である。

チャンギン LPG 抽出設備で生産される LPG は、全量をこのターミナルで取扱われる。従って取扱い量は 91,000 T/Y である。

2) LPG の集出荷スケジュール

LPG の集出荷スケジュールは、チャンギン LPG ターミナルの規模を決定するに最も重要な問題である。

ターミナルの集出荷スケジュールは、

- ・ 集出荷が集中することのないように分散させる。
- ・ タンクの貯蔵余力に無理がないようにする。
- ・ 出荷のための栈橋の使用回数は栈橋の運用可能範囲であること。
- ・ タンク設備等のメンテナンスによるターミナルの能力減を考慮する。
- ・ 集荷は毎月 1 回、前日の生産量を受け入れる。

等により計画される。

(2) ターミナル規模の決定

規模決定のための要因について十分な検討を加えた結果、ターミナルの規模は第 6-2 表に示す通りに計画するのが最適と考えられる。

Table 6-2 Scale of Kyangin LPG Terminal

Item	Scale of terminal	Remarks								
1. LPG handling volume	<table border="0"> <tr> <td>C₃ LPG</td> <td>25,600 T/Y</td> </tr> <tr> <td>C₄ LPG</td> <td>35,400 "</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><hr/></td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>61,000 "</td> </tr> </table>	C ₃ LPG	25,600 T/Y	C ₄ LPG	35,400 "	<hr/>		Total	61,000 "	
C ₃ LPG	25,600 T/Y									
C ₄ LPG	35,400 "									
<hr/>										
Total	61,000 "									
2. Tank capacity	<table border="0"> <tr> <td>C₃ LPG</td> <td>1,000 m³ x 3 units</td> </tr> <tr> <td>C₄ LPG</td> <td>2,000 m³ x 2 units</td> </tr> </table>	C ₃ LPG	1,000 m ³ x 3 units	C ₄ LPG	2,000 m ³ x 2 units	Storage capacity: Equivalent to 15 days.				
C ₃ LPG	1,000 m ³ x 3 units									
C ₄ LPG	2,000 m ³ x 2 units									
3. Shipping pump	<table border="0"> <tr> <td>C₃ LPG</td> <td>300 m³/H x 2 units</td> </tr> <tr> <td>C₄ LPG</td> <td>300 m³/H x 2 units</td> </tr> </table>	C ₃ LPG	300 m ³ /H x 2 units	C ₄ LPG	300 m ³ /H x 2 units	Loading into river barges to be done in the daytime. (within 8 hrs.)				
C ₃ LPG	300 m ³ /H x 2 units									
C ₄ LPG	300 m ³ /H x 2 units									

(3) LPG集出荷スケジュール

チャンギンLPGターミナルのLPG集出荷の計画スケジュールは、第6-3表・第6-4表・第6-5表のとおりとなる。

本計画スケジュールに従い、タンクの使用状況を求めると第6-6表の通りで、前記のターミナル規模は適正であると判断される。

Table 6-3. C₃ LPG Receiving and Shipping Schedule at Kyangin LPG Terminal

Day	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75																																																															
Loading to River Barge	↑300 ↑300 ↑300		↑300 ↑300 ↑300			↑300 ↑300			↑300 ↑300 ↑300			↑300 ↑300			↑300 ↑300 ↑300																																																															
C ₃ LPG Stock (tons)	C ₃ LPG tank capacity 1,240 T																																																																													
	1,000	Start																																																																												
0	1,078	1,156	1,234	1,012	790	568	646	724	802	880	958	1,036	1,114	892	660	438	516	594	672	750	828	906	984	762	540	618	696	774	852	930	1,008	1,086	1,164	942	720	498	576	654	732	810	888	966	1,044	822	600	378	456	534	612	690	768	846	924	702	480	558	636	714	792	870	948	1,026	1,104	882	660	438	516	594	672	750	828	906	984	762	540	316	394	472
Kyangin Plant → Terminal	← 77.6 T/D, to be shifted once a day →																																																																													

80	85	90	95	100	105	Day
	↑300		↑300		↑300 ↑300 ↑300	Loading to River Barge
C ₃ LPG tank capacity 1,240 T						C ₃ LPG Stock (tons)
← 1,000						
550	628	706	784	862	940	1,018
1,030	1,108	886	964	1,042	1,120	898
676	454	532	610	688	766	844
922	1,000	778	556	334	412	
← 77.6 T/D						Kyangin Plant → Terminal

Remark: Required time between Kyangin Terminal and Syriam Terminal.
 (1) to Syriam Terminal 3 days
 (2) to Kyangin Terminal 5 days

Table 6-4. C₄ LPG Receiving and Shipping Schedule at Kyangin Terminal

Day	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75																																																															
Loading to River Barge	↑300 ↑300 ↑300	↑300	↑300 ↑300	↑500	↑300 ↑300 ↑600	↑300	↑300 ↑300		↑300 ↑300 ↑300	↑500	↑300 ↑300 ↑600		↑300 ↑300 ↑300		↑300 ↑300 ↑300																																																															
C ₄ LPG Stock (tons)	C ₄ LPG tank capacity 1,930 T																																																																													
	Start 1,200 T																																																																													
	1,307	1,414	1,521	1,328	1,135	942	1,049	1,156	1,263	1,370	1,477	1,584	1,691	1,498	1,305	1,112	1,219	1,326	933	1,040	1,147	1,254	1,361	1,168	975	482	589	696	803	910	1,017	1,124	1,231	1,038	845	652	759	866	973	1,080	1,187	1,294	1,401	1,208	1,015	822	929	1,036	1,143	750	857	964	1,071	878	685	192	299	406	513	620	727	834	941	748	555	362	469	576	683	790	897	1,004	1,025	918	725	532	639	746
Kyangin Plant → Terminal	← 107.3 T/D to be shifted once a day →																																																																													

Day	80	85	90	95	100	105																							
Loading to River Barge	↑500	↑300 ↑600	↑300	↑300 ↑300 ↑300		↑300 ↑300 ↑300																							
C ₄ LPG Stock (tons)	853	460	567	674	781	588	695	202	309	416	523	630	437	544	651	758	565	372	179	286	393	500	607	714	821	928	735	542	349
Kyangin Plant → Terminal	← 107.3 T/D →																												

Table 6-5. Syriam Terminal Jetty and River Barges Operation Schedule

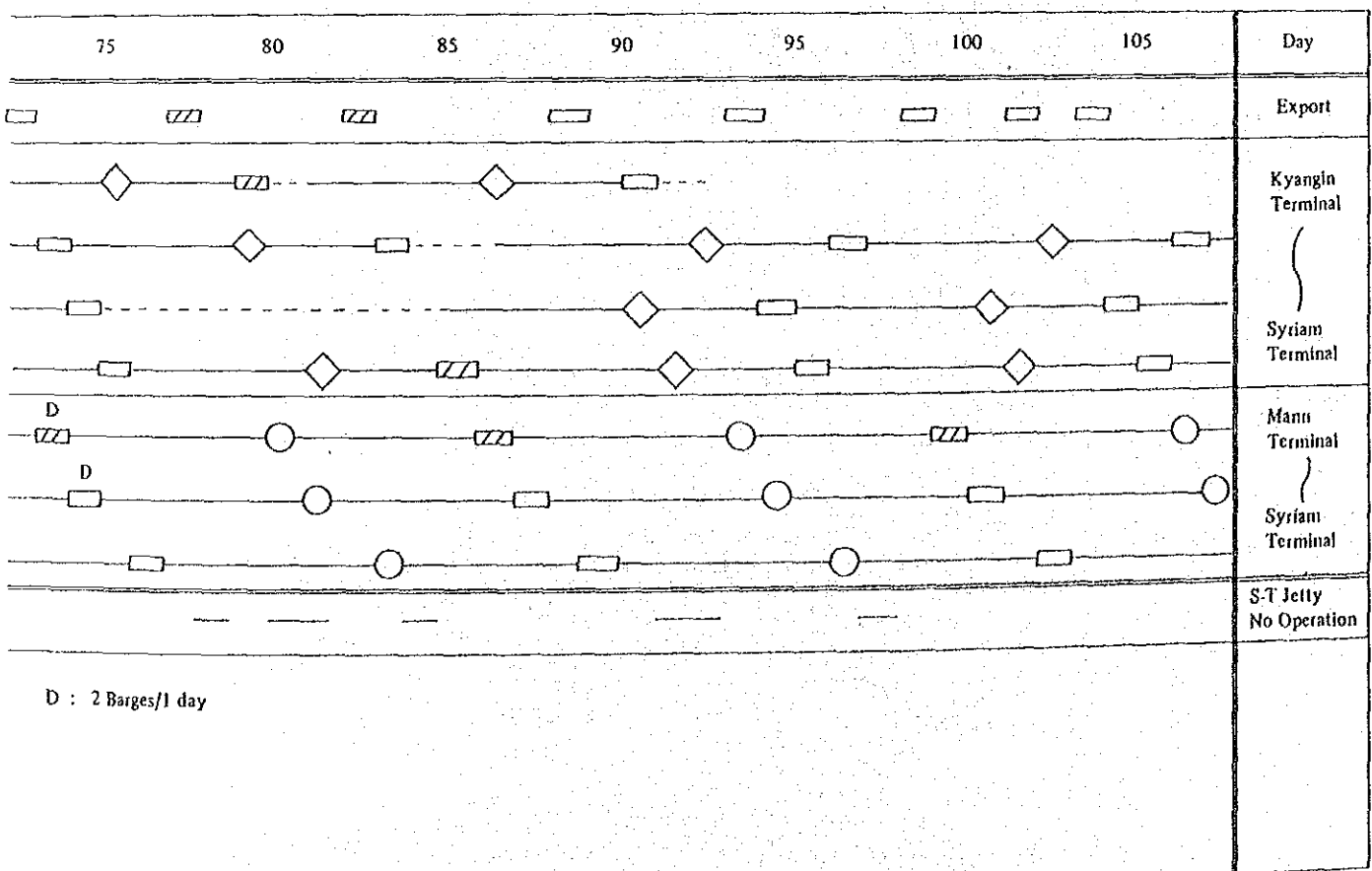
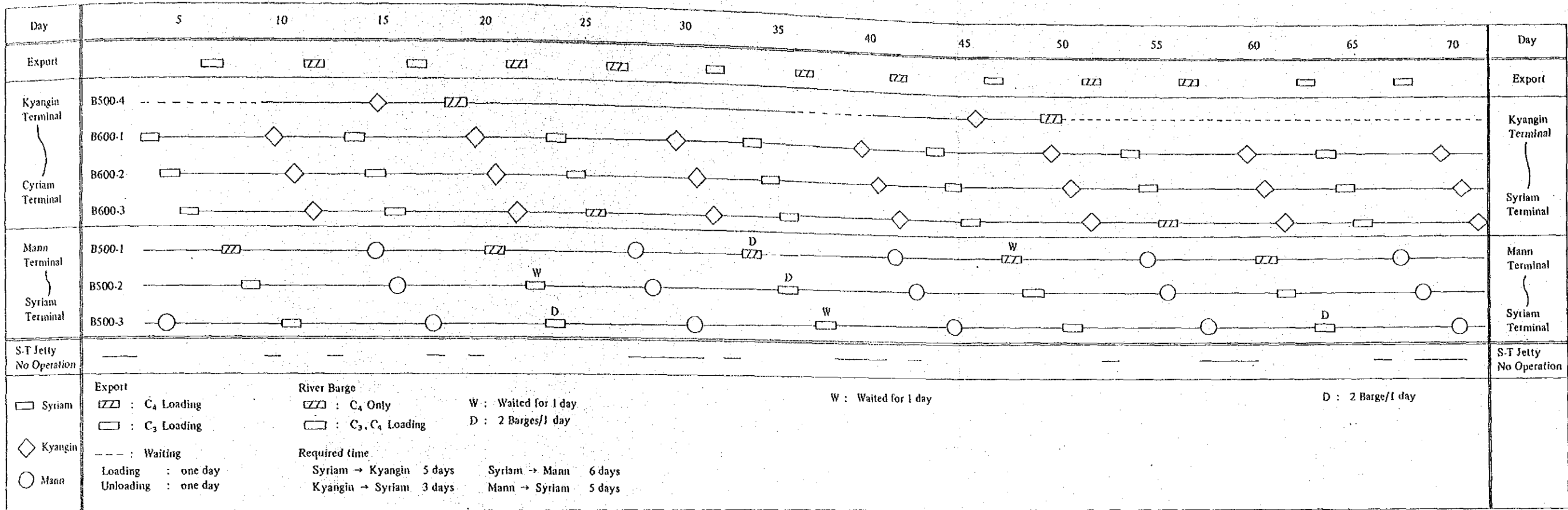


Table 6-6 Condition of Use of Tanks at Kyangin LPG Terminal

Tank	LPG handling volume		Tank capacity	Mean stock (Receiving tolerance)	Maximum stock (Receiving tolerance)
	Annual	Daily mean			
C ₃ LPG tank	25,600 T/Y	77.6 T/D	1,240 T	776 T (6 days' equivalent)	1,164 T (1 day's equivalent)
C ₄ LPG tank	35,400 T/Y	107.3 T/D	1,930 T	860 T (10 days' equivalent)	1,691 T (2 days' equivalent)

6.2.3 シリアムにおける集出荷・貯蔵設備

(1) 規模決定のための要因

ターミナルの規模決定に際しては、一般的に次に示す要因について検討が行われなければならない。

- ・LPGの取扱い量
- ・LPGの集出荷スケジュール

1) LPGの取扱い量

ターミナルの規模の決定に当たって、取扱い量の決定は重要な問題である。

ビルマのLPG総合開発計画はPhase I～Phase IIIの段階にわたって逐行されるように計画されている。しかしながらPhase Iにおいて、シリアム・ターミナルの設備計画はPhase IIIが完成した最終取扱い量で、先行的に実施されている。今回はPhase I・IIの実行計画と現時点におけるPhase IIIの計画に基づき、全面的に見直しを行ない、設備計画・運用計画を作成する。

シリアム・ターミナルにおけるLPGの取扱い量を第6-7表に示す。

2) LPGの集出荷スケジュール

LPGの集出荷スケジュールは、シリアム・ターミナルの規模を決定するに最も重要な問題である。

- ・集出荷が集中することのないように分散させる。
- ・タンクの貯蔵余力に無理がないようにする。
- ・集出荷のための栈橋の使用回数は栈橋の運用可能範囲であること。
- ・タンク設備等のメンテナンスによるターミナルの能力減を考慮する。
- ・Loading・Unloading 作業は終日可能とし、離着栈作業はDay Timeとする。

Table 6-7 Syriam Terminal's LPG Handling Volume (Unit: T/Y)

Project phase	LPG production facility	LPG output	Use	
			For export	For domestic consumption
Phase I-Part 1	Syriam Refinery COKER LPG Plant	6,900	5,900	1,000
Phase I-Part 2	Mann Refinery	13,500	—	13,500
Phase II	Mann GOCS LPG Extraction Plant	30,000	30,000	—
Phase III	Kyangin LPG Extraction Plant	61,000	61,000	—
	Total	111,400	96,900	14,500
Syriam terminal's LPG handling volume			96,900 T/Y	

(2) ターミナル規模の決定

規模決定のための要因について十分な検討を加えた結果、ターミナルの規模は第6-8表に示すとおりに計画するのが最適と考えられる。

(3) LPG集出荷スケジュール

シリアム・ターミナルのLPG集出荷の計画スケジュールは第6-5表、第6-9表、第6-10表、第6-11表の通りに計画される。

本スケジュールは、

- 1) リバーバージと外航船の集出荷は、クリテカル条件として同時に行えない。LPG 栈橋は外航船とリバーバージの兼用栈橋である。Phase IIIでは増設を行わない。
- 2) 外航船の能力は1,500+積みとして、C₃・C₄LPG 単独で船積みするとした。外航船の栈橋専有時間は1回当たり、着栈・船積み・離栈で1日とした。入港・出港の潮待ちは前日又は翌日のリバーバージの運用に支障を及ぼさないとした。
- 3) リバーバージの運用はマン・チャンギンにおける船積みを1日当たり・1バージの日中作業とし、シリアムにおける荷揚げは1日当たり・2バージの終日作業を可能とした。

等の条件をもとに計画されている。

その結果、C₃及びC₄LPGタンクの平均在庫量・タンク余力等は第6-12表の通りで、ターミナル運営から見て前記のターミナル規模は適正である。

Table 6-8. Scale of Syriam Terminal

Item	Scale of Terminal	Remarks
1. LPG handling volume	C ₃ LPG 38,770 T/Y	
	C ₄ LPG 58,130 "	
	Total 96,900 "	
2. Tank capacity	C ₃ LPG	
	1,000 m ³ x 4 units	Existing
	1,000 m ³ x 3 units	Newly provided.
	C ₄ LPG	
	1,000 m ³ x 1 unit	Existing
	2,000 m ³ x 3 units	Existing
	1,000 m ³ x 1 unit	Newly provided.
2,000 m ³ x 1 unit	Newly provided.	
3. Shipping pump	C ₃ LPG · C ₄ LPG	
	300 m ³ /H x 2 units 300 m ³ /H x 2 units	Existing Existing
4. Unloading compressor	C ₃ LPG 200 m ³ /H x 2 unit	Existing
5. Transfer pump	C ₄ LPG	
	200 m ³ /H x 2 unit 200 m ³ /H x 2 units	Existing Existing

- Notes: (1) Storage tank capacity is equivalent to 20 days.
(2) Loading into ocean tanker is to be done whole day.
(3) Unloading from river barges is to be done whole day.
(4) Capacity of unloading compressor is equivalent to LPG liquid base.

6.2.4 マンにおける集出荷・貯蔵設備

マン・ターミナルにおける C₃ 及び C₄ LPG の取扱い量は Phase I の 45,000 T/Y から今回 30,000 T/Y に大巾に削減された。これはマン製油所で生産されるオレフィン含有の C₃ 及び C₄ LPG は 18,000 T/Y から 13,500 T/Y に変更され、内需用としてマン製油所でシリンダーに充填されて出荷されるためである。このためマン・ターミナルとシリアム・ターミナル間のリバーバージ輸送は 500 隻バージ 3 隻で行われる。運用スケジュールは第 6-5 表の通りである。Phase I で建造したバージ 4 隻のうち

Table 6-9 LPG Receiving and Shipping Conditions of Syriam Terminal

LPG transportation method	Receiving and shipping volume			Transportation speed	Volume per shipping	Mean transportation frequency	Longest LPG receiving and shipping interval	Remarks
	C ₃ or C ₄	T/Y	T/D					
Pipeline transportation Syriam Refinery	C ₃	1,970	6.0	20 m ³ /H	C ₃ 50 T	C ₃ once/7 days	7 days (in view of tank stock of Syriam Refinery)	
	C ₄	3,930	11.9	C ₃ 9.6 T/H	C ₄ 100 T	C ₄ once/7 days		
	Sub-total	5,900	17.9	C ₄ 11.1 T/H				
River Barge transportation								
a) Mann Terminal	C ₃	11,200	33.9	13 days/voyage	500 & 600 tons/ships	5.5 ships/M.		
	C ₄	18,800	57.0					
	Sub-total	30,000	90.9					
b) Kyangin Terminal	C ₃	25,600	77.6	10 days/voyage		9.4 ship/M		
	C ₄	35,400	107.3					
	Sub-total	61,000	184.9					
c) Syriam Terminal total received		96,900				14.9		
Export of LPG Syriam Terminal	LPG export volume			Navigation schedule		Tanker capacity	Shipping frequency	
	C ₃	38,770	T/Y	Mean	25 days/voyage	1,500 DWT	Mean	
	C ₄	58,130					5.4 ship/M	
	Sub-total	96,900						

Table 6-11. C₄ LPG Receiving and Shipping Schedule at Syrian Terminal

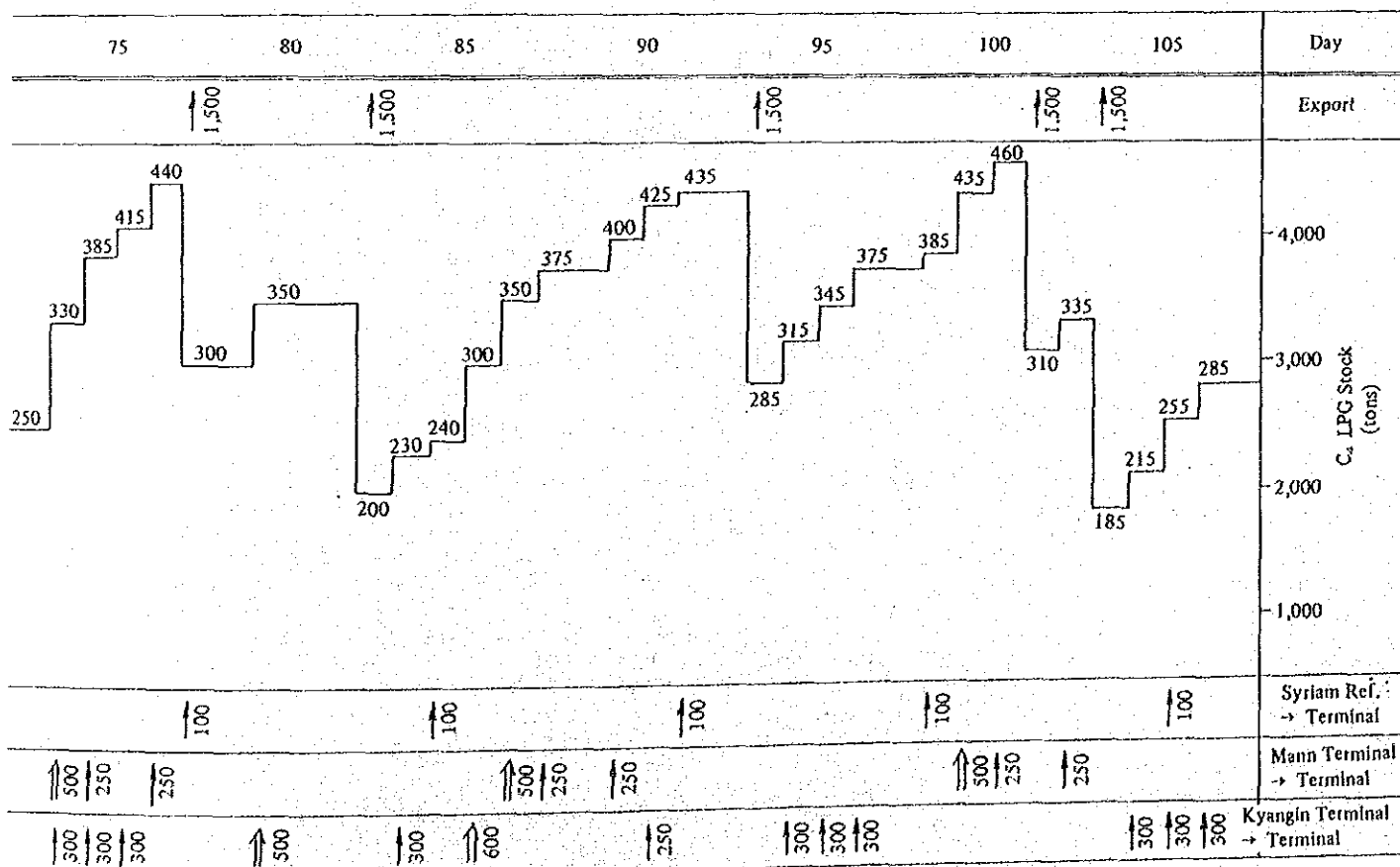
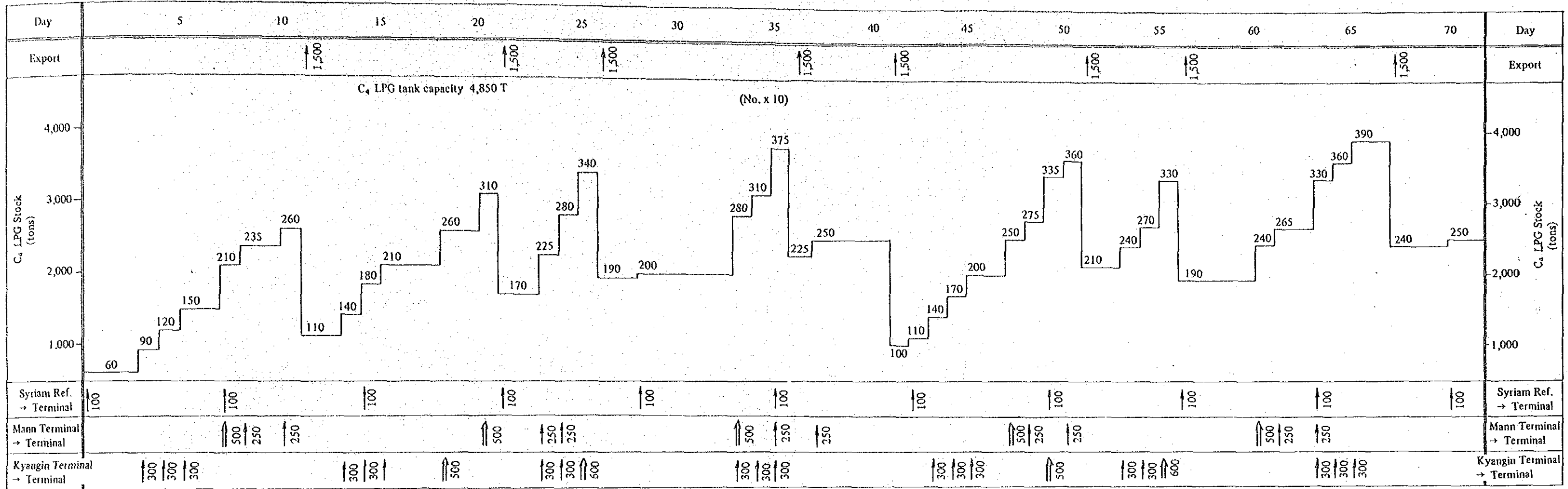


Table 6-12 Scheduled Use of Syriam Terminal Tanks

Tank	LPG handling volume		Tank capacity :	Mean stock (Receiving tolerance)	Maximum stock (Receiving tolerance)
	Annual	Daily mean			
C ₃ LPG tank	38,770 T/Y	117.5 T/D	2,900 T	1,630 T (11 days' equivalent)	2,800 T (1 day's equivalent)
C ₄ LPG tank	58,130 T/Y	176.2 T/D	4,850 T	2,600 T (13 days' equivalent)	4,600 T (1 day's equivalent)

Remark: Tank capacity: Effective capacity based on C₃ Sp. Gr. 0.46 at 45°C
C₄ Sp. Gr. 0.54 at 45°C

1 隻はチャンギン・ターミナルとシリアム・ターミナル間の輸送にまわされ、一体運営が行なわれる。

マン・ターミナルのLPGタンクは取扱量の縮小により充分余裕を持って運用される。

6.2.5 製品LPGの輸送

(1) 本プロジェクトのLPGは

- 1) シリアム製油所 (6,900 T/Y)
- 2) マン製油所 (13,500 T/Y)
- 3) マンGOCs LPG抽出設備 (30,000 T/Y)
- 4) チャンギンLPG抽出設備 (61,000 T/Y)

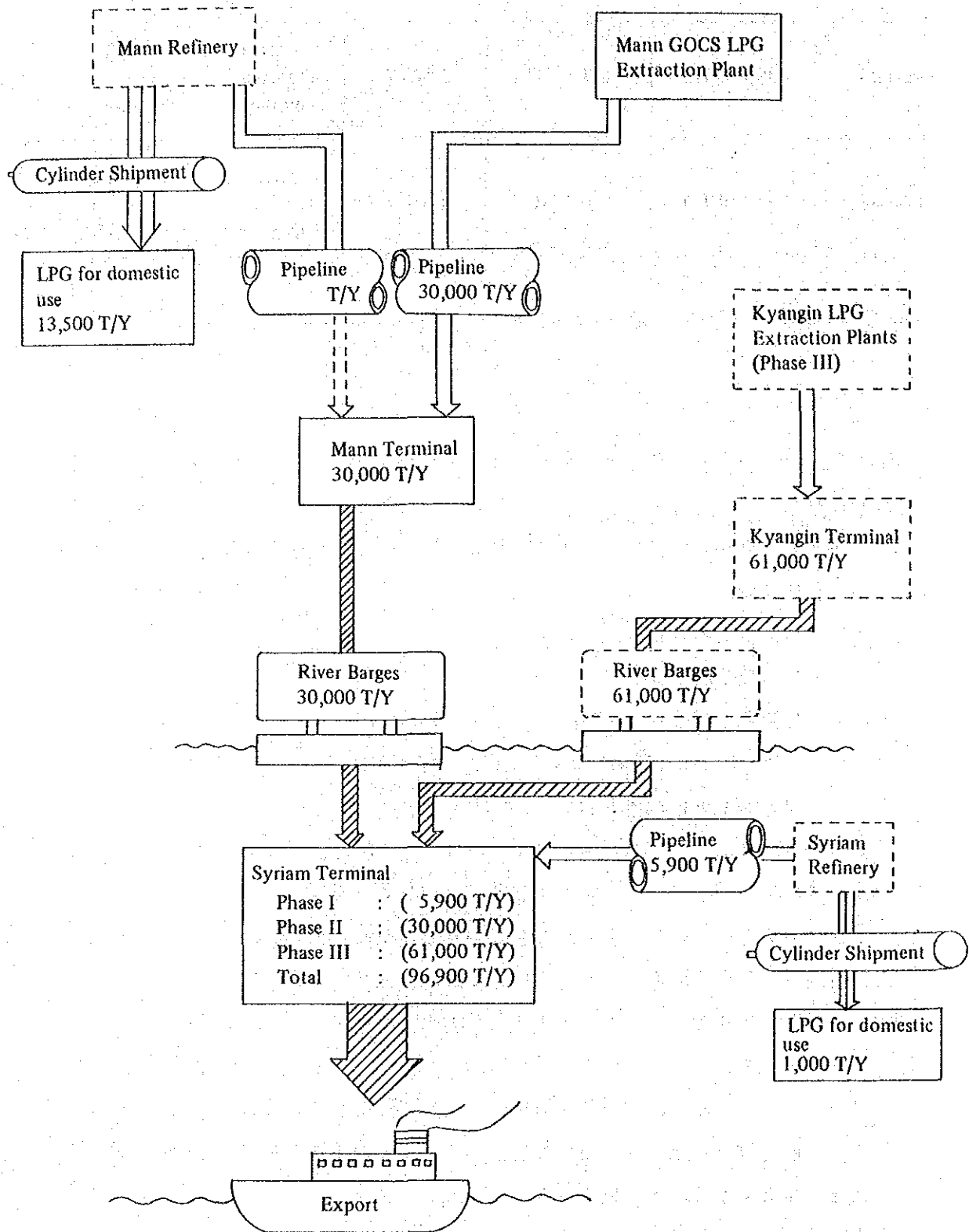
の4ヶ所で製造され、内需用の14,500 T/Yを除いた96,900 T/YのLPGがPhase IIの完成段階で、輸出することで計画されている。

(2) LPGの輸送については、高圧LPGの安全性を重要視するとともに、ターミナルと製造場所との立地関係、LPG輸出港の選定、各ターミナルの運営及びリバーバージの運航等の関連で第6-1図の通りに計画するのが適当と判断される。

(3) チャンギン及びマン・ターミナルからシリアム・ターミナルへのLPG輸送に用いるリバーバージの能力は輸送量・航行日数・Loading及びUnloading日数・Terminalのタンク能力等から第6.2.3項の(3)のリバーバージの運航スケジュールの検討通り下記のように計画するのが、適正と考えられる。

既設 (Phase I 計画) : 積載能力 250 T × 2 / 1 隻

Fig. 6-1 LPG Transportation System



	隻 数	4
新設 (Phase II 計画) : 積載能力		300T×2 / 1 隻
	隻 数	3

6.3 プラント・ターミナルサイトの決定

LPGターミナル及びLPG抽出装置のサイトの選定に際して、次のような事項について検討を行ない、本プロジェクトとして最も有利と判断されるプラント・サイトを選定した。

- (1) 原料ガス生産地点とLPGの製造地点
- (2) 副生ガスの消費地点と副生ガスの製造地点
- (3) LPGの製造地点と輸送
- (4) 製品LPGの市場と輸送ならびに先行計画との関連
- (5) イラワジ河の河川の状況
- (6) プラント・ターミナル・栈橋の建設費
- (7) サイトの地形、土質等の地盤条件・気象条件
- (8) 建設工期
- (9) ユーティリティの入手
- (10) 環境問題

その結果は第6-13表に示す通りである。

6.4 配管計画

Phase IIの配管計画は、次の内容のものである。

- (1) LPG抽出設備の原料ガスの随伴ガスを、シュエピタ・ミヤナウ・タンタビン油田からチャンギンLPG抽出設備迄移送する配管とシステム。
- (2) LPG抽出設備で副生するリーンガスを、プラントサイトからリーンガスの消費先のミヤナウ発電所・チャンギン・セメント工場、セイタメタノール工場に移送する配管とシステム。
- (3) チャンギンのLPG抽出設備とターミナル及び栈橋間のLPG・ナフサ・ユーティリティの移送配管及びシステム。

以上の配管に対し、次の事項について検討を行ない、本プロジェクトとして最も有利と判断される配管計画を作成した。

- 1) 既設のシュエピタ・ミヤナウ・タンタビン油田から、ミヤナウ発電所・チャンギンセメント工場・セイタメタノール工場間のガス配管及びコントロールステーションの

Table 6-13. Selection of Plant Site

Item	Kyangin LPG Extraction Plant	Kyangin Terminal	Syriam Terminal Expansion
1. Proposed plant site	Near existing Kyangin Cement Mill (See Fig. 5-3)	River side at Malakagon for Jetty Paddy field area on land side of new jetty (See Fig. 5-3)	Paddy field area next the Tank yard in Syriam Terminal (See Fig. 5-2)
2. Reason for selection (1) Associated gas and lean gas transportation condition	It will be necessary to construct the Extraction Plant near oil field and lean gas user's factories. Because it has to receive feed stock gas from oil field and supply lean gas to factories after recovery of C ₃ and C ₄ .	—	—
(2) Product LPG marketing and transportation conditions	No particular limitation is observed in aspects of the plant's location for pipeline transfer of product LPG to new Terminal.	Locating the Terminal and Jetty near Kyangin LPG Extraction Plant site will be necessary for loading product LPG on river barges for transport of the Syriam Terminal for LPG exports.	Since all of the LPG output of this Phase III project is to be exported, the Syriam region is optimum in that it permits use of existing the Syriam Terminal's jetty and facilities and is to be handled by existing Syriam members.
(3) Plant construction cost and schedule	It's most suitable place in view of construction cost and construction schedule.	The Terminal will be located at the near place from new jetty in aspects of operation for loading into river barges. Though the proposed site will require additional costs for filling up the existing paddy fields with earth, there aren't other site that appears more advantageous than the proposed site from general observation.	The site is suitable as observed from the aspects of conveyance of construction equipment and materials, supply of utilities for construction purposes and relationship with existing facilities.
(4) Meteorological and geological conditions	There are good soil conditions and comparatively flat place. No particular problem.	The jetty will be located in aspects of Irraddy River's conditions. This site is recommended by Burma as the most suitable place for river jetty. There are stable river current and appropriate depth for river barge operation.	No particular limitation is observed. It will be necessary to fill up the existing paddy fields with earth as the Syriam Terminal was done.
(5) Utilities condition	A power transmission line for receiving electricity from the Myanaung power station will be necessary, also a pipeline for receiving water from new jetty will be necessary. The other utilities facilities inside the plant site will be necessary.	A power transmission line for receiving electricity from Kyangin Plant site and water pipeline will be necessary.	All of utilities will be received from existing Syriam Terminal.
(6) Environmental	There are a few houses near the plant site. But it is possible to keep a safe distance between Plant site and the houses.	It will be located far away from the railway for the purpose of safety.	No problem, because this is only expansion of the tank facilities in the Syriam Terminal.

Fig. 6-2 Syriam Terminal Site

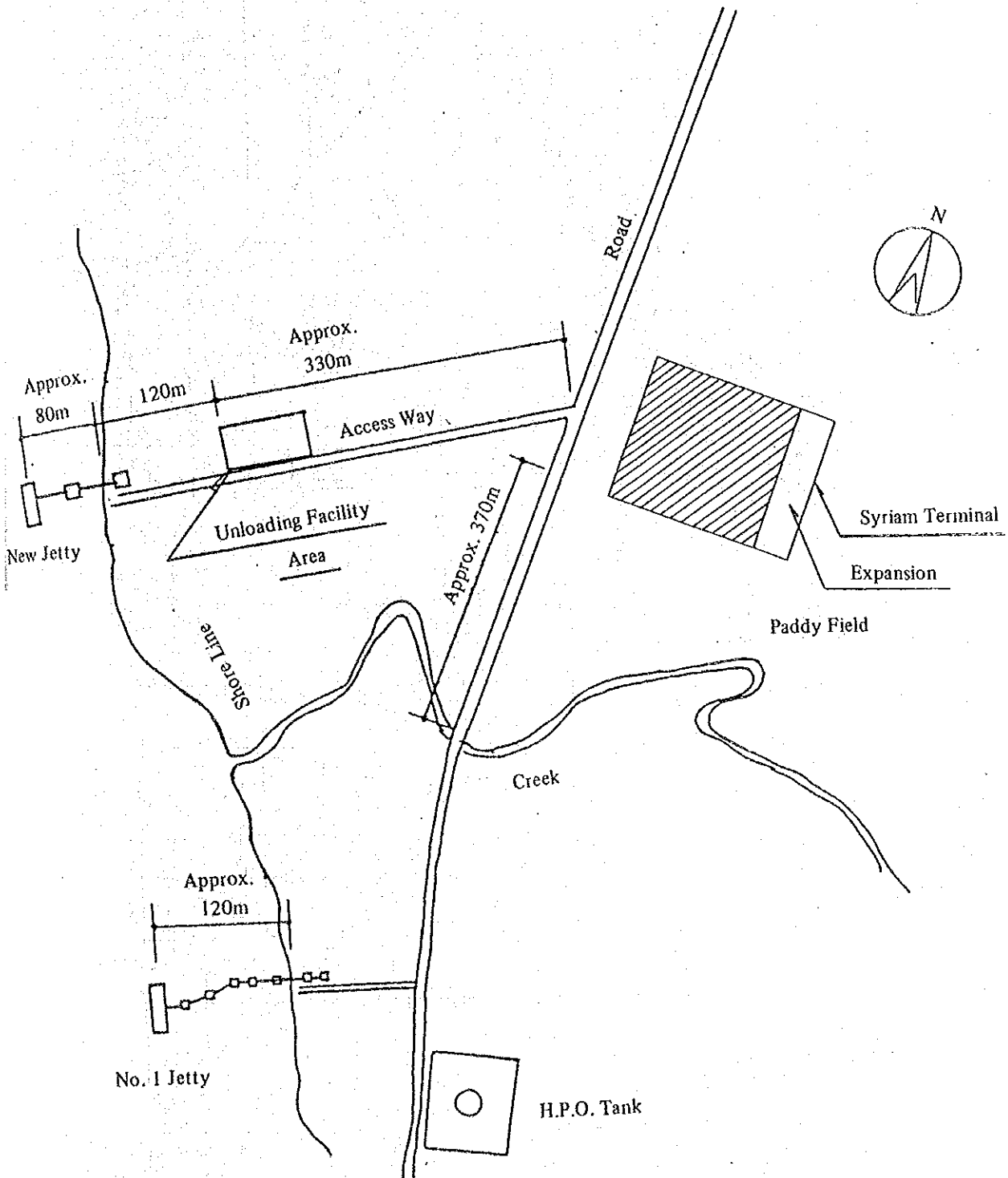
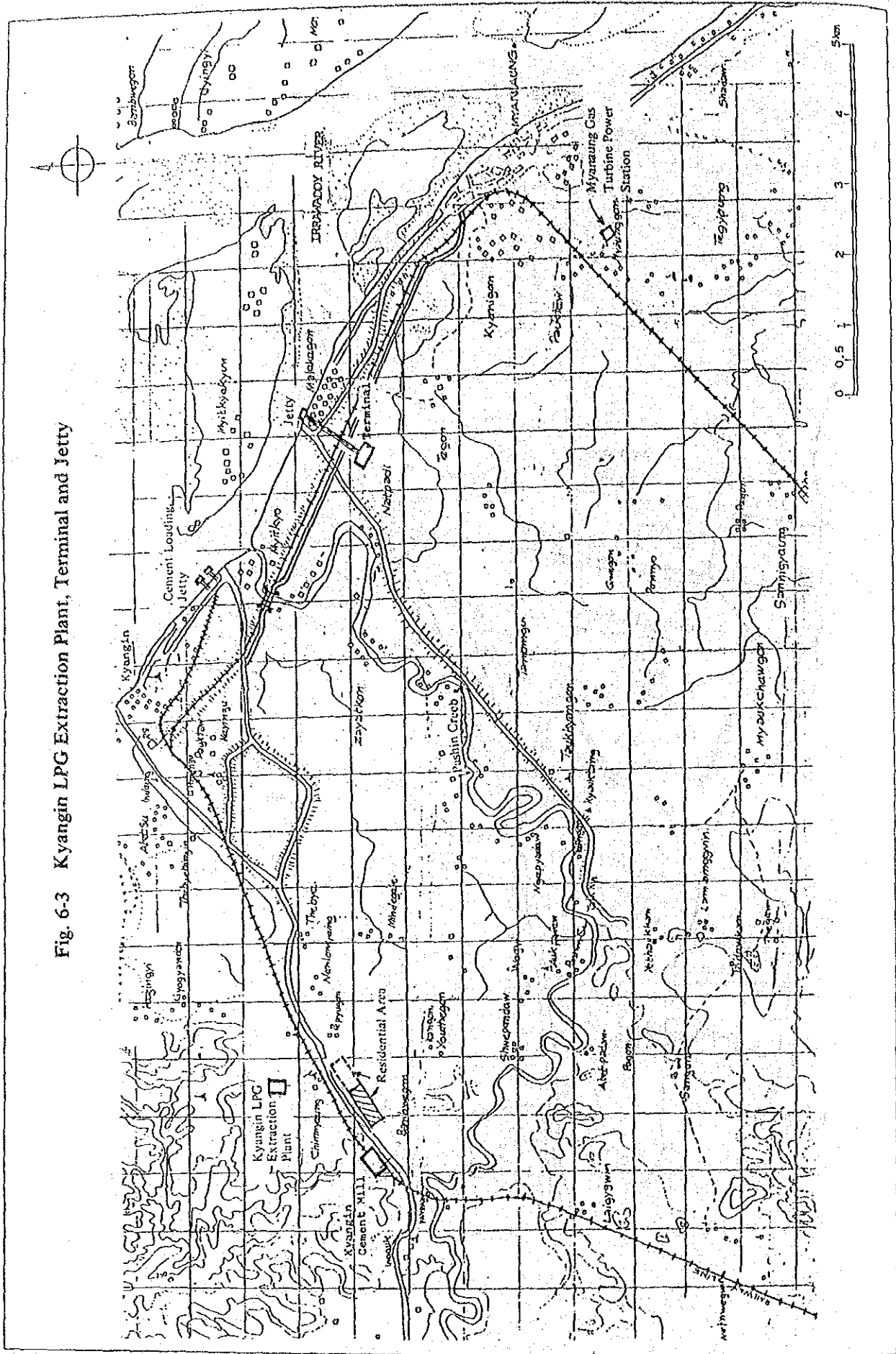


Fig. 6-3 Kyangin LPG Extraction Plant, Terminal and Jetty



有効利用。

- 2) 井戸別の随伴ガスの生産量と利用可能な井戸元の圧力
- 3) プラントサイトの原料ガスの受入れ圧力と昇圧コスト
- 4) 井戸別の随伴ガスの生産量の推移
- 5) リーンガスの各ユーザー別の消費量と受入れ圧力
- 6) プラントサイトのリーンガスの圧力系統別の発生量
- 7) 配置計画
- 8) メンテナンスと安全対策
- 9) 建設費

以上に基づき配管計画は第6-4図の通りである。随伴ガスリーガス、LPG及びナフサの配管は原則として埋設とする。

6.5 電力供給計画

6.5.1 ビルマ国の送電供給システム

現在、ビルマ国の送電供給システムは次の2主要システムにより構成されている。

- (1) ラピタ (Lawpita) の水力主体による送電システム
- (2) プロム・ミヤナウ (Prome・Myanaung) 送電システム

(1)については、ラピタ水力発電所 168.5 MW の電力は、トウング (Toungoo) 経由で 230 kV の送電線でラングーン (Rangoon) に供給され、ラングーン近郊の火力発電所に連系されている。またラピタ発電所は、132 kV・66 kV 送電線によりツアジ (Thazi) 経由で、マングレイ (Mandalay)・チャウク (Chauk) 地域に電力を供給し、チャンチャウ (Kyungchaung) 発電所とも連系されている。

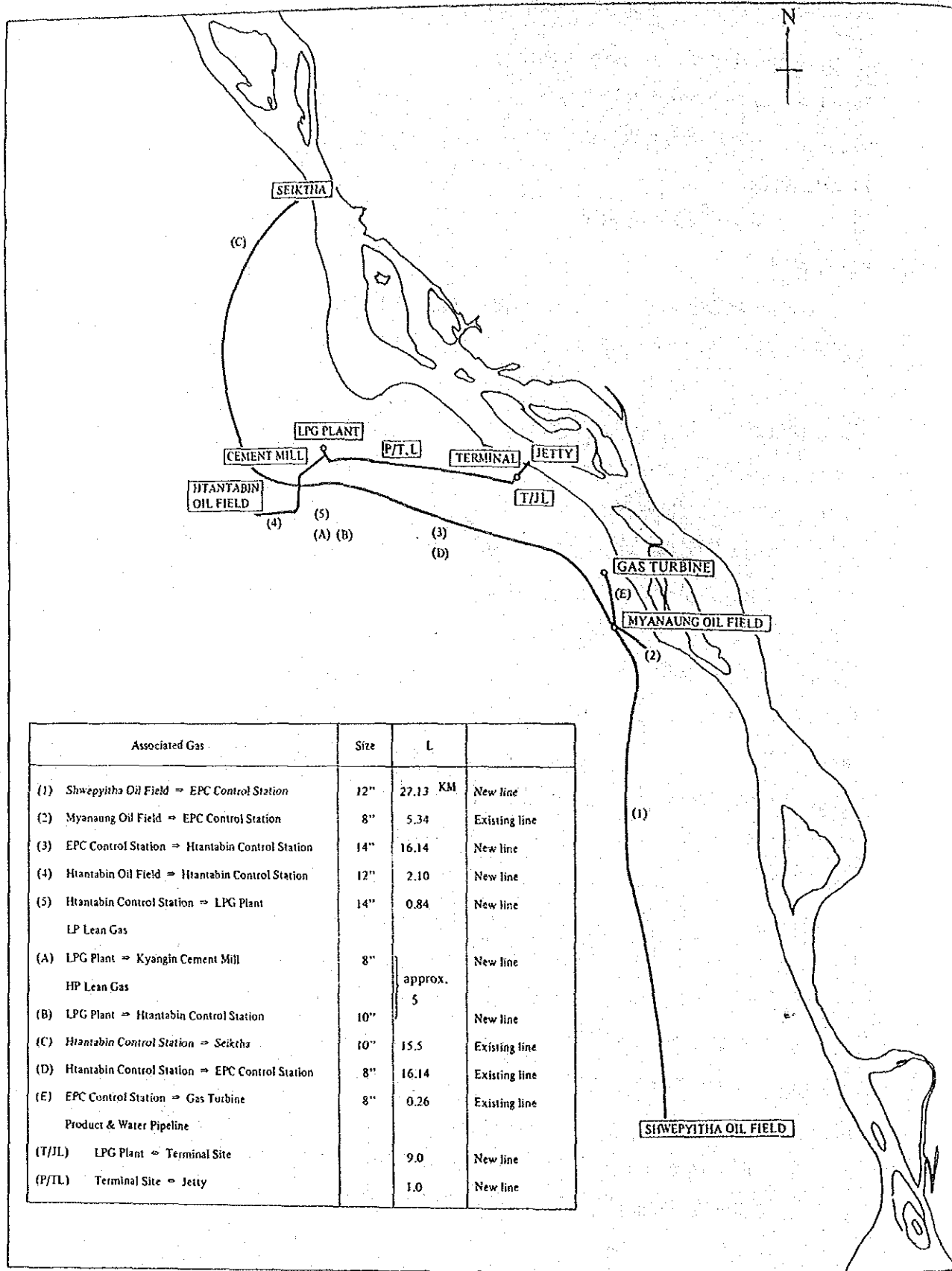
(2)については、プロム (Prome)・ガスタービン発電所 36.9 MW、ミヤナウ・ガスタービン発電所 (Myanaung Gas Turbine Power Station) 67.65 MW と連系され、これらの電力はプロム (Prome)・ミヤナウ (Myanaung)・ヘンザダ (Henzada)・イエギ (Yegzi)・バッシーン (Bassein)・ミヤンミア (Myangmya) へ 66 kV 送電線にて供給されている。これによりミヤナウ発電所全停電時でも、各供給先はプロムからの連系線により電力供給をうけることが可能である。

今回のLPG回収設備の近辺にチャンギン (Kyangin)・セメント工場 (Cement Mill)がある。チャンギン・セメント工場は、ミヤナウ・ガスタービン (Myanaung Gas Turbine) 発電所より3φ66 kV 1回線の送電線で電力供給を受けている。

ビルマ国送電線系統図は第6-5図のとおりである。

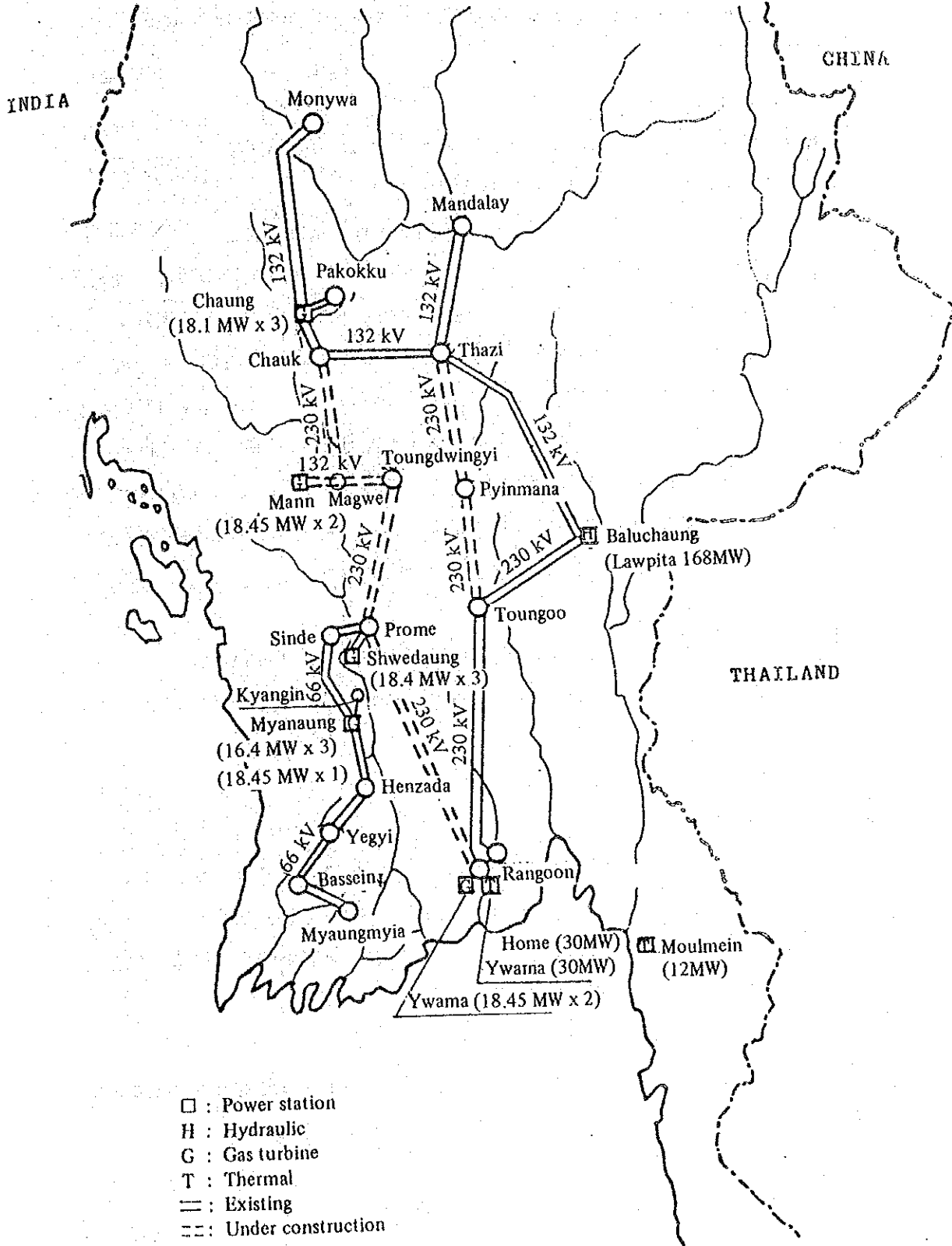
Fig. 6-4 Myanaung, and Kyangin Industrial Area

[Pipeline Route Map]



Associated Gas	Size	L	
(1) Shwepyitha Oil Field ⇒ EPC Control Station	12"	27.13 KM	New line
(2) Myanaung Oil Field ⇒ EPC Control Station	8"	5.34	Existing line
(3) EPC Control Station ⇒ Htantabin Control Station	14"	16.14	New line
(4) Htantabin Oil Field ⇒ Htantabin Control Station	12"	2.10	New line
(5) Htantabin Control Station ⇒ LPG Plant	14"	0.84	New line
LP Lean Gas			
(A) LPG Plant ⇒ Kyangin Cement Mill	8"	approx. 5	New line
HP Lean Gas			
(B) LPG Plant ⇒ Htantabin Control Station	10"		New line
(C) Htantabin Control Station ⇒ Seiktha	10"	15.5	Existing line
(D) Htantabin Control Station ⇒ EPC Control Station	8"	16.14	Existing line
(E) EPC Control Station ⇒ Gas Turbine	8"	0.26	Existing line
Product & Water Pipeline			
(T/JL) LPG Plant ⇄ Terminal Site		9.0	New line
(P/TL) Terminal Site ⇒ Jetty		1.0	New line

Fig. 6-5 Power Grid System



6.5.2 LPG回収設備への電力供給計画

(1) 電力供給容量

第7.1.3項設備概要の通りLPG回収設備への電力供給容量は $3\phi 5,000\text{kVA}$ である。

(2) 電力供給方式

LPG回収設備への電力供給方式は次の2つの方法が考えられる。

1) 既設送電線から分岐して送電線を建設する。

2) ミヤノウ・ガスタービン発電所から専用送電線を建設する。

既設送電線からの分岐については、チャンギン・セメント工場の現在の負荷は10.5 MW ($3.5\text{ MW} \times 3$ ユニット) であり、また1ユニット増設中である。増設分を考慮すると、負荷容量は14 MW ($3.5\text{ MW} \times 4$) になる。この専用送電線から分岐してLPG回収設備へ電力供給を行うことは、容量的に難しい。そこで今回LPG回収設備までミヤノウ・ガスタービン発電所から専用送電線を建設して電力供給を行うのが最適と考えられる。また、送電線の回線数については、LPG回収設備側に自家発電設備等を設置し、プラントが安全に停止するよう計画することにより1回線とした。

6.5.3 ミヤノウ・ガスタービン発電所の概要

(1) 設備概要

ミヤノウ・ガスタービン発電所の最大供給可能容量は67.65MWである。発電機は $24.875\text{MVA} \times 3$ 台、 $25\text{MVA} \times 1$ 台設置されている。主要変圧器は $24\text{MVA} \times 3$ 台、 $25\text{MVA} \times 1$ 台設置されている。

設置概要は表6-14の通りである。

(2) 現在の負荷状況

ミヤノウ・ガスタービン発電所からの負荷の供給量については、現在32.4MWであり、供給可能容量67.65MWの約半分である。今回LPG回収設備へ5MVAの負荷をミヤノウ・ガスタービン発電所から供給しても、発電所の容量は全く問題がない。

負荷容量は表6-15の通りである。

(3) 負荷の供給先及び負荷電力量

ミヤノウ・ガスタービン発電所からの負荷供給先、及び送出電力量は表6-16の通りである。

Table 6-14. Outline for Myanaung Power Station

1. Generator		for 16.4 MW	for 18.45 MW
Quantity	(Set)	3	1
Rated capacity	(MVA)	24.875	25.0
Rated voltage	(kV)	11.5	11.5
Frequency	(Hz)	50	50
Phase	(ϕ)	3	3

2. Transformer		for 16.4 MW	for 18.45 MW
Quantity	(Set)	3	1
Rated capacity	(MVA)	24	25
Primary voltage	(kV)	11.5 (delta)	11.5 (delta)
Secondary voltage	(kV)	66 (star)	66 (star)
% Z		8.5	10.0

Table 6-15. Present Load at Myanaung Power Station

Time	Load (MW)	
Daily	Maximum	32.4
	Minimum	14.0
	Average	20.0
Monthly	Maximum	32.4
	Minimum	10.8
	Average	19.6
	Maximum month	January-85
Annual	Maximum	32.4
	Minimum	1.7
	Average	16.2

Table 6-16. Composition of Load

Location	Voltage (kV)	Number of circuits	Type	* Transmitted energy ($\times 10^9$ Wh)
Kyangin Cement Mill	66	1	Overhead transmission	20.12
Prome-Sinde	66	2	Overhead transmission	73.50
Henzada-Bassein	66	2	Overhead transmission	52.84
Myanaung	11	1	Overhead distribution	3.56
M.O.C.	11	1	Overhead distribution	2.84

* From April 1, 1984 to March 31, 1985.

6.6 通信設備計画

6.6.1 設備計画のための要因

LPG回収設備の通信設備の計画については、次に示す要因について検討が行なわなければならない。

- LPG回収設備を安全に運転するための保安通信連絡が確保されていること。
- LPG回収設備の保全・一般業務連絡が容易に出来ること。
- 操作性・経済性・保守性にすぐれ法規制に適合していること。

6.6.2 通信設備の必要ヶ所

ビルマ側との打合せにより下記場所を通信連絡必要ヶ所とした。

- チャンギン・プラント、ターミナル、ジェットイ
- レジデンシャルエリア
- MOCミヤナウ、チャンギン・セメント工場
- セイタ・メタノールプラント、ミヤナウ・ガスタービン発電所、PTCチャンギン
- ラングーン本社

6.6.3 通信設備の種類

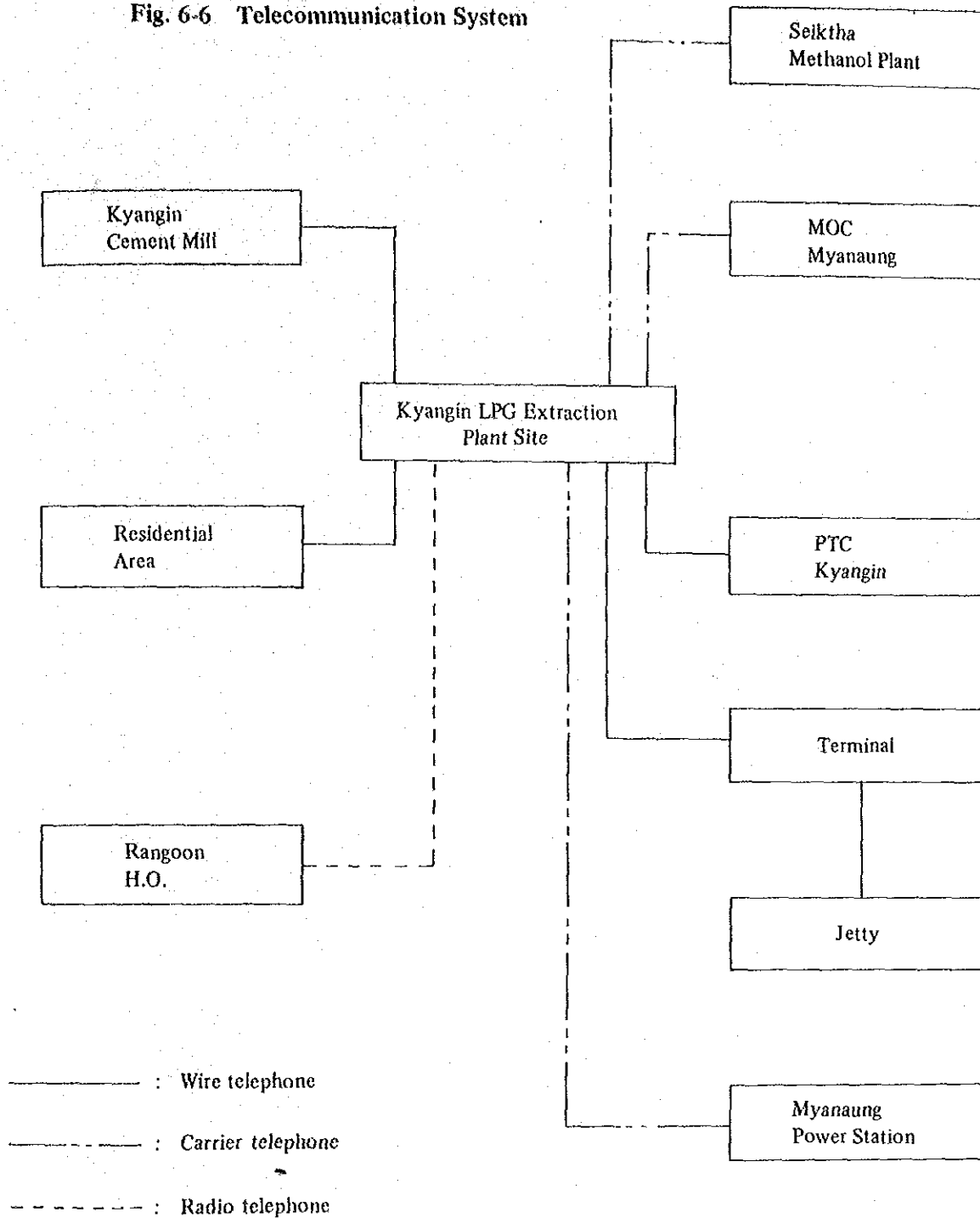
今回のプロジェクトの通信連絡の方法については、下記の種類のものが考えられる。

- 通信ケーブル
- 電力線搬送電話
- 無線
- ページング
- 一斉放送

6.6.4 通信設備の計画

チャンギン・プラントサイトを親局とし、必要ヶ所との間でそれぞれ通信連絡を確保するものとする。通信連絡システムは第6-6図に示す通りである。

Fig. 6-6 Telecommunication System



第 7 章

LPG回収設備の概念設計

第7章 LPG回収設備の概念設計

本章では、ビルマのLPG総合開発計画の内PhaseⅠの下記の設備の概念設計について記載する。

- (1) チヤンギンLPG抽出設備
- (2) チヤンギンLPGターミナル
- (3) シリアム・ターミナルの増設
- (4) LPG輸送用リバーバージ
- (5) 配管計画
- (6) 電力供給設備
- (7) 通信設備

概念設計に必要なデータはビルマ側より収集したデータ、情報に基づくが、提示のなかったものについては、調査団側で設定したものをを用いる。

各設備の具体的な計画・設計に当たっては、運転の容易性・保守の簡略・経済性・フレキシビリティに主眼をおいている。

7.1 チヤンギンLPG抽出設備

7.1.1 設計条件

(1) 原料ガス

本設備での原料は、シユエピタ油田・ミヤナウ油田・タンタビン油田で生産されている随伴ガスの混合ガス(Composite gas)である。設計ベースの原料ガス性状は、ビルマ側との協議により、第7-1表に示す通りに決定した。しかし、第4章で述べた如く、シユエピタ・ミヤナウ・タンタビン油田の随伴ガスの埋蔵量に差があり生産割合が変化するので、LPGの含有率の低いタンタビン油田の随伴ガス単独の原料の場合にも製品LPGを61,000 T/Y生産可能な設備を計画する。

(2) 製品

本設備からの製品は主製品であるC₃LPGとC₄LPG及び副製品であるナフサとリンガスの4種類である。

C₃LPG、C₄LPGはチヤンギンLPGターミナルへ各々別のパラプラインで輸送される。また副製品のナフサは、本設備内のタンクに貯められ、船積みポンプでチヤンギンLPG棧橋から油リバーバージに積み込まれる。このリバーバージでシリアム製油所へ輸送され、ガソリン基材となるか又はナフサとして輸出される。

Table 7-1. Design Base of Feed Gas

	Base Case	Severe Case
Associated Gas Source	Shwepyitha 40% Myanaung 40% Htantabin 20%	Htantabin 100%
Feed Gas Specification Composition [mol%]		
CH ₄	83.98	85.98
C ₂ H ₆	6.96	5.76
C ₃ H ₈	4.33	4.72
i C ₄ H ₁₀	1.82	1.18
n C ₄ H ₁₀	2.17	1.62
C ₅ ⁺	0.62	0.74
CO ₂	0.12	—
Low Heat Value [kcal/NM ³]	10,500	

(3) サイトの条件

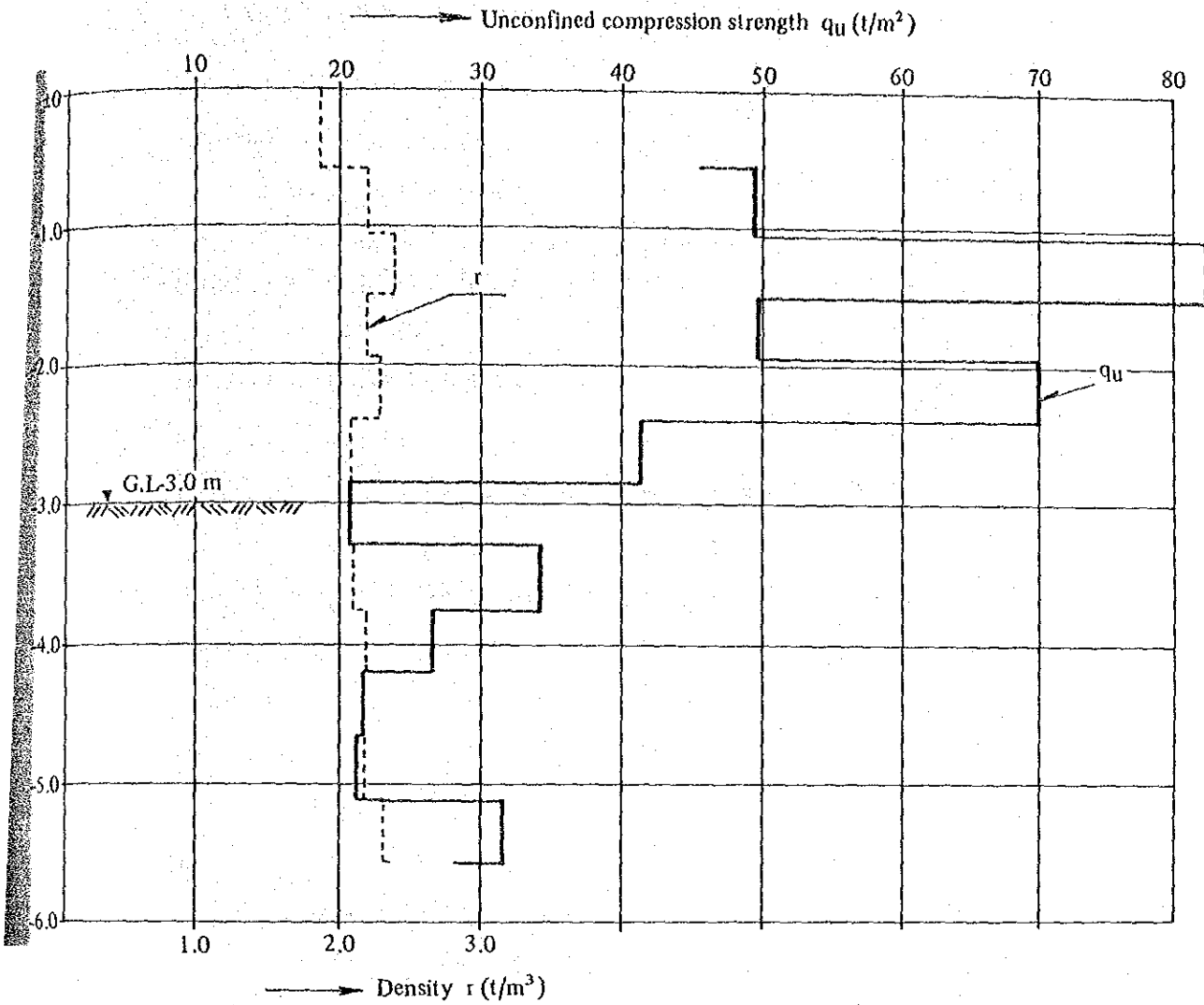
1) 土質条件

サイトは、チャンギンセメント工場の東北約 2.0 km の地点にある。サイトの南北端は、比高 15 m ~ 20 m の丘陵であり、その間の傾斜のゆるい山の裾野がプラントサイトである。サイトにおいて土質調査ボーリングが行なわれていないので、正確な土質状況は不明であるが、近くであり、かつ地形的にも似ているセメント工場の土質と似ているとみて良い。セメント工場の土質状況を第 7-1 図に示す。

この図からみると、表層 1.0 m は軟かい土であるが、それより下部の土は硬い。この土質調査結果を用いて、GL-3.0 m まで根切りした場合の地耐力を Terzaghi (modified Terzaghi's Formula) の公式により求め、36 t/m² の結果が得られている。このように地耐力が大きいのでセメント工場は直接基礎で作られている。

このような背景があるので、ビルマ側はプラントサイトの地耐力を 36 t/m² と想定している。実施設計においては、主要施設個所で土質調査ボーリングを行ないその結果に基づいて地耐力を算出する必要があるが、現時点で概観すれば、直接基礎で十分と考えられる。地耐力は 20 t/m² 程度と想定しておくのが妥当と考えられ

Fig. 7-1 Soil Test Data in Kyangin Cement Mill



at GL-3.0m, Allowable Bearing Power q_a

$$q_a = 1/3 (\alpha C N_c + \beta \gamma_1 B N_r + \gamma_2 D_f N_q)$$

$$C = \text{Cohesion} = 1/2 \times \bar{q}_u = 13 \text{ t/m}^2, \bar{q}_u (-2.85\text{m} \sim 5.55\text{m}) = 25.2 \text{ t/m}^2$$

$$\gamma_1 = \text{Density of Soil (below the GL-3.0m level)} \doteq 2.2 \text{ t/m}^3$$

$$\gamma_2 = \text{Density of Soil (above the GL-3.0m level)} \doteq 2.2 \text{ t/m}^3$$

$$\alpha, \beta = \text{Coefficient of Shape of Foundation, Square, } \alpha = 1.3, \beta = 0.4$$

$$D_f = \text{Depth} = 3.0\text{m}$$

N_c, N_q, N_r : Bearing Power Coefficient,

$$\phi = 0, N_c = 5.3, N_r = 0, N_q = 3.0$$

$$q_a = 1/3 (1.3 \times 13 \times 5.3 + 2.2 \times 3.0 \times 3.0)$$

$$= 36 \text{ t/m}^2$$

る。

なお現場踏査の際、この付近においてBlack Cotton Soilと称する特殊土が存在していることがあるとの情報を得た。この土は水を含むと膨張して構造物を持ち上げることがあるとのことである。実施の際はサイトを入念に調査すべきである。

2) 自然条件

・ 地 震

地震係数0.2とする。

・ 雨 量

ビルマ側の資料によると、既往時間最大降雨量は125mm/hrであり、24時間最大降雨量は138.7mmである。

一方、チャンギンセメント工場の排水に対する設計降雨量は50mm/hrとしている。この値は上述の記録からみると小さ目の値と考えられるので、多少の余裕をみて本計画では60mm/hrで設計することとする。

・ 風

ビルマ側の資料により、構造物に対する設計風速は地上10mで53.3m/secとする。

・ 雷

落雷があるので、必要な場合防護対策を施す。

・ 砂あらし

砂あらしがあるので、必要な場合防護対策を施す。

7.1.2 設計の方針

(1) Stream Factor

LPG抽出設備の年間稼働日数は330日とする。

(2) プロセス

Phase IIのマノGOCS・LPG抽出設備と同様の抽出プロセスを採用する。更に、C₃ LPGとC₄ LPGを分離生産するために、分離のための蒸留塔を設置する。設備設計に当っては、JIS・高圧ガス取締法・消防法を適用する。

今回ビルマ側からC₃ LPGの回収率を、出来るだけ高めたいとの要望があり、又その目的のためにExpander方式の検討の要望があった。

LPGの回収プロセスとして、一般的にフラッシュ法・油による吸収分離法・断熱膨張法等がある。原料ガスの条件に基づき回収率・設備コスト・運転コストを配慮し、プロセスが選定される。

又、油による吸収分離法において、回収率を上げる手段として多段吸収方式・ガス

循環回収方式・運転条件の選定（低温度・高圧力・吸収液量増・吸収液のタイプ）等のソフトウェアによる対応と吸収塔の段数増加・高効率トレーの採用等のハードウェアによる対応がある。運転条件の低温度の達成手段として各種の冷凍方式・Expander方式がある。

この計画は以上の各点を配慮し、プロセス及び設備を選定し、C₃ LPGの回収率を90%、C₄ LPGの回収率を99%とした。

Expander方式の検討は前提条件を置き、吸収方式と対比により利害を明確にした。検討結果をAppendixとして添付した。今回の規模のLPG回収設備では経済性に大きな差がないが、維持管理・運転の容易性等の要因から判断すると、Expander方式の採用は適当でない。

(3) タンク

LPG抽出設備サイトとチャンギンLPGターミナルサイトは今回の計画では離れているので、抽出設備siteに製品タンクを設置する。製品の移送作業は毎日実施するものとし、タンク容量はクッション的な性格を考慮しC₃ LPG用200M³・2基、C₄ LPG用250M³、2基とした。装置のスタートアップ・シャットダウン及び製品のオフスペック発生時のための、LPG SLOPタンク500M³・1基を設置する。

原料ガス・リーンガスはタンクを設置せず、直接に配管により受け払いを行う。ナフサは600M³タンク1基を設ける。

ナフサの平均的在庫は234トンとする。

(4) 出荷設備

C₃ LPG・C₄ LPGは、装置内に各々輸送ポンプを設けて、パイプラインで2～3M/Sの流速で、チャンギンLPGターミナルへ輸送する。

ナフサは、抽出設備内に船積み用ポンプを設置し、直接にチャンギンLPG栈橋を経て、油バージへパイプラインにより2M/Sの流速で移送する。

リーンガスのうち低圧系は装置から新設パイプラインで、ユーザーへ自圧移送する。高圧系は同様に装置から新設パイプラインでコンプレッサーで昇圧し、チャンギン・ガスコントロール・ステーションで既設随伴ガスライン及びメタノールプラント原料ガスラインと接続のうえ移送される。

(5) ユーティリティ設備

LPG抽出設備におけるユーティリティのうち、電気は外部から供給を受けるが、その他は設備を設けるものとする。

又、チャンギンLPGターミナルで使用するユーティリティのうち水と窒素はLPG抽出設備装置のユーティリティ設備から供給する。

LPG抽出設備及びLPGターミナルの運転・管理者用の居住地域で使用する飲料水・電気はLPG抽出設備のユーティリティ設備から供給する。

(a) 電 気

ミヤナウ発電所より電気の供給を受ける。詳細については電力供給設備計画で述べる。従ってここでは装置内の受配電設備のみを考慮する。

(b) 水

チャンギン地域のLPG回収計画で使用する水はチャンギンLPG栈橋上に設置するWater Intake Pumpでイラワジ河から取水し、凝集処理により清浄化し、工業用水とする。使用量は170 T/Hである。設備の内容は水処理設備・給水設備・飲料水製造設備である。

冷却水は循環再利用する。このため冷水塔設備を設け補給水を供給する。

(c) 燃 料

本設備に必要な燃料は、副製品であるリーンガスを使用することとする。但しエマジェンシー用ジーゼル自家発電機には軽油を使用することにする。

(d) 計装用空気

関係設備を一式新設する。

(e) 窒 素

スタートアップ・シャットダウン時に、パーヅ用に必要な N_2 は、 N_2 発生装置を新設し供給する。

(f) 排水処理設備

一式新設する。

(6) 防消火設備

防消火設備については、ビルマ国内の規制がないため、日本の関係法規及び規格に準拠して計画する。

(7) ブローダウン設備

安全弁の吹き出し及び抽出設備の停止時のガス処理の為に、安全面を考慮して、フレアースタックを設置し、放出ガスは燃料排出するものとする。ただしLPG球型タンクに設置される安全弁はOwn Stackより大気放出するものとする。

(8) LPGシリンダー充填設備

内需用のLPGの充填はマン製油所を中心に実施されるが、当該地域の工業需要先の地域的分散を配慮し、チャンギンLPG抽出設備のヤード内にFILLING設備を設ける。

(9) 運転管理

チャンギン地区のLPG回収設備は独立の運営組織により管理される。運転業務を行なう5直3交代の直勤務者と管理・運転業務及び主要な保守管理を行なう日勤者により構成される。

LPG抽出装置内に計器室を設置し、運転管理はここで行なうものとし、周辺に試験室を置き管理のための試験分析業務を行なう。

(10) 予備品

ビルマ側の要望に従い、2年間の運転に必要な予備部品を考慮する。

7.1.3 設備概要

(1) プロセス・プラン

6.2.1項及び第7.1.2項に基づいて計画したLPG抽出設備の工程図を第7-2図に示す。

基本ベースの原料条件・各製品の生産量・品質性状・LPG回収率も第7-2図に示す。

本設備の設計能力は 50×10^6 SCFDであり、原料ガスの性状の変動に対して追従が可能な設備内容となっている。

参考資料として次の場合の生産バランスを図示する。

		原料ガス組成	処理量(10^6 SCFD)	LPG回収率
CASE1	Fig7-3	基準ベース	50	設計ベース
CASE2	Fig7-4	"	50	減少(LPG生産量Fixベース)
CASE3	Fig7-5	Htantabin100%	50	設計ベース

以下に、本設備の処理工程を第7-2図に従って説明する。

(a) 圧縮系

装置のバッテリーリミットでMOCより受け取る原料ガスは、2段のコンプレッサーで $28 \text{ kg/CM}^2 \text{ G}$ から後の回収工程に必要な圧力 $42 \text{ kg/CM}^2 \text{ G}$ まで昇圧される。このコンプレッサーは、副製品のリーンガスを使用するガスタービン駆動とする。

(b) 脱水系

昇圧された原料ガスは後の吸収工程でのハイドレートの生成を避けるため、ドライヤーで脱水される。

ドライヤーは2本あり、交互に水分の吸着及び吸着剤の再生を行う。

(c) 吸収系

脱水された原料ガスは熱交換器・プロパンチラーで冷却され、原料ガス中の重い留分（ C_5 Heavier 留分と一部のLPG留分）を液化分離する。分離された液は直接に熱交換器で冷熱を回収された後に、後の蒸留系へ送られる。

一方、ガスは吸収塔へ導入され、吸収液（ナフサ）と交流接触することで、ガス中に残留するLPG留分を液側（ナフサ）へ抽出されながら塔内を上昇し、塔頂より、リーンガスとして出て行く。LPG留分を吸収したナフサは蒸留系へ送られる。

(d) 蒸留系

蒸留系は、デタナイザー・デブタナイザー・デプロパナイザーの3本の塔で構成される。

吸収系より送られてくるLPG留分を吸収したナフサ及びプロパンチラーで液化した C_5 Heavier・LPG留分はデタナイザーに導入され、 C_1 ・ C_2 留分（リーンガス）を塔頂より分離する。塔底の液はデブタナイザーに送られ、塔頂よりLPGを塔底よりナフサを生産する。

塔底からのナフサの一部は製品となり、一部は熱交換器で冷却された後、吸収塔及びデ・エタナイザーの塔頂へ戻される。

デブタナイザー塔頂のLPG留分は、デプロパイザーへ送られ、 C_3 LPGと C_4 LPGに分離され、各々製品となる。蒸留系の3本の塔の熱源はHot Oil Systemで供給される。

(e) 冷凍系

吸収系のチラー及び吸収塔・デタナイザー塔頂のコンデンサーの冷媒として C_3 LPGが使用される。

この系の C_3 LPGはモーター駆動のコンプレッサーで圧縮され、水で冷却・液化された後、再びチラー及びコンデンサーへ送られる循環システムで使用される。

(f) Hot Oil System

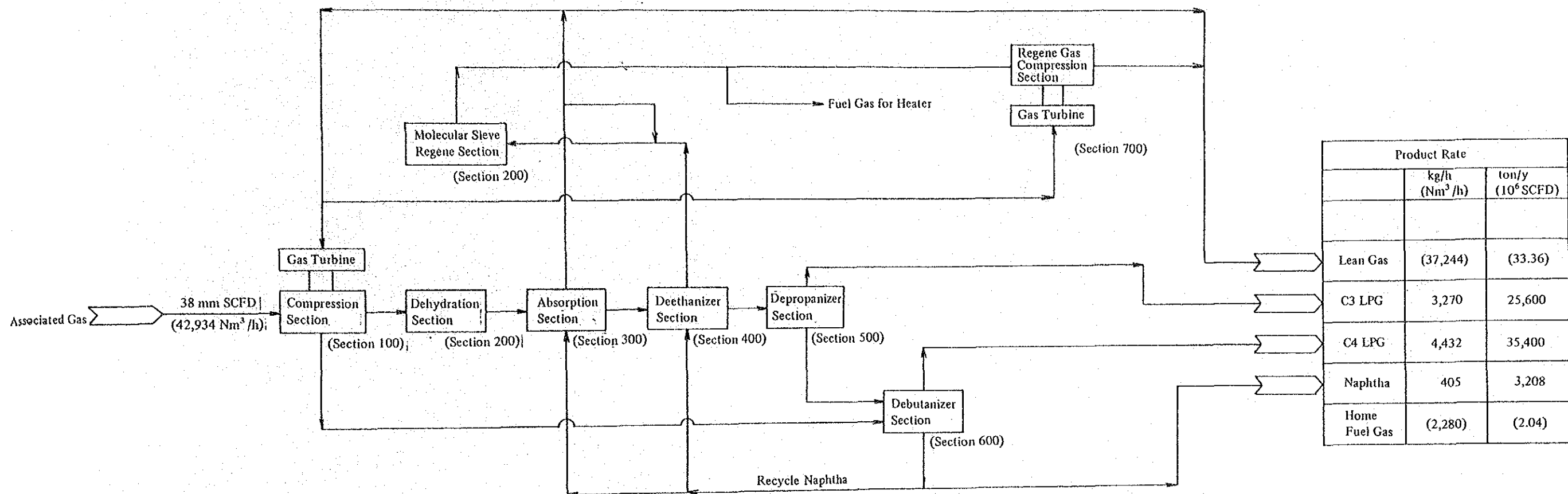
蒸留系の3本の塔の熱源は、熱媒としてガスオイルを使ったHot Oil Systemで供給される。この系は、ガスオイル受槽・ガスオイル循環ポンプ・加熱炉及びガスオイルの循環ラインより成立っている。

(2) ユーティリティ設備

(a) ユーティリティ消費量及び副資材必要量

本LPG抽出設備においてのユーティリティ消費量及び副資材の必要量は、以下の通りである。

Fig. 7-2 Block Flow Diagram : Base Case



Remarks

1. Operation service factor : 330 days/year
2. Gas flow rate is shown at regenerating operation of molecular sieve.
3. Feed AG flow rate is dry base.
4. AG composition
 - N₂ : 0.00 mol %
 - O₂ : 0.00 mol %
 - CO₂ : 0.12 mol %
 - C₁ : 83.98 mol %
 - C₂ : 6.96 mol %
 - C₃ : 4.33 mol %
 - C₄ : 3.99 mol %
 - C₅ : 0.50 mol %
 - C₆₊ : 0.12 mol %

5. Low heat value

Associated gas : 10.540 kcal/Nm³
Lean gas : 9.196 kcal/Nm³

6. LPG recovery rate

C₃ : 90%
C₄ : 99%

7. Lean Gas Composition

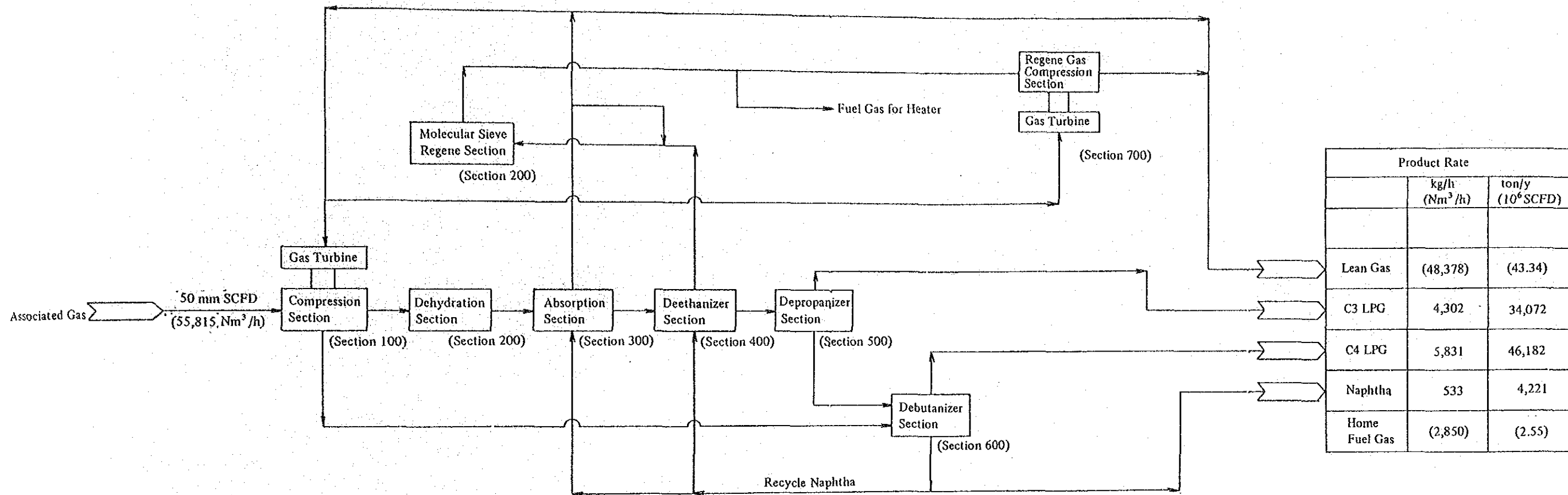
CO₂ : 0.13 mol %
C₁ : 91.63 mol %
C₂ : 7.43 mol %
C₃ : 0.45 mol %
C₄ : 0.02 mol %
C₅ : 0.31 mol %
C₆₊ : 0.03 mol %

8. C3 LPG - C4 LPG Composition

	C3 LPG	C4 LPG	(mol %)
C ₂	0.5		
C ₃	99.0	1.0	
C ₄	0.5	98.0	
C ₅		1.0	

Reduced Operation
Feed Gas 38 MMSCFD

Fig. 7-3 Block Flow Diagram : Case 1



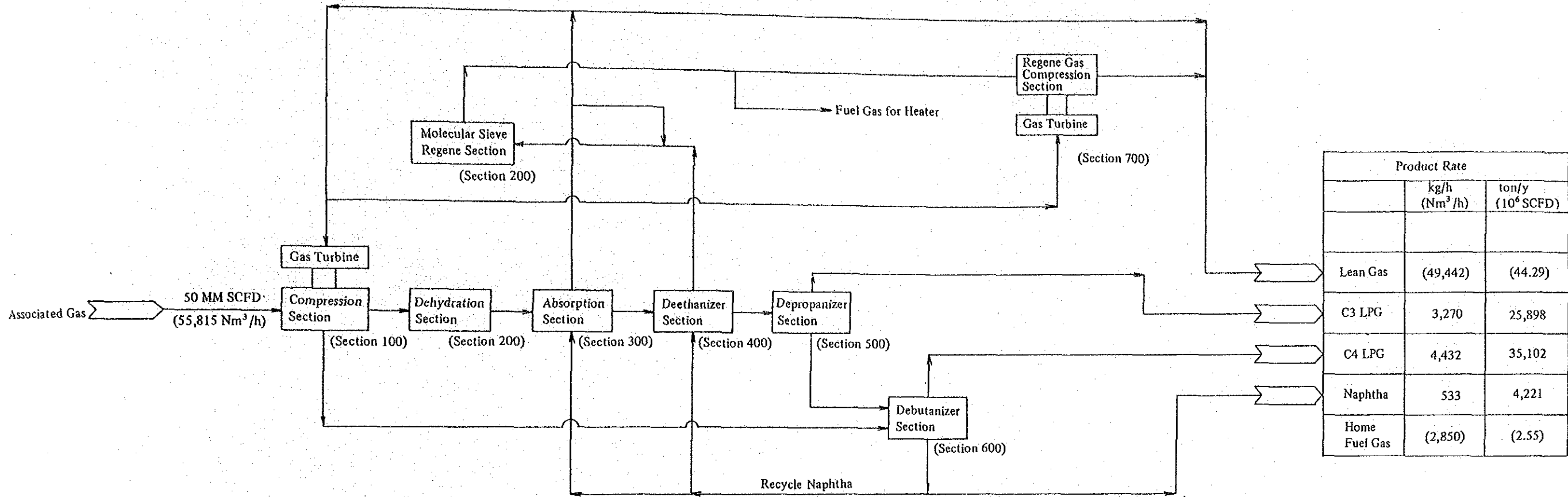
Remarks

1. Operation service factor : 330 days/year
2. Gas flow rate is shown at regenerating operation of molecular sieve.
3. Feed AG flow rate is dry base.
4. AG composition
 - N₂ : 0.00 mol %
 - O₂ : 0.00 mol %
 - CO₂ : 0.12 mol %
 - C₁ : 83.98 mol %
 - C₂ : 6.96 mol %
 - C₃ : 4.33 mol %
 - C₄ : 3.99 mol %
 - C₅ : 0.50 mol %
 - C₆₊ : 0.12 mol %

5. Low heat value
 - Associated gas : 10.540 kcal/Nm³
 - Lean gas : 9.196 kcal/Nm³
6. LPG recovery rate
 - C₃ : 90%
 - C₄ : 99%
7. Lean gas composition
 - CO₂ : 0.13 mol %
 - C₁ : 91.63 mol %
 - C₂ : 7.43 mol %
 - C₃ : 0.45 mol %
 - C₄ : 0.02 mol %
 - C₅ : 0.31 mol %
 - C₆₊ : 0.03 mol %

Feed Gas : 50 mm SCFD
Expected : Yield base

Fig. 7-4 Block Flow Diagram : Case 2



	Product Rate	
	kg/h (Nm ³ /h)	ton/y (10 ⁶ SCFD)
Lean Gas	(49,442)	(44.29)
C3 LPG	3,270	25,898
C4 LPG	4,432	35,102
Naphtha	533	4,221
Home Fuel Gas	(2,850)	(2.55)

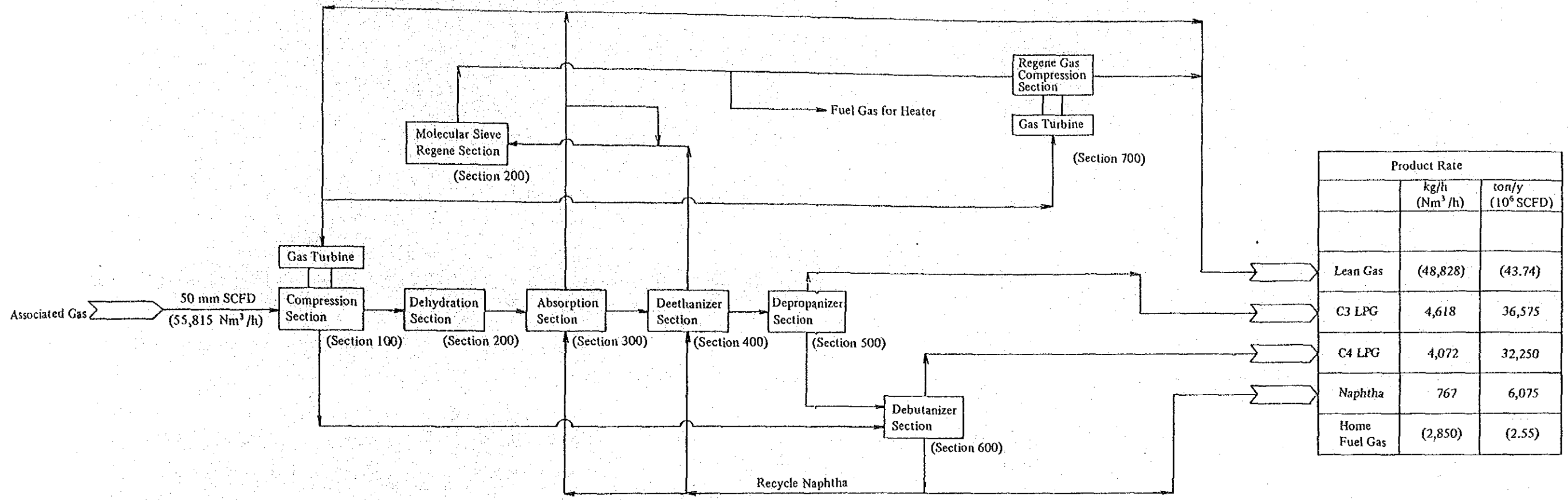
Remarks

1. Operation service factor : 330 days/year
2. Gas flow rate is shown at regenerating operation of molecular sieve.
3. Feed AG flow rate is dry base.
4. AG composition
 N₂ : 0.00 mol %
 O₂ : 0.00 mol %
 CO₂ : 0.12 mol %
 C₁ : 83.98 mol %
 C₂ : 6.96 mol %
 C₃ : 4.33 mol %
 C₄ : 3.99 mol %
 C₅ : 0.50 mol %
 C₆₊ : 0.12 mol %

5. Low heat value
 Associated gas : 10.540 kcal/Nm₃
 Lean gas : 9.335 kcal/Nm₃
6. LPG recovery rate
 C₃ : 69%
 C₄ : 76%
7. Lean gas composition
 CO₂ : 0.13 mol %
 C₁ : 89.66 mol %
 C₂ : 7.28 mol %
 C₃ : 1.50 mol %
 C₄ : 1.09 mol %
 C₅ : 0.31 mol %
 C₆₊ : 0.03 mol %

Feed Gas : 50 mm SCFD
 Gas Source : Design base
 Operation : Reduced yield

Fig. 7-5 Block Flow Diagram : Case 3



Remarks

1. Operation service factor : 330 days/year
2. Gas flow rate is shown at regenerating operation of molecular sieve.
3. Feed AG flow rate is dry base.
4. AG composition
 - N₂ : 0.00 mol %
 - O₂ : 0.00 mol %
 - CO₂ : 0.00 mol %
 - C₁ : 83.96 mol %
 - C₂ : 5.76 mol %
 - C₃ : 4.72 mol %
 - C₄ : 2.00 mol %
 - C₅ : 0.50 mol %
 - C₆+ : 0.16 mol %

5. Low heat value
 - Associated gas : 10.323 kcal/Nm³
 - Lean gas : 9.137 kcal/Nm³
6. LPG recovery rate
 - C₃ : 88%
 - C₄ : 99%
7. Lean gas composition
 - CO₂ : 0.00 mol %
 - C₁ : 92.96 mol %
 - C₂ : 6.10 mol %
 - C₃ : 0.57 mol %
 - C₄ : 0.02 mol %
 - C₅ : 0.32 mol %
 - C₆+ : 0.03 mol %

Feed Gas : 50 mm SCFD
 Expected : Yield base

① ユーティリティ 予想平均消費量

・ 電 気	3,100kw
・ 水(冷水塔補給水)	100T/H
・ 燃 料 ガ ス	2,300M ³ /H
・ 計 装 用 空 気	350MH ³ /H

② 副 資 材

・ ナフサ(運転開始時)	150KL
・ ガスオイル(")	70KL
・ ホットオイル系	(30KL)
・ ジーゼル発電系	(40KL)
・ 冷凍系 C ₃ LPG(")	12T
・ " ロス分	8T/Y
・ 水処理用ケミカル	
アルミナサルフェイト	340kg/D
ポ リ マ ー	14kg/D
ハイポクロライド	330kg/D

(6) ユーティリティ設備

本LPG抽出設備に設置されるユーティリティ設備とその設備容量、内容は以下の通りである。

① 受配電設備

ミヤナウ・ガスタービン発電所より66kv・1回線の専用電線にて供給を受ける。計器室に併設してサブステーションを設け、装置の受配電を行う。主な設計基準は下記の通りである。

- ・ 危険場所の区分 ; API RP500に準拠

・ 使 用 電 圧

受 電 電 圧	66,000V	3φ	50HZ
動 力 電 源	150kw以下	400V	3φ 50HZ
	160kwこえる	6,600V	3φ 50HZ
照 明 用 電 源	230V	1φ	50HZ
計 装 用 電 源	100V	1φ	50HZ

- ・ 主変圧器容量 5,000KVA 3φ 50HZ

一次電圧	66,000V
二次電圧	6,600V

サブステーションの単線結線図は第7-6図の通りである。また、チャンギン・ターミナル及びレジデンシャルエリアへの電力供給の為、6.6 kV フィーダーをそれぞれ設けるものとする。

② 水処理設備

イラワジ河から取水された水は原水槽に貯められ、凝集処理装置・サンドフィルター型汙過装置で浄化された後に処理水槽に入る。処理能力は190T/Hである。ここからプラントサイトへ冷却水設備の補給水及び工業用水として供給され又飲料水設備へも供給される。

チャンギンLPGターミナルへここから工業用水として10T/Hを配管で供給する。

③ 飲料水供給設備

処理水槽の水をポンプで昇圧し、塩素の添加による化学処理を行ない。配管により供給する。20T/Hの能力でプラントサイト及びLPG回収設備の関係の居住地域に送水する。

④ 冷却水設備

プラントサイトの冷却器・ポンプ及びコンプレッサーの冷却水の供給システムとして、冷水塔及び循環水のポンプ・配管設備を設置する。能力は2,500T/Hである。保安対策として、循環水ポンプの動力源はプラントサイトに設置したジーゼル型発電機の電力及び自動起動のジーゼルエンジンと買電である。

補給水は100T/Hである。

⑤ 燃料ガス設備 2,850NM³/H (Max CASE)

燃料ガスは副生するリーンガスを受入れ使用するため設備はFuel Gas Header Systemのみとなる。

⑥ 計装用空気設備 350NM³/H

空気コンプレッサーを2台設置する。1台の常時運転である。能力は600NM³/HでN₂発生装置用の空気コンプレッサーも兼ねている。計器用空気系にドライヤーを設置し、再生により切替使用する。

⑦ N₂発生装置 100NM³/H

吸着型のN₂発生装置で吸着・再生サイクルによるN₂ガス製造方式である。

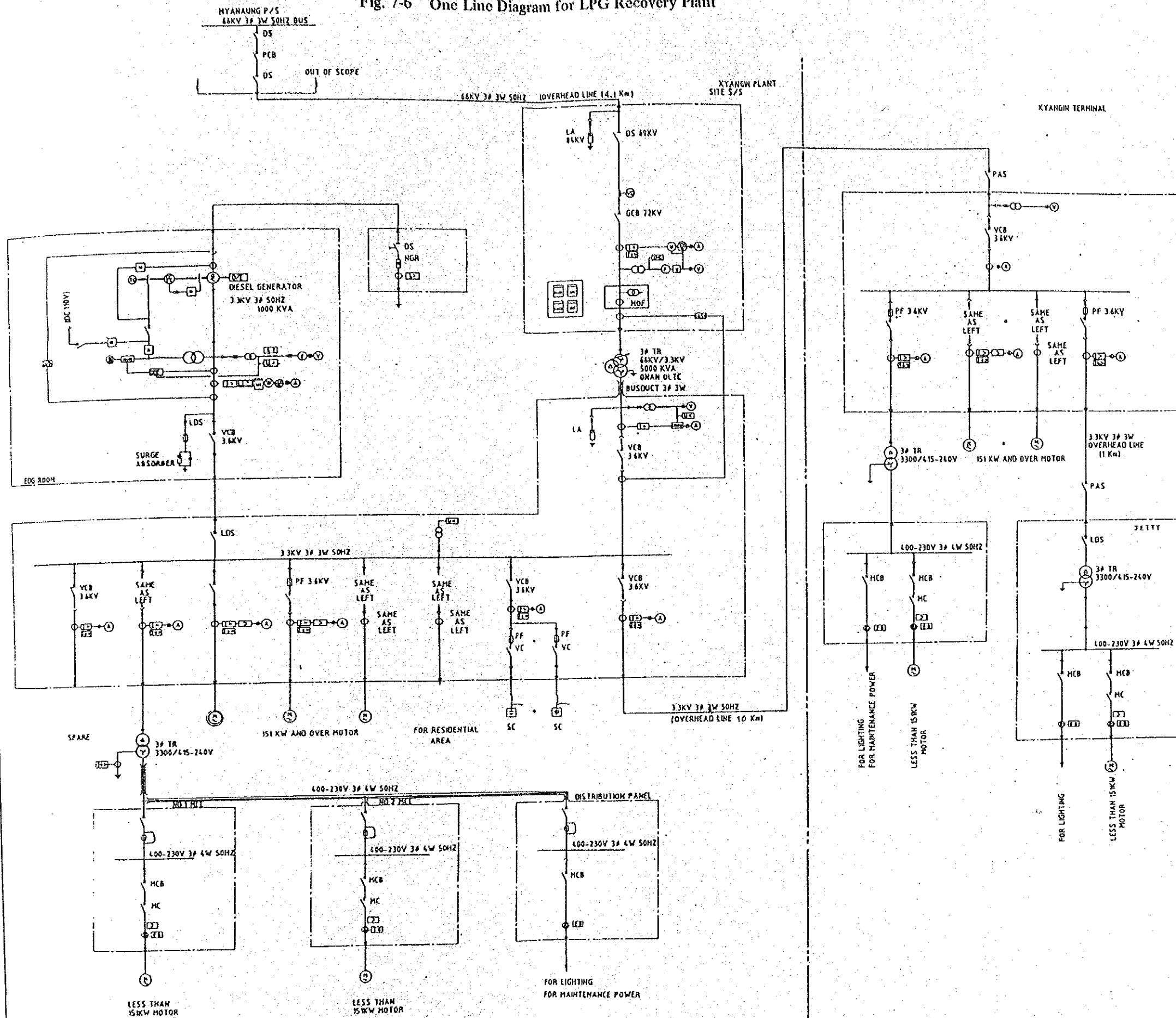
⑧ エマージェンシー・パワー・ジェネレーター1,000KVA

停電時の電力供給源として、ディーゼルエンジン駆動の発電機を設置する。発電能力は1,000KVA

この発電機は、停電の信号を受けて自動起動し、1分以内に電力を供給する。

このバックアップを受けられるのはLPG抽出設備が安全に運転停止するために

Fig. 7-6 One Line Diagram for LPG Recovery Plant



LEGEND

Symbol	Mark	Description
— —		Circuit breaker
— —	GCB	Gas circuit breaker
— —	VCB	Vacuum circuit breaker
— —	ACB	Air circuit breaker
— —	MCB	Molded case circuit breaker
— —	PF	Power fuse
— —		Disconnector
— —		Vacuum contactor
— —	MC	Magnetic contactor
— —	TR	Transformer delta-star with neutral
— —		Diesel engine generator
— —		Induction motor
— —		Welding panel
— —		Lighting panel
— —		Rectifier
— —		Tachometer-generator
— —		Watt-hour meter
— —		Voltmeter
— —		Varometer
— —		Power factor meter
— —		Frequency meter
— —		Synchroscope
— —		Voltsmeter
— —		Ammeter
— —		Automatic voltage regulator
— —		Cross circuit component
— —		Voltage relay
— —		Under-voltage relay
— —		Over-voltage relay
— —		Over-current relay
— —		Over-current ground relay
— —		Over-current relay for ungrounded
— —		Reverse power relay
— —		Short circuit line selective ground relay
— —		Temperature relay
— —		Fluid level relay
— —		Pressure relay
— —		Buchholz relay
— —		Frequency relay
— —		Speed relay
— —		Thermal relay
— —		Differential relay
— —		SF relay
— —		Earth image relay
— —		Earth-phase sequence current transformer
— —		Current transformer
— —		Potential transformer
— —		Battery
— —		Earth
— —	LA	Lighting arrester
— —		Inverter
— —		Converter

必要な次の機器である。

- 計装用空気コンプレッサー
- 計装用電源
- 非常用照明
- 冷却水循環ポンプ（3台のうちの1台）
- コンプレッサーの補機・リフラックスポンプ等

(3) オフサイト設備・補助設備

本LPG抽出設備に付帯する、上記ユーティリティ以外の設備としては以下のものがある。

(a) タンク

- | | | | |
|----------------------|---|--------------------|----------------------|
| • C ₃ LPG | : | 製品LPG移送用クッション用球形型 | 200M ³ X2 |
| • C ₄ LPG | : | ” | 250M ³ X2 |
| • LPG Slop | : | オフスペックLPG受入れタンク球形型 | 500M ³ X1 |
| • Naphtha | : | 製品ナフサタンクフローティング型 | 600M ³ X1 |
| • Slop Oil | : | スロップ油フローティング型 | 300M ³ X1 |

(b) 出荷設備

装置からC₃LPGはポンプで、C₄LPG及びナフサは自圧でタンクへ移送され、ここから移送ポンプでパイプライン出荷される。LPGはチャンギンLPGターミナルへ、ナフサは直接チャンギンLPG棧橋の油バージへ移送される。従って設備としてはポンプ・配管のみである。Process Flowを第7-7図に示す。

リーングスは装置から自圧により配管で移送するものと装置に設置されるコンプレッサーで昇圧後に配管により移送するものの2系統がある。

(c) 排水処理設備

本LPG抽出設備より排出される排水は比較的クリーンな排水である。従って簡単な重力式油水分離設備を設ける。又この処理済排水とその他のクリーン排水はGuard Basinを経由し放出される。

(d) ブローダウン設備

ブローダウン設備としてフレアースタックシステムを設ける。このシステムはリーフガス配管・フレアースタック・点火設備・油分移送ポンプ及び付帯配管一式からなる。

フレアースタックは水封方式で40メートルの高さであり、常時点火方式とする。

(e) LPGシリンダー充填設備

400kg・50kg・25kg規模のLPGボンベの充填設備一式をC₃、C₄LPG各1系

列設ける。

(f) 防消火設備

防消火設備として、構内に設ける貯水槽として利用し、構内全域に専用配管で送水できる消火栓設備を計画している。送水能力は600T/Hでディーゼルエンジン駆動である。ポンプは300T/H×2基である。

貯水槽の能力は30分以上取水出来る容量を設ける。

(g) メインテナンス工場

維持工事のためにビルマ側で建設する機械工場に次の機械を設置する。

Maintenance equipment	Specification	Quantity	Remarks
1. Bench Drilling Machine	23 x 450 mm	1	
2. Lapping Machine	600 mm Lapping Plate Dia.	1	
3. Floor Grinder	355 mm	2	
4. Hydraulic Pipe Bender	4"	1	
5. High Press Jet Cleaner	300 kg/cm ² g, 100ℓ/min.	1	
6. Tube Cutter and Puller	19.0 25.4 mm	1	
7. Tube Expander & Controller	19.0 25.4 mm	1	
8. Cable Jointer	100 t	1	

7.1.4 配置計画

LPG抽出設備のサイト内の配置計画図を第7-8図に示す。

配置計画の立案に際しては次の諸点を考慮した。

- (1) プロセス地区をサイトの中央に配置し、ユーティリティ設備・タンク及び出荷設備・管理部門の各施設を周辺に配置した。各々の地区は道路に囲まれるように計画した。
- (2) 計器室は、サブステーションと併設してユーティリティ設備地区に配置した。
- (3) 加熱炉は、安全面を考慮してプラントサイトの端に配置し、計器室から監視の容易な位置を配慮した。
- (4) プロセス地区・タンクヤード地区は4面を道路で囲い、防消火活動・メインテナンス作業が容易となるよう配慮した。
- (5) ビルマ側の条件により、タンク間距離を3.0メートル以上とり、サイトの周辺に緑地を確保した。

Fig. 7-7 LPG-Phase III Tank Flow Scheme

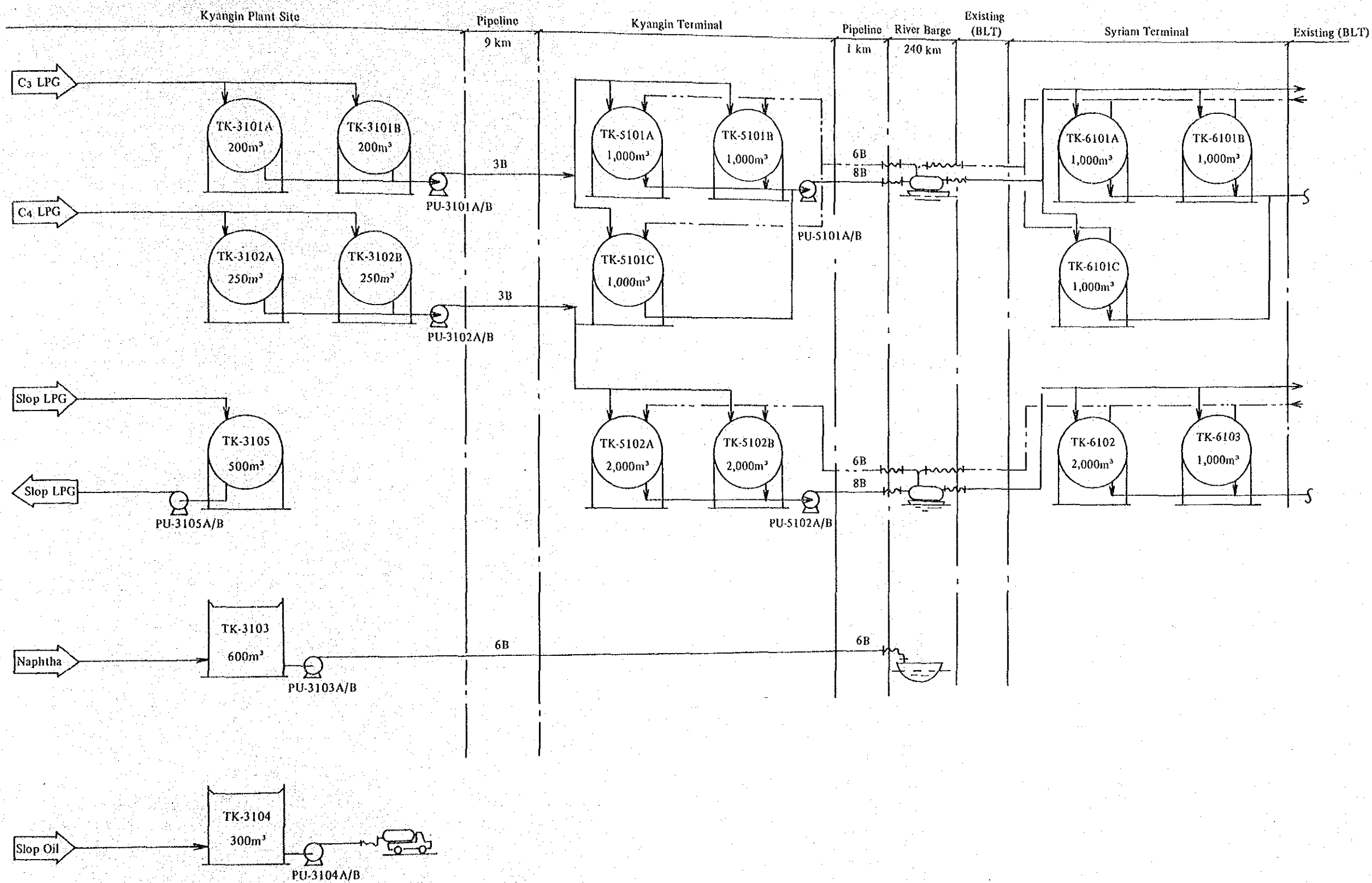
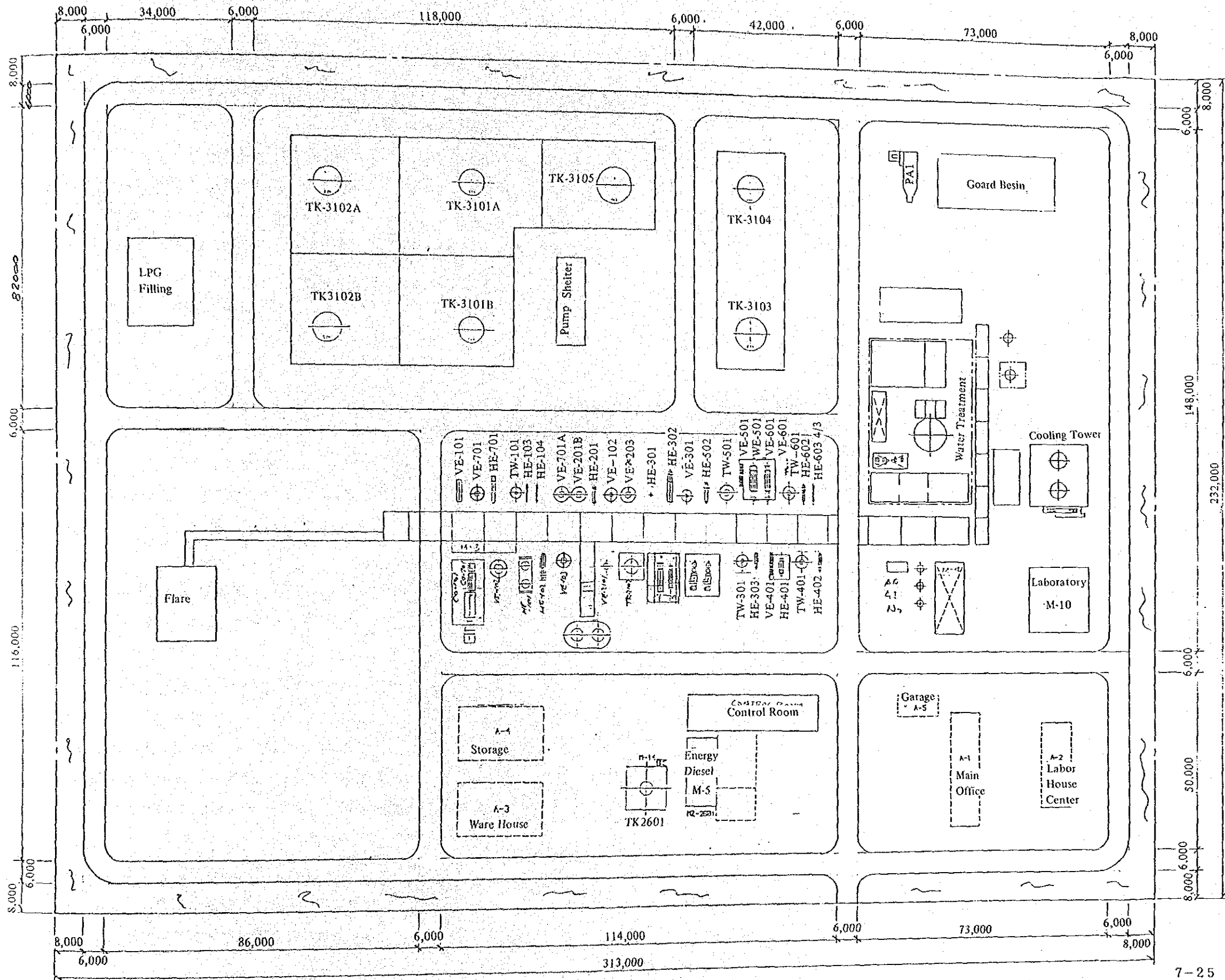


Fig. 7-8 Plot Plan of Kyangin Plant Site



7.1.5 インフラストラクチャー

次に述べるインフラストラクチャーは送電線の鉄塔架線など、及び通信設備を除いてすべてビルマ側が用意するものとする。

(1) 交通

チャンギンよりミヤナウを経てヘンザダ、バセインに至る単線の鉄道があり、1日1往復列車が運行している。この鉄道に並行してセメント工場よりイラワジ河畔のチャンギンに出て河に沿ってミヤナウに至る巾5 mほどの砂利道がある。この道路は建設工事に利用することが出来る。チャンギンより1.5 km下流にパシン川がある。この川の横断に鉄道橋を利用している。この橋は古いものであり、ダンプトラックなど重量車は通れないので、注意する必要がある。

ラングーンに出るには、イラワジ東岸にあるMOCの渡河点グエマに船で渡り、そこから自動車でプロム～ラングーンを結ぶ国道を通る。所要時間はイラワジ河を渡る時間を含めて6～7時間である。

附近の住民は船でイラワジ河東岸の主要都市であるプロムに渡り、そこからバスか鉄道を利用してラングーンに出る。

(2) 住宅施設

プラント従業員に対し、住宅施設を新設しなければならない。場所はプラントの近所とし、セメント工場の住宅地の東側に隣接する地域か、プラントの東方の地域とする。住宅施設の規模は300家族とする。一家族の構成人員は平均4人である。施設の中にはマーケット、学校、運動場などを設ける。

(3) 飲料水

LPG抽出設備内の供給設備からプラント従業員の居住地区に飲料水が供給される。ポンプにより圧送し、配管で供給される。設備能力は20 T/Hである。

(4) 電力

チャンギンLPG抽出プラントから約14 km離れたところにミヤナウ・ガスタービン発電所が既設されている。ミヤナウ・ガスタービン発電所の供給可能容量は67.65 MWであり、現在の負荷の供給量は32.4 MWである。現在の規模でLPG回収設備の電力供給量5,000 KVAに送電しても十分に余裕がある。LPG回収設備はこの発電所から66 KV送電線を建設することにより電力供給を受けることが出来る。

(5) 通信

ビルマ国、電話通信網図によると、LPG回収設備の近辺にチャンギン電話局(中継所)がある。交換機は電磁式である。利用出来る回線は、チャンギン・プロム間4回線、チャンギン・ラングーン間2回線となっている。ラングーンからチャンギンへ

の通話の待時間は、回線の状況により異なるが、15分から4～5時間である。以上の状況から、LPG回収設備に既設通信設備を利用することは難しく必要な設備は新設しなければならない。

今回LPG回収設備の通信設備として、チャンギンLPG抽出プラントに自動交換機を設置し構内電話を設ける。チャンギンLPG抽出プラント、チャンギン・ターミナル機橋、レジデンシャルエリア、MOCミヤナウ、チャンギン・セメント工場、セイタメタノール工場、ミヤナウ・ガスタービン発電所、PTCチャンギン間で相互に通信連絡が可能な通信ケーブルまたは電力線搬送電話を設ける。チャンギンLPG抽出プラント、ラングーン間は単信式SSB送受信機を1対向設ける。またチャンギンLPG抽出プラントによるページング設備、一斉放送設備を設け構内の通信連絡を計る。

7.2 チャンギンLPGターミナル

7.2.1 設計条件

(1) LPGの集出荷

チャンギンLPGターミナルのLPGの集出荷は、第7-2表の通りである。C₃LPG・C₄LPG共に高圧LPGの状態で作蔵・集出荷を行なう。

(2) サイトの条件

1) 土質条件

第7-9図に示すようにLPGターミナルと機橋は近接している。ターミナルは現状水田であり、機橋附近は草地である。地表の状態は異なっているが、地表下の土質の状態は大體似かよっているものとみられる。すなわち一般にイラワジ河に沿った平坦な地域は、イラワジ河の流れにより運ばれた土砂が埋積して出来たとみられるので土層はほぼ水平に成層していると考えることが出来る。この観点からするとイラワジ河に面した崖面の土質を調べることにより、内陸部の地表下の土層を推定することが出来よう。河畔の崖面は45°の傾斜をなしている。乾期の終わりである今回の調査時点では水位がかなり下っており、LWLより1.0m上昇している程度であった。崖の天端がSP+2.1m現水位がSP+1.1mとして比高1.0mの崖面が観察された。崖面にあらわれた土質の状況によると天端から9mがやや軟かい粘土であり、それ以下は硬質粘土とみられる。コンクリート杭を打込むとした場合、多分この硬質粘土層で打止まるものとみられる。

すなわち、SP+1.2m程度の土層が杭の支持層になるとして若干の余裕をつけて杭長をもとめておくものとする。

しかし以上は観察結果に基づいた推定であるので、実施設計の場合には、土質調

査ボーリングを実施し、その結果により杭長を定める必要がある。

Table 7-2. Design Conditions of Kyangin LPG Terminal

LPG Receiving and Shipping	Volume Handled T/Y		LPG Transport System	LPG Condition	
	C ₃ LPG	C ₄ LPG		C ₃ LPG	C ₄ LPG
Receiving Kyangin Ext. Plant → Kyangin Terminal	25,600	35,400	Pipeline	Max. Vap. Pressure 14.6 kg/cm ² g at 37.8°C	Max. Vap. Pressure 4.9 kg/cm ² g at 37.8°C
Shipping Kyangin Terminal → Syriam Terminal	25,600	35,400	Riverbarge		
	61,000				

2) 自然条件

・ 水位

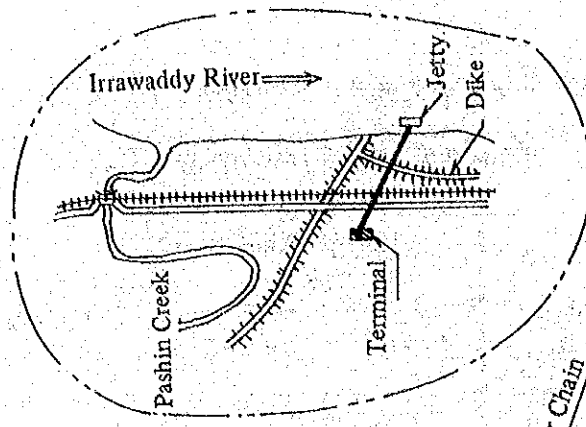
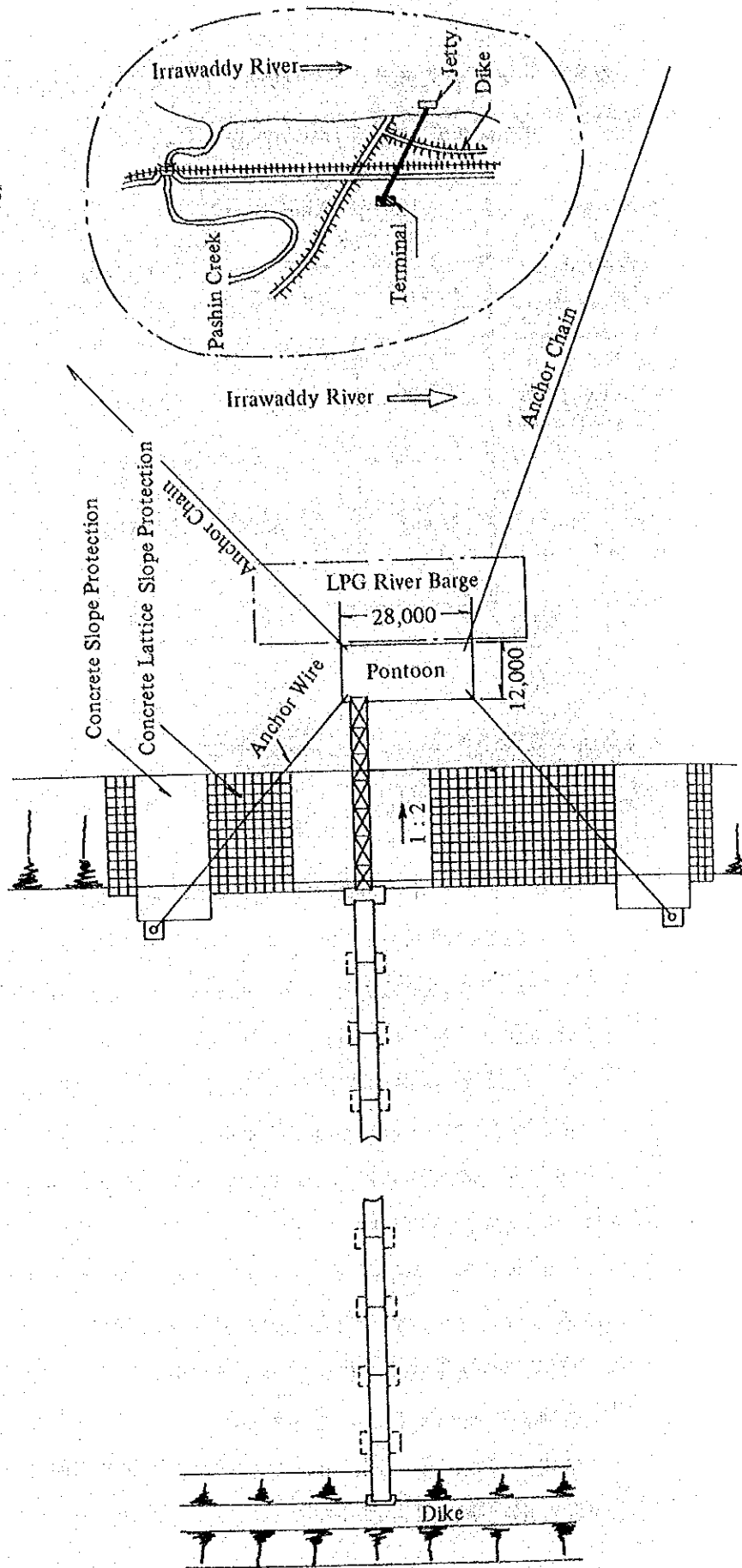
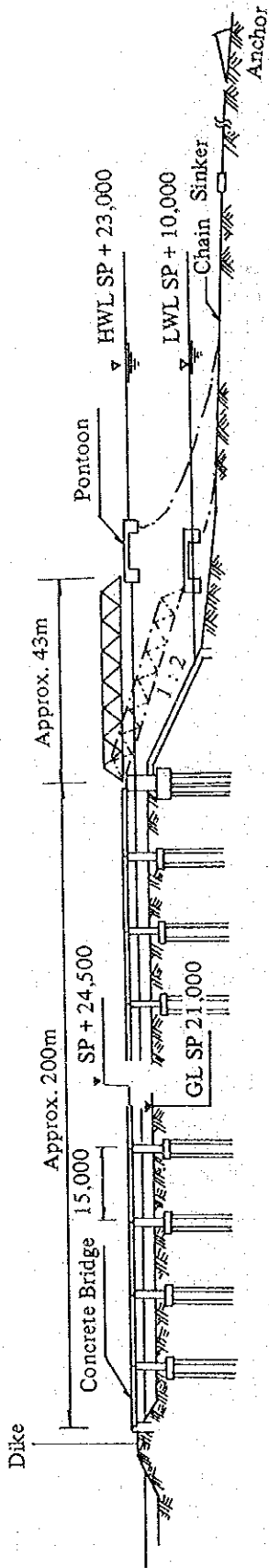
ターミナルサイトは堤防に囲まれた水田に立地する。その地盤高は、水準測量がなされていないので不明であるが、多分 SP+20m~SP+21m 程度ではないかと想定する。堤防の外水位であるイラワジ河の水位は、ビルマ側の資料によると最高水位で SP+23m としている。

サイトは堤防に囲まれているので、イラワジ河の水位が高くなっても、それに伴って直ちにサイトの水位が高くなることはないが、高水位が長い時間続けば、堤防内で上流から流れ込む水の為、水位は次第に上昇し最悪の場合にはイラワジ河の高水位と同じ水位となる。

以上のように考えるとターミナルサイトの地盤高は少くとも堤防と同一の高さに盛土しておく必要があると考えられる。ただし現地においての詳細な調査により堤防内の既往最高水位が判れば、その水位に対して 1.0 m 程度の余裕高をつけて造成高を高めても良いと考える。

地震、降雨、風、雷、砂あらしに関する設計条件は、第 7.1.1 項キャンギン LPG 押出設備と同じである。

Fig. 7-9 Kyangin LPG Shipping Jetty



7.2.2 設計方針

(1) Service Factor

LPGの集出荷についてのService Factorは330日/年と設定する。

(2) LPGタンク

(a) タンクの必要容量は次の算出により決定した。

$$Q = \frac{V \times D}{W \times \varphi}$$

Q	:	タンクの必要容量	m ³
V	:	LPGの取扱い量	T/SD
D	:	貯蔵日数	days
W	:	Working Factor	0.9
φ	:	運転条件における液密度	T/m ³

(b) 貯蔵日数

LPGの貯蔵日数は第6章の計画通り15日である。

(3) 法的規制

- タンク高さ : 球形タンクに関しては特に規制なし。
- タンク間距離 : ビルマ側条件で30メートルの保有距離をとる。
- 防液堤容量 : 集合堤で最大タンク容量+防液堤内の他のタンク容量の10%以上

(4) タンク型式

高圧LPGの貯蔵のため球形タンクとする。

(5) 集出荷設備

LPGの集出荷は、下記に従い設備能力を決定する。

- (a) チャンギンLPG抽出設備からターミナルへのパイプライン輸送: 約9キロメートル離れている。移送作業はDay Time内に行うものとし、リターンガスラインの必要の無い流速とする。
- (b) チャンギンLPGターミナルからリバーバージへの輸送: リバーバージへの積み込み作業はDay Time内に終了する流速とする。600TのLPGを8時間以内で積み出来るものにする。

(6) ユーティリティ設備

チャンギンLPGターミナルで必要なユーティリティは原則的にチャンギンLPG抽出設備から供給を受けるが、建設コストの観点から計器用空気設備と飲料水設備は

小容量のものを設ける。

(7) 公害処理設備

LPGターミナルは、取扱い物質のLPGの性格から汚染物質の排出及び取扱いがないため、公害処理設備は不要である。

(8) ブローダウン設備

安全弁の吹き出し及びターミナル設備の停止時の圧抜きガスの処理のために、安全面を考慮し、ハイベントを設置して高所にガスを放出するものとする。球形タンクの頂部にベントを設置する。

(9) 防消火設備

消火栓・球形タンクの散水設備について、ビルマには国内規定がないため、日本の関係法規及び規格に準拠して計画している。

(10) 運転管理

チャンギンLPGターミナルの運営管理は、全てチャンギンLPG抽出設備の管轄下に入り、一体運営が行われる。

運転勤務は5直3交代の直勤務者と日勤者により構成されるものとし、ターミナル内に計器室を設置しここで運転管理を行なう。

(11) 予備品

ビルマ側の条件で2年間の運転に必要な予備部品を考えている。

7.2.3 設備概要

(1) ターミナル設備の工程図及び設備一覧

設計方針並びに第6章の基本計画に基づいて計画されたチャンギンLPGターミナルのプロセスフローを第7-7図に、又ターミナル設備の一覧表を第7-3表に示す。

(2) LPGタンク設備

LPGタンクの基数及び1基当りの容量は

- (a) ターミナルのLPGの取扱い量と集出荷頻度
- (b) タンク設備のメンテナンス
- (c) 建設費

等について詳細検討した結果より決められている。

(3) 集出荷設備

(a) チャンギン抽出設備からの受入れ及びリバーバージへの出荷のためのC₃LPG・C₄LPGの配管設備を、それぞれ単独に設けるように計画しているため、集出荷の同時作業も可能である。

(b) リバーバージへの出荷ポンプの能力は、C₃LPG・C₄LPG各々300M³/Hで

ある。ポンプの台数は各々2台でこのうち1台は予備機とし、ポンプ故障による出荷トラブルに対して配慮している。

Table 7-3. List of Facility at Kyangin LPG Terminal

	Facility	Capacity of Facility
1	LPG Tank	C ₃ LPG Tanks: 1,000 m ³ x 3 C ₄ LPG Tanks: 2,000 m ³ x 2
2	Shipping pump	C ₃ LPG Shipment: 300 m ³ /H x 2 C ₄ LPG Shipment: 300 m ³ /H x 2
3	Jetty	Loading onto Riverbarges: New jetty is installed.
4	Utilities Facility (1) Water (2) N ₂ (3) Instrument Air (4) Power Receiving and Distribution (5) Emergency	(a) Water to be supplied from Kyangin LPG Extraction Plant. (b) Water pond: Capacity 700 m ³ (c) Supply pump: Capacity 350 m ³ /H x 2 with Diesel Engine. (d) Portable water: Supply system 10 T/H To be supplied by Kyangin LPG Extraction Plant. To be installed. To be installed at both location of Terminal and Jetty. Non

(4) 栈橋設備

チャンギンLPGターミナルから、チャンギンLPG抽出設備で生産される61,000 T/Yをシリアム・ターミナルまでLPGリバーバージで輸送する。

既設のチャンギンセメント工場の出荷栈橋は河岸の斜面に鉄筋コンクリートの柱を立て、上面を桁・スラブで結んだ固定式フレーム構造としている。

本計画のLPG出荷栈橋は、上記のような固定式フレーム構造とせず、第7-9図に示すようにイラワジ河全域で良く使用されているポンツーン式栈橋で計画した。

主たる理由は河の水面近くでの掘削工事で出水を伴うことが多く困難になることがあるので、これを避ける為である。

(5) ユーティリティ設備

(a) チャンギンLPGターミナル及び棧橋でのユーティリティ消費量は下記の通りである。

・ 電 気

ターミナル 100 kWh/H (C₃・C₄同時船積み時)

棧 橋 150 kWh/H (常時負荷)

・ 水 6 T/H

・ 計装用空気 100 NM³/H

・ N₂ -

(b) 取水設備

棧橋のポンツーン上にポンプ及び付属配管を設置し、イラワジ河から取水する。

この水は配管により、チャンギンLPG抽出設備の原水槽に送られる。

能力は190T/Hであり、ポンプの台数は2台・うち1台は予備である。

(c) 計装用空気設備

圧縮機は消費量の100%予備を見込み2台設ける。

(d) N₂

チャンギンLPG抽出設備から配管により、受け入れる。

(e) 飲料水設備はChemical Injection Unitと配管よりなる。

(f) 受配電設備 チャンギンLPGターミナル

チャンギンLPG抽出プラントの変電所より6.6kVの配電線にて供給をうける。

ターミナルに変電設備を設置し、ターミナルの受配電を行う。主な設計基準は下記の通りである。

・ 危険場所の区分；API RP500に準拠

・ 使用電圧

受 電 電 圧 6,600V 3φ 50HZ

動 力 電 源 150kW以下 400V 3φ 50HZ

150kWこえる 6,600V 3φ 50HZ

照 明 用 電 源 230V 1φ 50HZ

計 装 用 電 源 100V 1φ 50HZ

・ 変圧器容量 300kVA 3φ 4W 50HZ

一次電圧 6,600V

二次電圧 415V, 240V

・ 停電対策として計装用電源のバックアップのためバッテリー設備(30分間)

ックアップ可能)を設ける。

変電設備の単線結線図は第7-6図の通りである。また栈橋の電力供給の為、6.6 kVフィーダを1回線設けるものとする。

(g) 受配電設備 チャンギンLPG栈橋

チャンギン・ターミナルの変電設備より6.6 kVの配電線にて供給をうける。栈橋に変電設備を設置し、受配電を行う。主な設計基準は下記の通りである。

・ 危険場所の区分 ; API RP500 に準拠

・ 使用電圧

受電電圧 6,600V 3φ 50HZ

動力電源 150kW以下 400V 3φ 50HZ

照明用電源 230V 1φ 50HZ

・ 変圧器容量 300kVA 3φ 4W 50HZ

一次電圧 6,600V

二次電圧 415V, 240V

変電設備の単線結線図は第7-6図の通りである。

(h) 非常用電力設備

ターミナルにおける集出荷作業は間歇運転であり、連続作業ではない。従って停電時には集出荷作業を一時的に停止させても危険が伴うとか、他に著しく影響をおよぼすことがないため、非常用電力設備は必要はないと考えられる。

但し、計装設備は前記の通り30分間のバックアップが行われ、停電時に安全に設備を停止出来るよう配慮している。

(6) 防消火設備

防消火設備として、ターミナルに設ける貯水槽を水源として利用し、

・ 構内全域に専用配管で送水出来る消火栓設備

・ LPGタンクを散水するためのスプリンクラー設備を計画している。

ポンプは能力700M³/H(350M³/H×2)ディーゼルエンジン駆動である。貯水槽の容量は30分間使用出来る水量を確保する。

7.2.4 配置計画

ターミナルの配置計画図を第7-10図に示す。配置計画に際して、次の諸点を考慮した。

(1) ターミナル・栈橋の運転管理は、ターミナルの計器室で行われる。

(2) LPGのタンクは集中配置し、集合防液堤にて防液堤容量を確保する。タンク間の保有距離はビルマ側の条件により30メートルとした。

- (3) ターミナル周辺に道路が敷設出来るようにし、防災対策が容易になるようにする。
 (4) 緑地をビルマ側の条件により設置した。

7.3 シリアム・ターミナル

7.3.1 設計条件

(1) LPGの集出荷

シリアム・ターミナルのLPGの集出荷の設計条件を第7-4表に示す。

C₃ LPG, C₄ LPG共に取扱いは高圧LPGの状態での貯蔵・集出荷を行う。

(2) サイトの条件

1) 土質条件

本サイトにはPhase I-part 2でターミナル設備が計画され、現在建設中である。

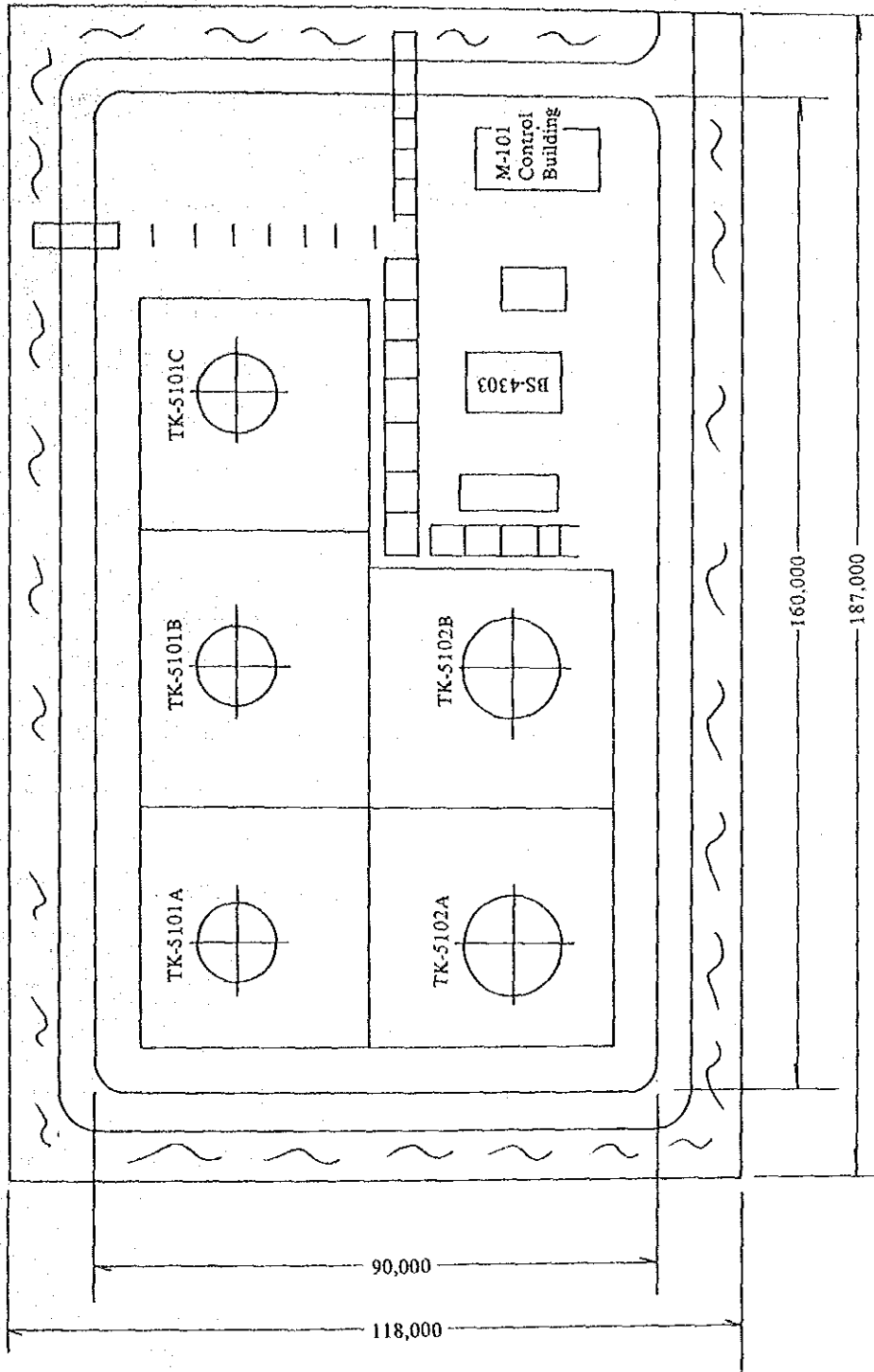
土質については、上記の建設に伴ないボーリングが実施された。それに基づくビルマ側の資料によると地下水位は地表下-5m、地表に近い所の地耐力は2.5 t/m²としている。土質は一般に軟かいシルト質土である。このような土では構造物を直接置くと沈下を起すので杭基礎を用いることとする。

現在建設中のタンク基礎にはφ300、L=22m程度のPC杭を用いている。今回Phase IIで増設する球型タンクについても同様の杭基礎を施す。

Table 7-4. Design Conditions of Syriam Terminal

LPG Receiving and shipping	Volume Handled T/Y		LPG Transport system	LPG Condition	
	C ₃ LPG	C ₄ LPG		C ₃ LPG	C ₄ LPG
Receiving					
1. Mann Terminal → Syriam Terminal	11,200	18,800	Riverbarge	Max. Vapor Pressure 14.6 kg/cm ² g at 37.8°C	Max. Vapor Pressure 4.9 kg/cm ² g at 37.8°C
2. Syriam Refinery → Syriam Terminal	1,970	3,930	Pipeline		
3. Kyangin Terminal → Syriam Terminal	25,600	35,400	Riverbarge		
	38,770	58,130			
	96,900				
Shipping					
Syriam Terminal → Export	38,770	58,130	LPG Ocean Tanker		
	96,900				

Fig. 7-10 Plot Plan of Kyangin LPG Terminal



(2) 自然条件

・ 地 震

地震係数を 0.15 とする。

・ 雨 量

ビルマ側の資料によると、既往最大降雨記録で 1 時間当り 178 mm、24 時間当り 200 mm となっている。

しかし此の値に基いて排水設備を設計すると過大となるので現在のターミナル設備の設計に用いている 100 mm/hr を採用する。

・ 風

ビルマ側の資料により設計風速は地上 10 m で 50 m/s とする。

・ 雷

落雷があるので必要な場合防護対策を施す。

・ 砂あらし

本サイトでは砂あらしはない。

7.3.2 設計方針

(1) 基本概念

シリアム・ターミナルは Phase I で計画され、現在は工事中であるが、近く完成する。Phase III の計画では、これらをすべて総合的に使用し、LPG の取扱い量の増加にともない能力の不足する設備のみを増設する。

運用方法の変更も加味し、Phase III における付帯設備の増加の要否を検討する。

(2) Service Factor

第 7.2 節と同じ

(3) LPG タンク

(a) タンクの必要容量の算式は第 7.2 節と同じ。

(b) 貯蔵日数

LPG の貯蔵日数は第 6 章の計画通り 20 日である。

(4) 法的規制

第 7.2 節と同じ

(5) タンク型式

第 7.2 節と同じ。

(6) 集出荷設備

リバーバージの新たに増設する 3 隻の能力は 600 T である。既設は 500 T でありこれに較べ容量が大きくなったが、荷揚げの設備は現状のままのものを使用する。従

って荷揚げの作業時間が約1時間増えるが、直勤務により24時間の作業体制で運用する。

輸出向け外港船の標準船型を1,500 T積みとした。従来計画の1,000 T積みに対し大巾にロットが大型化した。積込み設備の増強は行わず、荷役時間を延長して対応する。

シリアム・ターミナルよりのLPGの出荷形態は、外航船での輸出のみとし、内需向けの出荷はマン製油所・シリアム製油所のシリンダー充填設備を使用して行なう。

チャンギンLPGターミナルでは基本計画ベース上は、全量輸出のLPGを取扱うが、フレキシビリティの考え方から内需用のシリンダー充填設備を設け運用面での対応の巾を持たせている。

(7) ユーティリティ設備

既設で対応が可能である。

(8) 公害処理設備

第7.2節と同じ。

(9) ブローダウン設備既設を使用する。

(10) 防消火設備

第7.2節と同じ。

(11) 運転管理

既設のシステムで運用可能である。運転勤務は5直3交代制で、荷揚げ・船積み作業は24時間体制とする。

(12) 予備品

第7.2節と同じ。

7.3.3 設備概要

(1) ターミナル設備の工程図及び設備一覧

既設の設備及び設計方針並びに第6章の基本計画に基づいて増設を計画されたシリアム・ターミナルのプロセス・フローを第7-11図に、又、ターミナル設備の一覧表を第7-5表に示す。

(2) LPGタンク設備

第7.2節と同じ。

(3) 集出荷設備

既設の設備が使用される。

C₃・C₄ LPG用の各々1台運転であり、これに各々予備用を1台を付け計4台である。

揚げ設備のコンプレッサー及びシフトポンプはC₃・C₄ LPG用の各々1台運転であり、これに各々予備用1台を付け計4台である。

(4) 栈 橋

シリアム・ターミナルにおいてLPGを集出荷するためにLPGリバーバージと外航LPGタンカーを接岸させる栈橋が必要である。取扱うLPGの量はPhase IからPhase III までで次の通りとなる。

- LPGリバーバージにより輸送されるLPG91,000T/Yの荷揚げ（Phase IIまでマン・ターミナルから30,000T/Y, Phase III でチャンギン・ターミナルから61,000T/Y）

- シリアム製油所からパイプライン受入れ5,900T/Y

- シリアム・ターミナルから外国に輸出されるLPG96,900T/Yの積出し

対象とする船型はLPGリバーバージが500DWT（マン及びチャンギンから来る。4隻）および600DWT（チャンギンから来る。3隻）である。

外航LPGタンカーは、通常では1500DWT程度と想定する。

シリアムには、第7-12図に示すように、既存のNo.1からNo.2までの栈橋がある外、最近新設されたLPG栈橋がある。栈橋の型式はNo.1からNo.2までがポンツーン型式、LPG新栈橋が鋼管杭を使用した固定型式である。

各栈橋の使用状況は次の通りである。

- No.1 栈橋（1946年完成）

先端のポンツーンが流出し取付橋梁が落橋しており、使用不可能となっている。

- No.2 栈橋（1958年完成）

原油・重油輸出および国内沿岸向け積出し。対象船型は外航タンカー10,000DWT内航タンカー1,500DWT。

- No.3 栈橋（1970年完成）

イラワジ河リバーバージに対する石油製品積込み。

- No.4 栈橋（1974年完成）

イラワジ河プロム附近のミヤナウ油田などからの原油荷揚げ、現在建設中のセクタ・メタノール工場からのメタノール荷揚げ。

以上に説明したように、No.1～No.4 栈橋はどれも使用ひん度が多くLPGの荷扱いに使用する余地はない。

LPG新栈橋はPhase IIIの一部を先行で含みつつPhase IIまでを対象として建設されたもので、その概要を第7-13図に示す。対象船型はLPG外航タンカーは1,500DWT, LPGリバーバージは500DWTとしている。

Phase III
Expansion

EXISTING

Fig. 7-11 Process Flow Diagram for Syriam Terminal

C₃ LPG Storage Tank
1,000 m³ x 3

C₃ LPG Storage Tank 1,000 m³ x 4

C₃ LPG Unloading Compressor
200 m³ LPG/h Eq. x 2

Return Gas to River Barges

Return Gas from LPG Ocean Tanker

C₃ LPG Shipping Pump 300 m³/h x 2

FQC

To LPG Ocean Tankers

C₃ LPG Shift Pump
200 m³/h x 2

From River Barge

From Syriam Refinery

C₄ LPG Unloading Compressor
200 m³ LPG/h Eq. x 2

Return Gas to River Barge

Return Gas from LPG Ocean Tankers

C₄ LPG Shipping Pump 300 m³/h x 2

FQC

To LPG Ocean Tankers

C₄ LPG Shift Pump
200 m³/h x 2

From River Barge

From Syriam Refinery

C₄ LPG Storage Tank
1,000 m³ x 1
2,000 m³ x 1

C₄ LPG Storage Tank 1,000 m³ x 1
2,000 m³ x 3

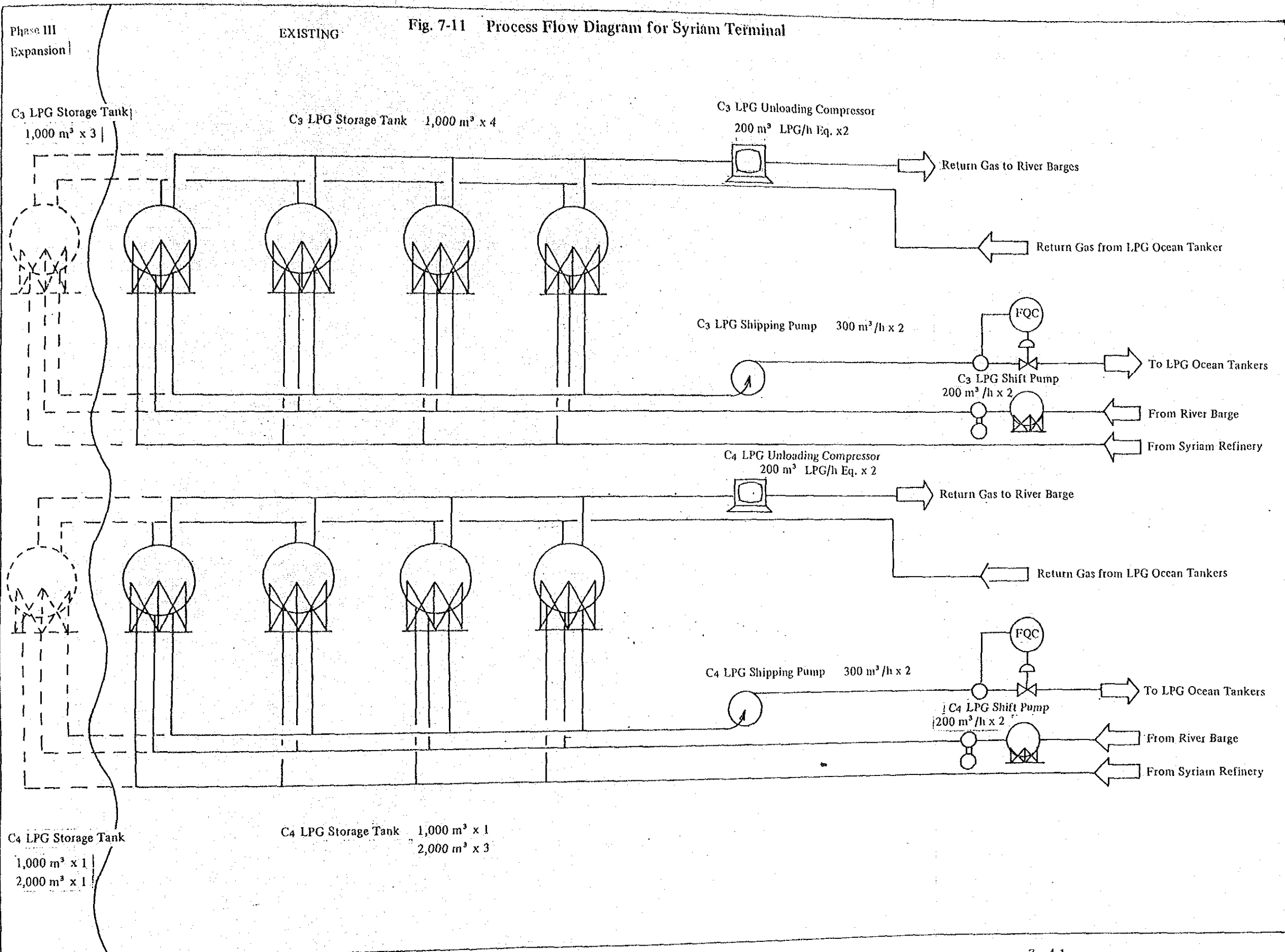
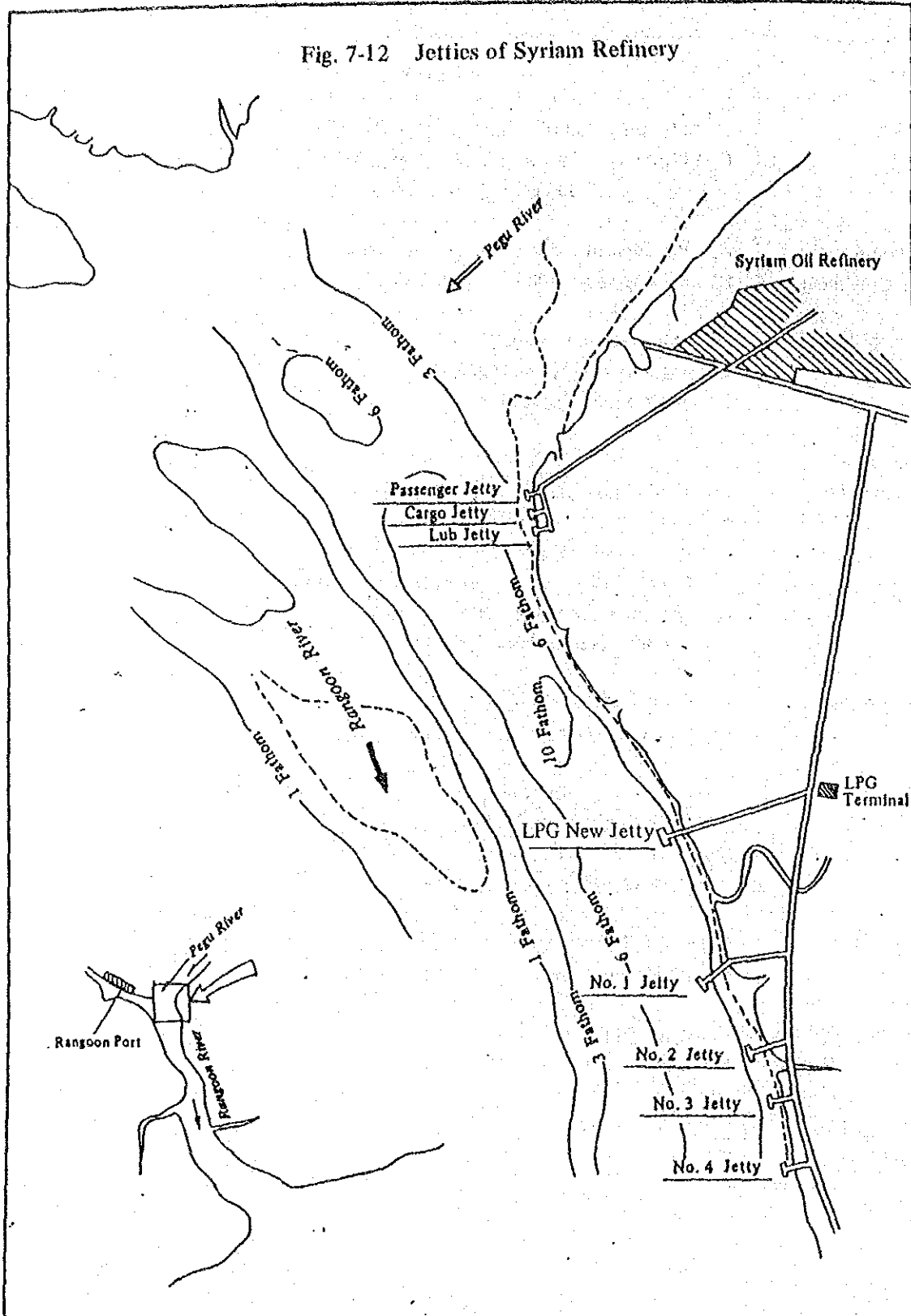


Table 7-5 List of Facilities at Syriam Terminal

Facility	Capacity	Remarks
1. LPG Tanks	C ₃ LPG tanks: 1,000 m ³ x 4 & 1,000 m ³ x 3* C ₄ LPG tanks: 1,000 m ³ x 1 & 1,000 m ³ x 1* 2,000 m ³ x 3 & 2,000 m ³ x 1*	* Expansion
2. Shipping Pumps and Unloading equipment	C ₃ LPG shipment: 300 m ³ /h x 2. unloading 200 m ³ /h x 2 C ₄ LPG shipment: 300 m ³ /h x 2. unloading 200 m ³ /h x 2	
3. Jetties	Unloading from river barges: and Loading into LPG Ocean Tankers: New jetty is to be installed.	for 500 DWT barge ~ 3,000 DWT tanker
4. Utility Facilities 1) Water Intake	(a) Water intake pump: Supply from PIC (b) Water treatment: 10 t/h (c) Water pond: 15 m x 40 m x 1.5 m (depth) (d) Water pipeline: From Syriam Refinery to Terminal (e) Hydrant pump: 40 m ³ /h x 2 (f) Sprinkler pump: 750 m ³ /h x 2	
2) Cooling Water	(a) Cooling Tower: Spray Type (b) Cooling Water Circulation Pump: 10 m ³ /h x 2	
3) Instrument Air	(a) Compressor: 200 Nm ³ /h x 2 (Discharge pressure: 7 kg/cm ² g) (b) Dryer: 200 Nm ³ /h x 1 (Dew poin: 0°C ... 6 kg/cm ² g)	
4) N ₂ Generator	Generator: 100 Nm ³ /h x 1 (N ₂ purity: 99% Pressure: min. 2.0 kg/cm ² g).	
5) Power receiving/ Distribution Facility	Capacity: About 830 kVA (Sub-station to be installed)	
6) Emergency Power Generator	Not to be installed.	

Fig. 7-12 Jetties of Syriam Refinery



LPGの取扱量の輸出が96,900 T/Y, シリアム・ターミナルへの荷揚げが91,000 T/Yをこの棧橋で取扱うとすれば, 計算上必要となる船の数は下記の通りとなる。

$$96,900 \text{ T/Y} \div 1,500 \text{ T} \div 12 \text{ M} = 5.4 \text{ 隻/M}$$

$$91,000 \text{ T/Y} \div \begin{matrix} 500 \text{ T} \\ \downarrow \\ 600 \text{ T} \end{matrix} \div 12 \text{ M} = 14.9 \text{ 隻/M}$$

計 20.3 隻/M

荷役を昼間だけで行うとすれば, 上記の船数からみて棧橋の利用度が高すぎ実際上出来ないことが想定される。

経済性を向上させる見地から必要な場合荷役は夜間も実施するよう計画し, 棧橋の利用度を上げて対処することとする。ただし外航船の離接岸は安全性を考慮して, 昼間行うものとする。

すなわち Phase III において新たな棧橋は作らず, すでにある LPG 新棧橋を LPG の荷揚げ, 積込みに使こととする。

ラングーン港の潮位は大潮平均で干満差 5.13 m で潮流は最大 7 ノットに達する。外航船が棧橋に着船出来るのは, 朝 5 時 30 分から午後 2 時 30 分までの間において満潮から干潮になる潮流が最も小さくなる時とされており, この条件によって接岸出来るのは 1 ヶ月に 20 日程度である。計算上外航タンカーの着船数は 5.4 隻/M であるので問題になることはないと思われる。

(5) ユーティリティ設備

ユーティリティの使用量の負荷は Phase III の計画で増加しない。稼働率の上昇にともない, 月間の消費量が増えるのみである。従って設備容量の増設はなく, 既存設備の使用が可能である。

LPG の球型タンク増設にともない, 付属設備としての散水冷却設備, 照明・設装用電気及び空気は既設の配管又はファイダーから枝取りをして供給する為, 配管ケーブル工事が必要となる。

(6) 防消火設備

火災等の災害は既設タンクヤードと Phase III における増設タンクは同時に発生しない事を前提とした。この結果, 既設の設備のみで対応が可能となり, 設備の増強は不用である。新設タイクヤードへ消火水配管・消火栓を設ける。

(7) その他の設備

既存設備を使用する事で特別な問題はない。

Fig. 7-13 Syriam LPG New Jetty

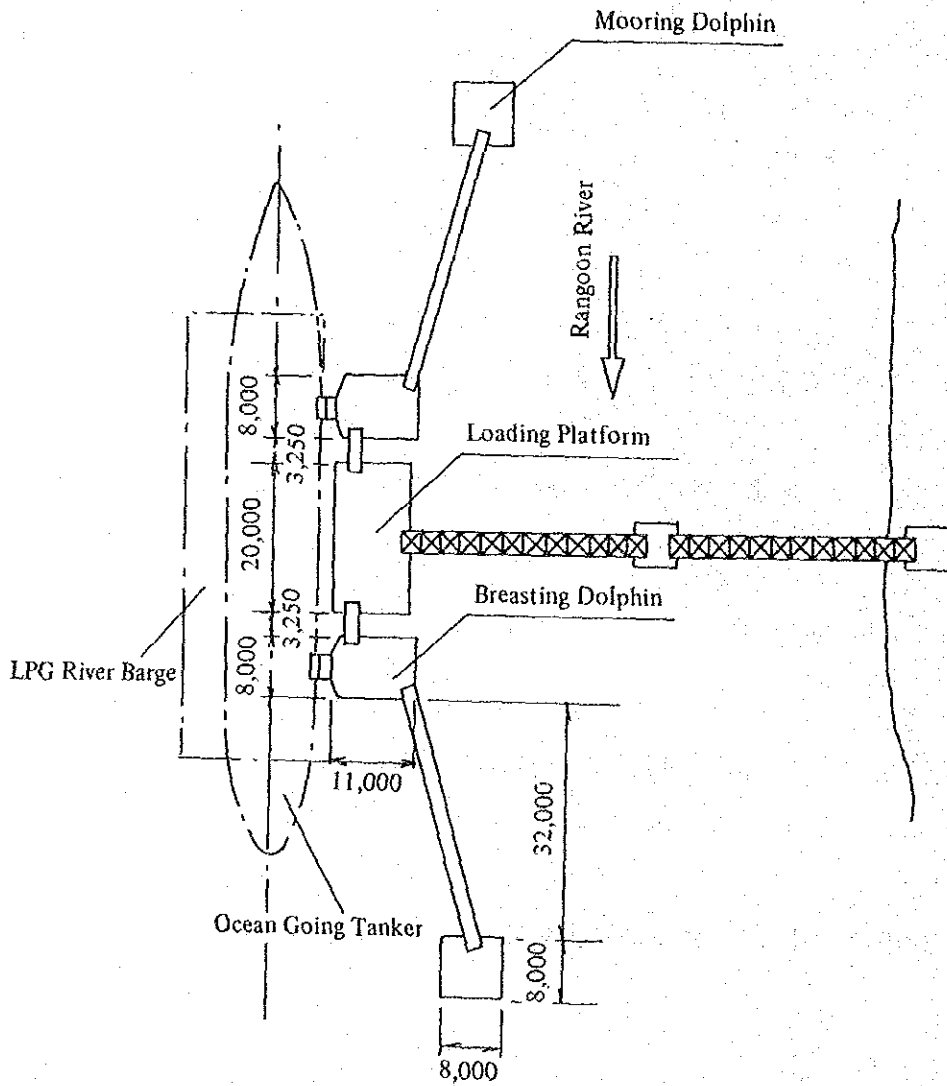
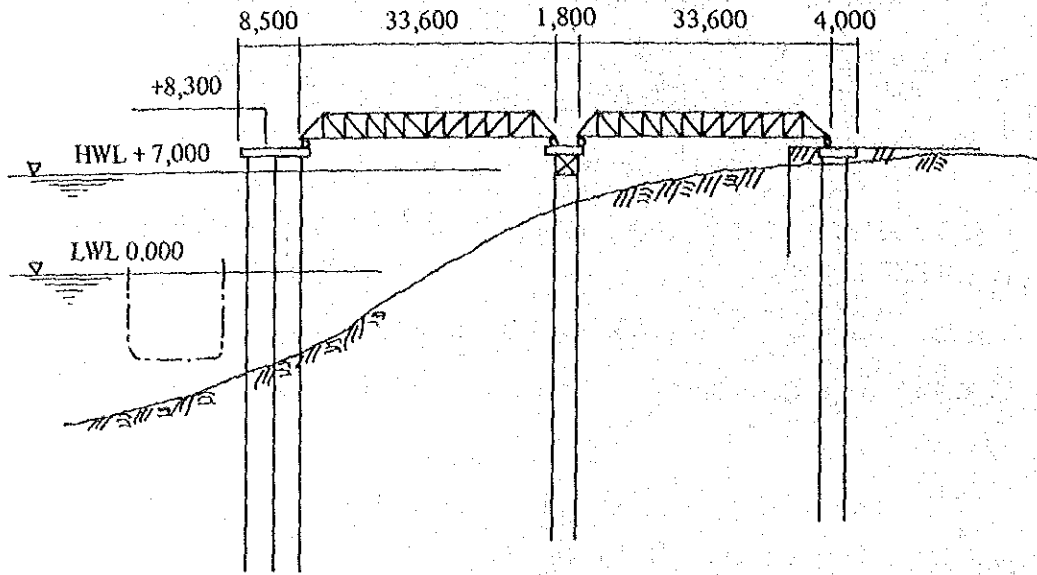
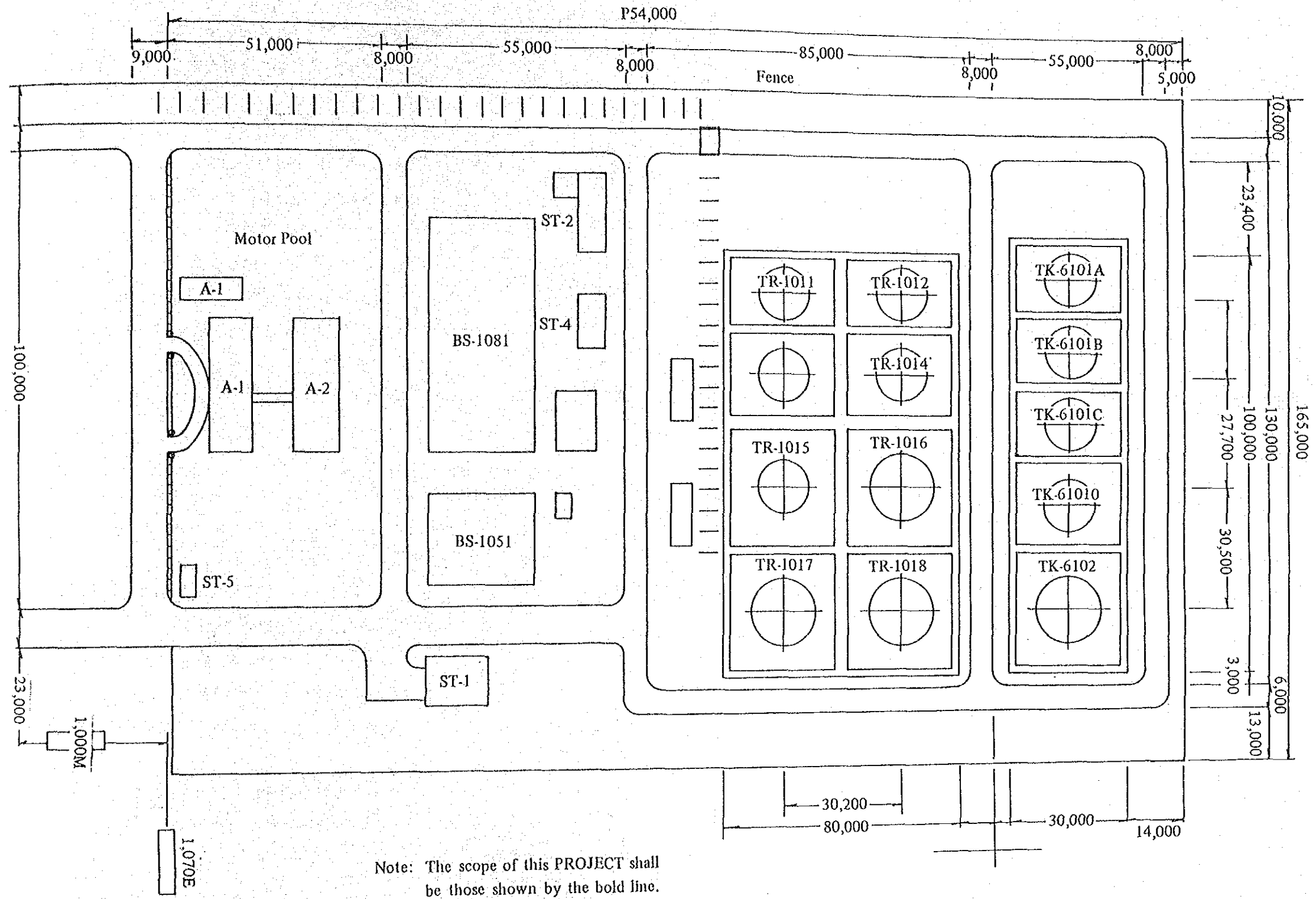


Fig. 7-14 Plot Plan for Seriam Terminal



Note: The scope of this PROJECT shall be those shown by the bold line. The existing facilities are also shown in this drawing for the better understanding only.

