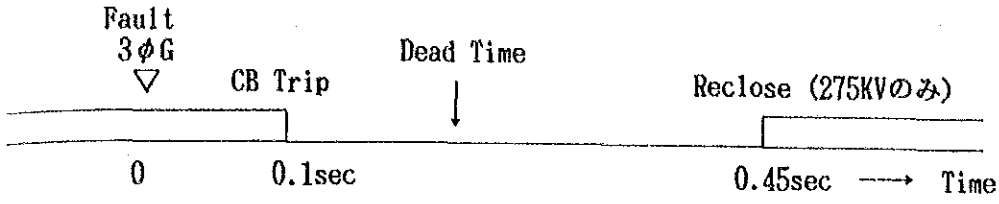
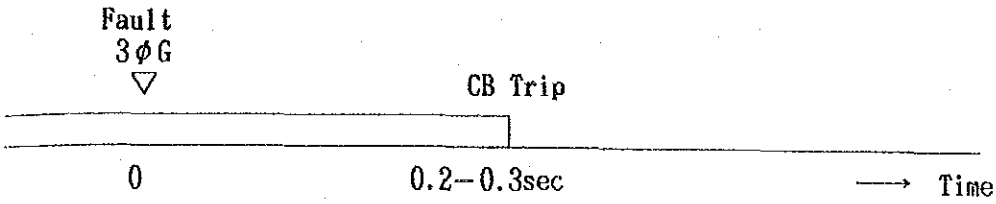
1) 主保護装置動作時



2) 後備保護装置動作時



12.2.2 各変電所の設備

1) 各変電所の単線結線図，機器配置図を Fig.12.7 ～Fig.12.14 に示す。

2) 変電所の設計に当り運転・保守面から今回とくに考慮した点は次のとおりである。

a) 機器の操作を迅速確実にするため機器の配列を出来るだけ既設設備に合わせ標準化した。

b) 屋内設備に関し、275KV，132KV機器については既設同様ガス絶縁とし、又33KV機器については VCB又は GCBによるキュービクル方式を採用した。

c) 電力ケーブルの屋外敷設方式は信頼度を考慮してケーブルダクトによるものとした。

12.3 通信設備概念設計

12.3.1 設計条件

通信設備の概略設計の基本となる条件は下記の通りである。

(1) 本計画に必要な情報量から考えると、通信回線の構成は電力線搬送回線とする。

(2) 本計画に関連する発変電所間に給電指令用電話を設置するものとする。

(3) 本計画で新設される送電線区間の通信設備のみ本計画に含まれるものとする。

(4) 本計画に関連する発変電所の情報は Medinat Qaboos S.S.に表示されるものとし、これを伝送する情報伝送装置を設置するものとする。

(5) 本計画に関連する各送電線には Power line carrier systemが設置されるものと

する。

12.3.2 概念設計

前項の条件に基づき、以下本計画に必要な通信設備について設計する。

(1) 電力線搬送設備

各発変電所間に 2 channel type の電力線搬送装置（帯域 4KHz ）を2系列それぞれ設置する。結合方式は既設方式に併せ、回線内メタリック方式とする。搬送周波数については詳細設計時に関連する既設電力線搬送周波数を調査の上、決定する必要がある。

(2) 搬送継電装置

本計画に関連する送電線の各発変電所間に送電線保護用信号伝送装置をそれぞれ設置する。

(3) 信号伝送装置

本計画に関連する各発変電所の情報を Medinat Qaboos S.S.に表示するため、各発変電所と Medinat Qaboos S.S.間に信号伝送用回線を構成する。なお、信号伝送装置は、別プロジェクトにより設置されるものとする。

(4) 電話設備

関係する発変電所間に給電用電話回線を構成する。

(5) 電源設備

本計画に必要な通信設備用の電源装置は浮動充電装置と蓄電池により構成される直流電源方式とする。

Fig12.15 及びFig12.16 にこれらの通信設備概略図を示す。

12.4 建物設備概念設計

各変電所・開閉所の開閉設備，事務所用として検討した建物は次の通りである。但し、275kV 、 132kV、33kV開閉所及びリレー室についてはケーブル処理のため地下室を設けるものとした。

1) Barka P.S.

275KV 開閉所

鉄筋コンクリート造　平屋建　地下1階　1棟　　2,660 ㎡

2) Barka S.S.

275KV 開閉所

鉄筋コンクリート造　平屋建　地下1階　1棟　　1,400 ㎡

3) Khuwair S.S.

132KV, 33KV　開閉所

鉄筋コンクリート造　平屋建　地下1階　1棟　　1,540 ㎡

275KV 開閉所，リレー室，事務室建物

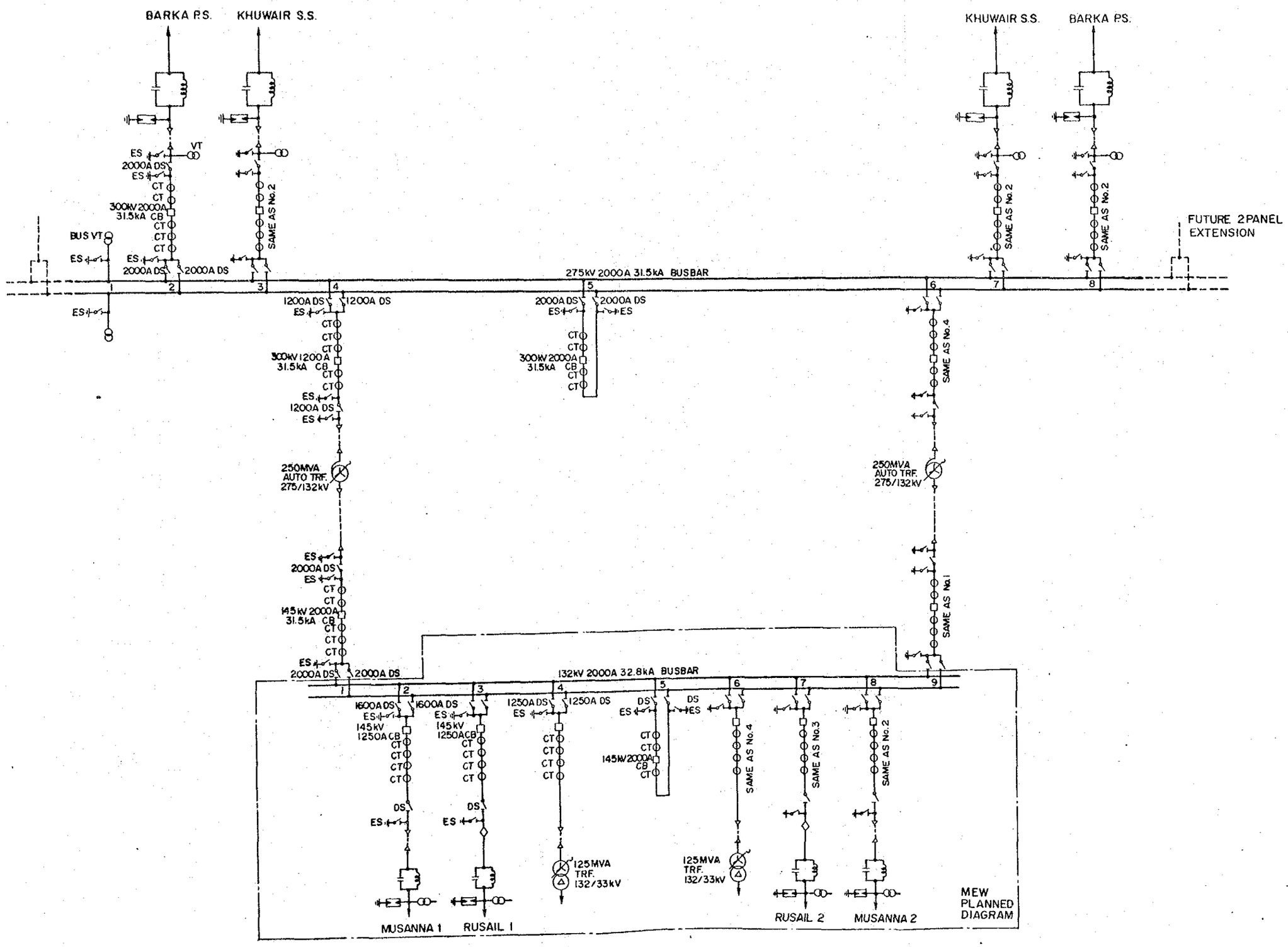
鉄筋コンクリート造　平屋建　一部地下1階　1棟　2,310 ㎡

4) Khabourah S.S.

132KV, 33KV　開閉所，リレー室，事務所建物

鉄筋コンクリート造　平屋建　一部地下1階　1棟　2,350 ㎡

Fig. 12·7 BARKA SUBSTATION SINGLE LINE DIAGRAM



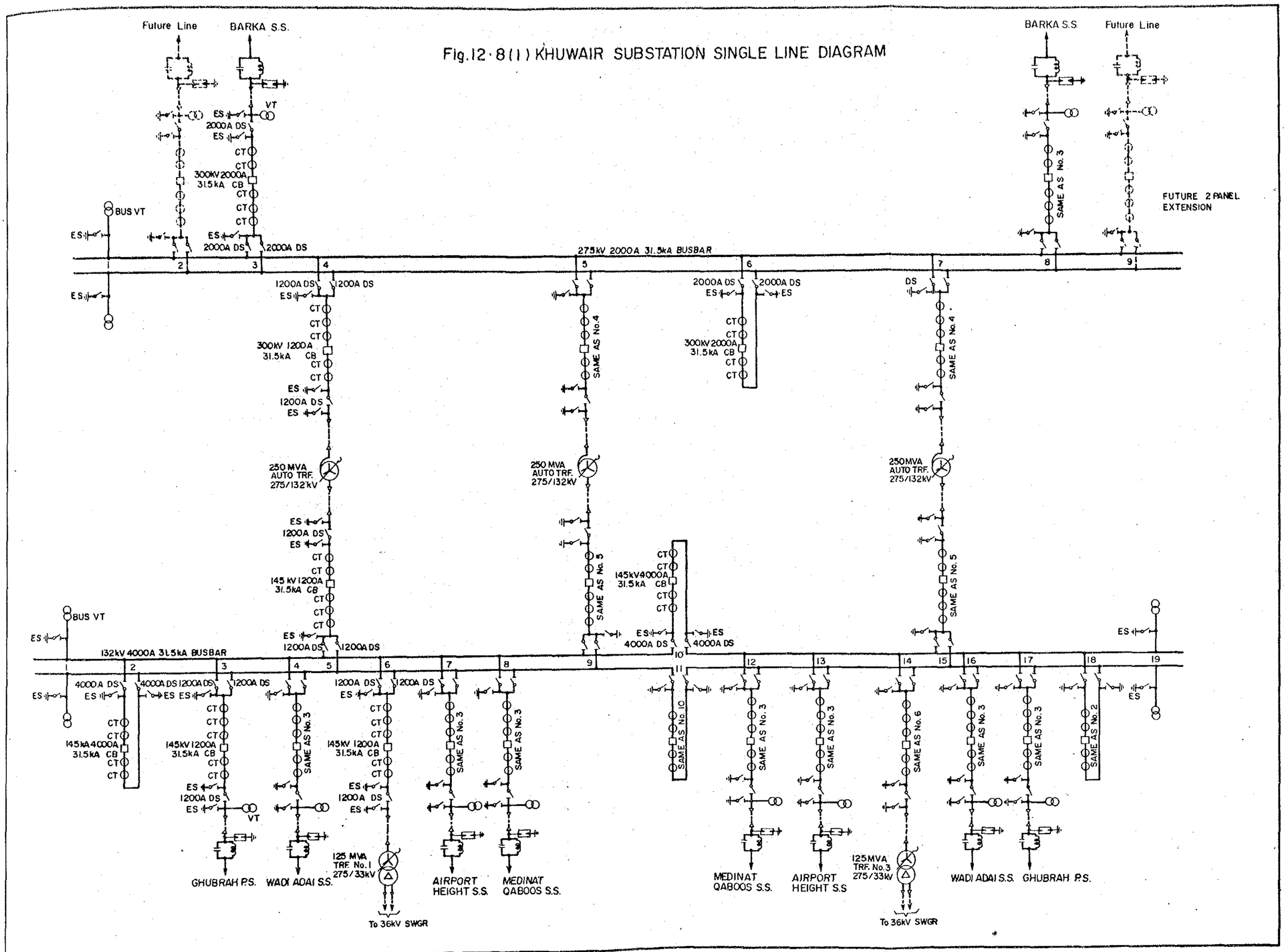


Fig.12·8(1) KHUWAIR SUBSTATION SINGLE LINE DIAGRAM
Future Line
BARKA S.S.
BARKA S.S.
Future Line
FUTURE 2 PANEL EXTENSION
SAME AS No.3
275kV 2000A 31.5kA BUSBAR
300kV 2000A 31.5kA CB
300kV 1200A 31.5kA CB
145kV 1200A 31.5kA CB
145kV 4000A 31.5kA CB
250 MVA AUTO TRF. 275/132kV
SAME AS No.4
SAME AS No.5
SAME AS No.6
SAME AS No.10
SAME AS No.2
132kV 4000A 31.5kA BUSBAR
125 MVA TRF. No.1 275/33kV
125MVA TRF. No.3 275/33kV
To 36kV SWGR
GHUBRAH P.S.
WADI ADAI S.S.
AIRPORT HEIGHT S.S.
MEDINAT QABOOS S.S.
MEDINAT QABOOS S.S.
AIRPORT HEIGHT S.S
WADI ADAI S.S.
GHUBRAH P.S.

Fig. 12·8 (2) KHUWAIR S.S. SINGLE LINE DIAGRAM

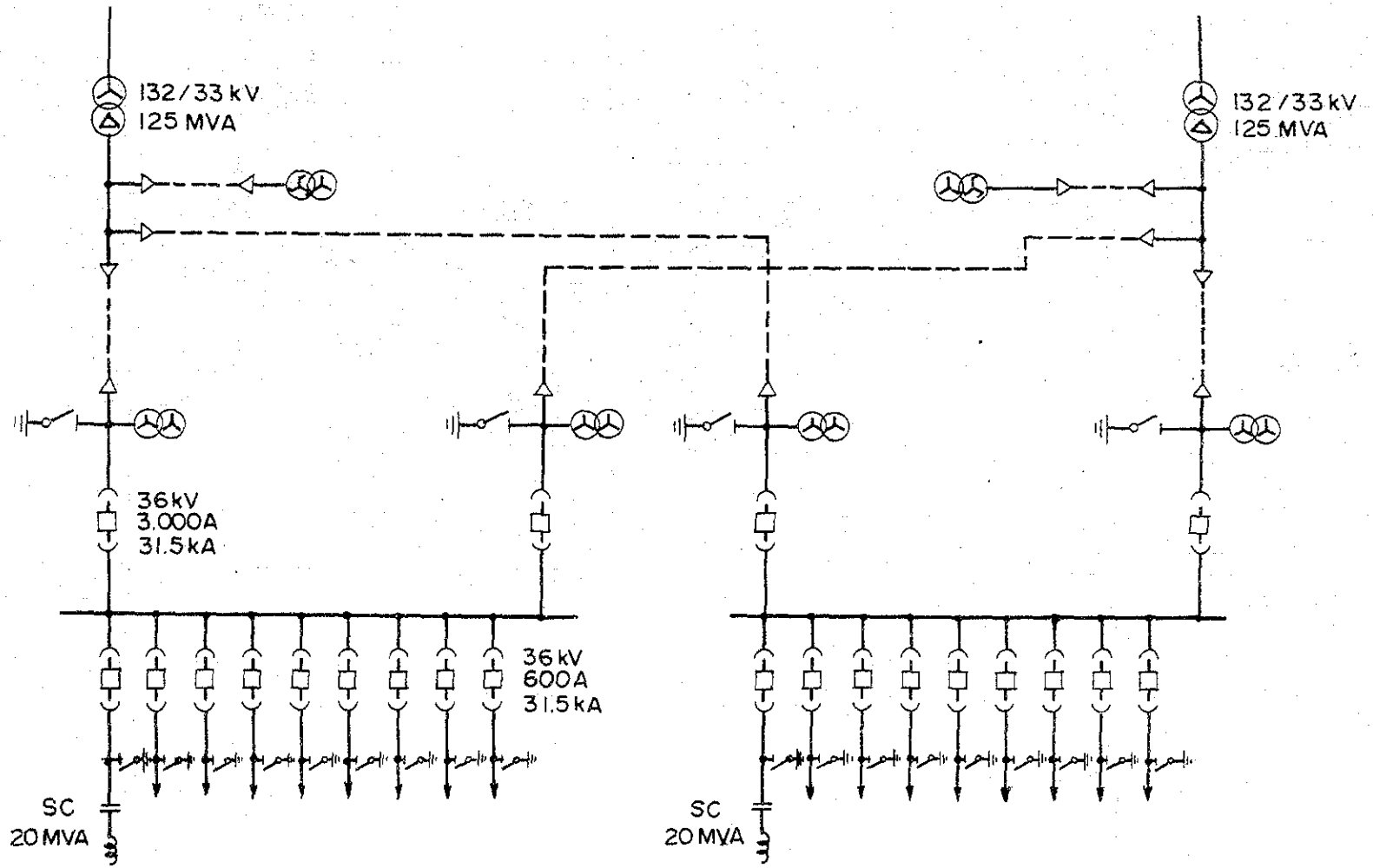
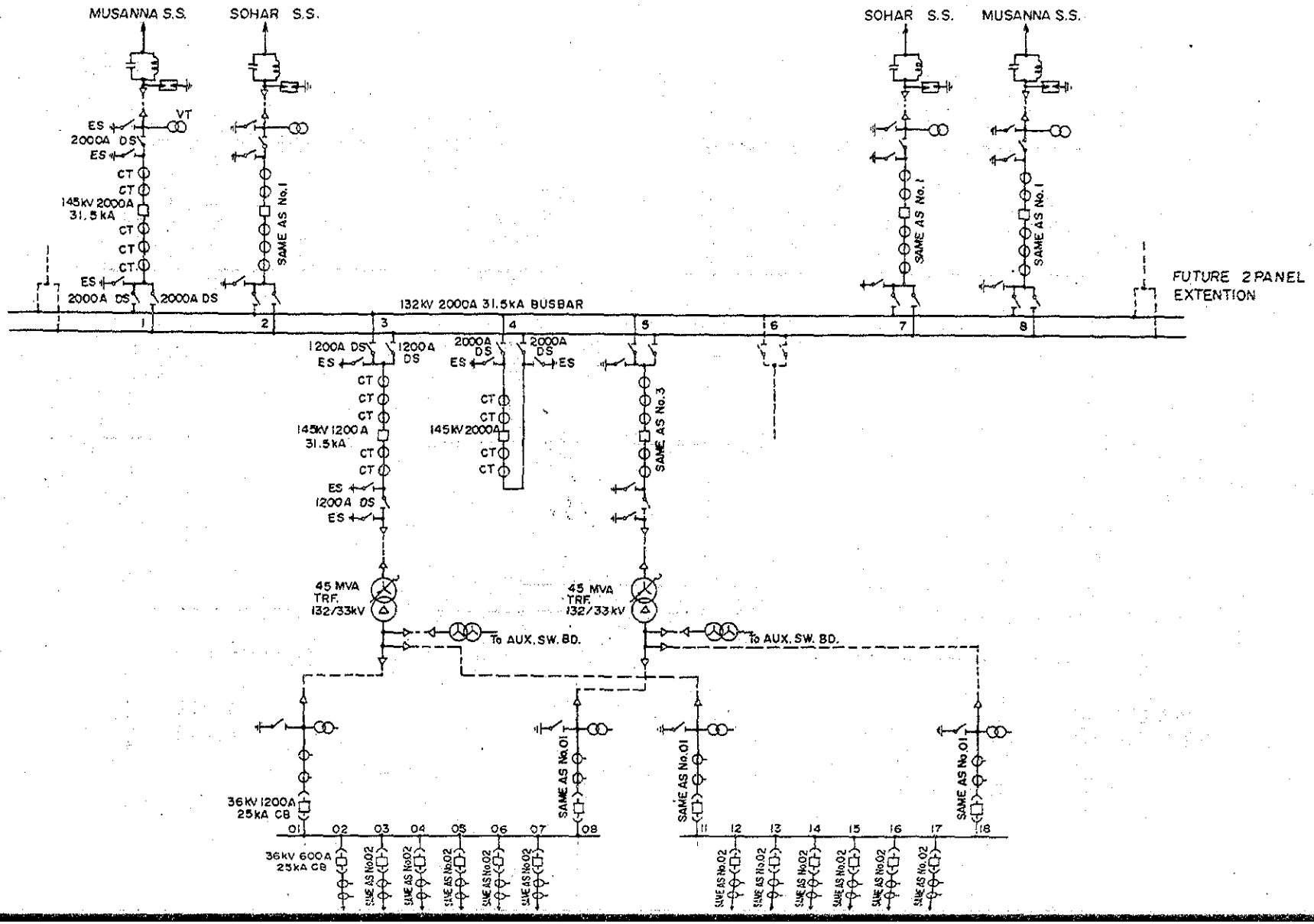


Fig. 12·9 KHABOURAH SUBSTATION SINGLE LINE DIAGRAM



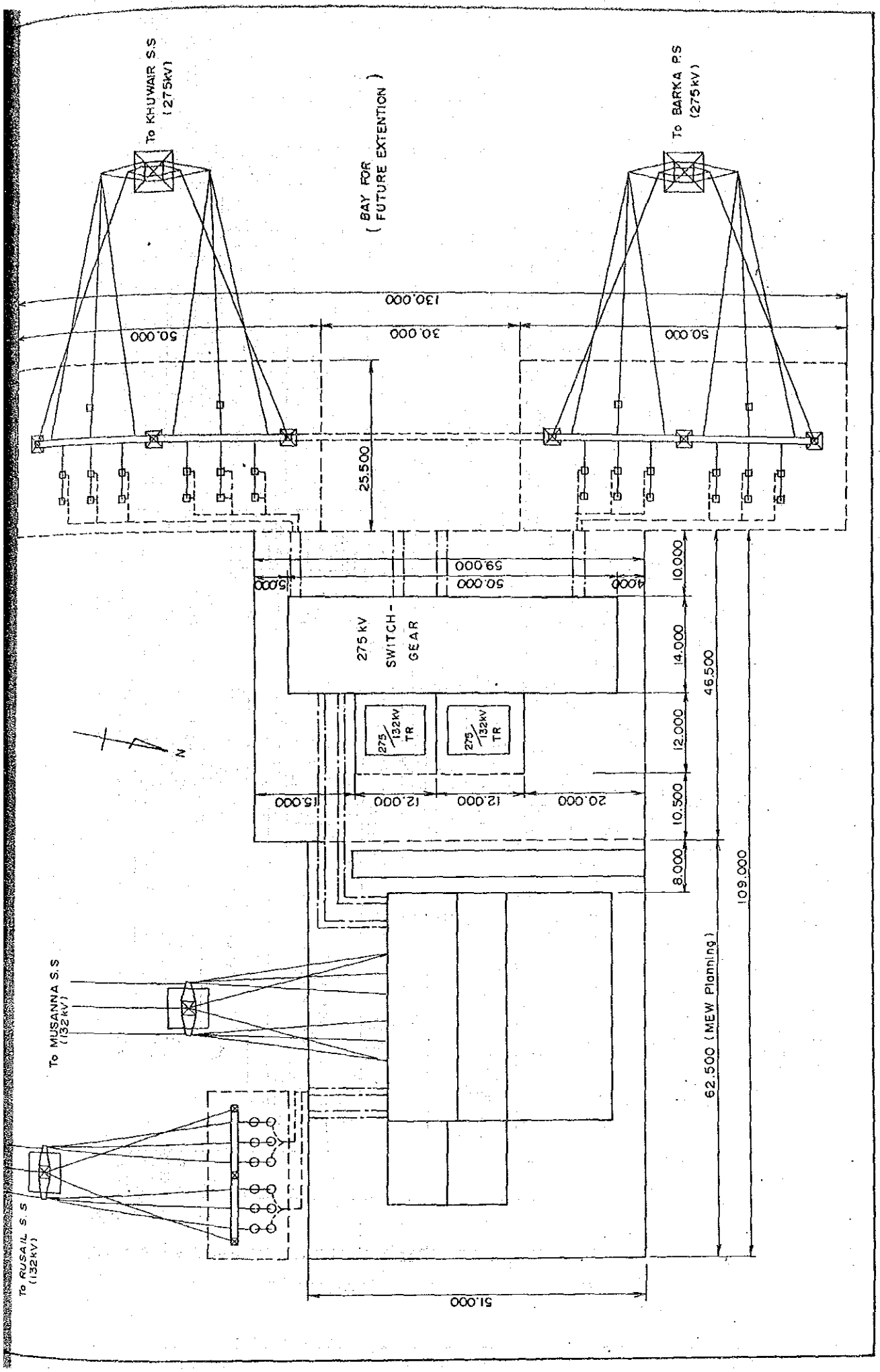
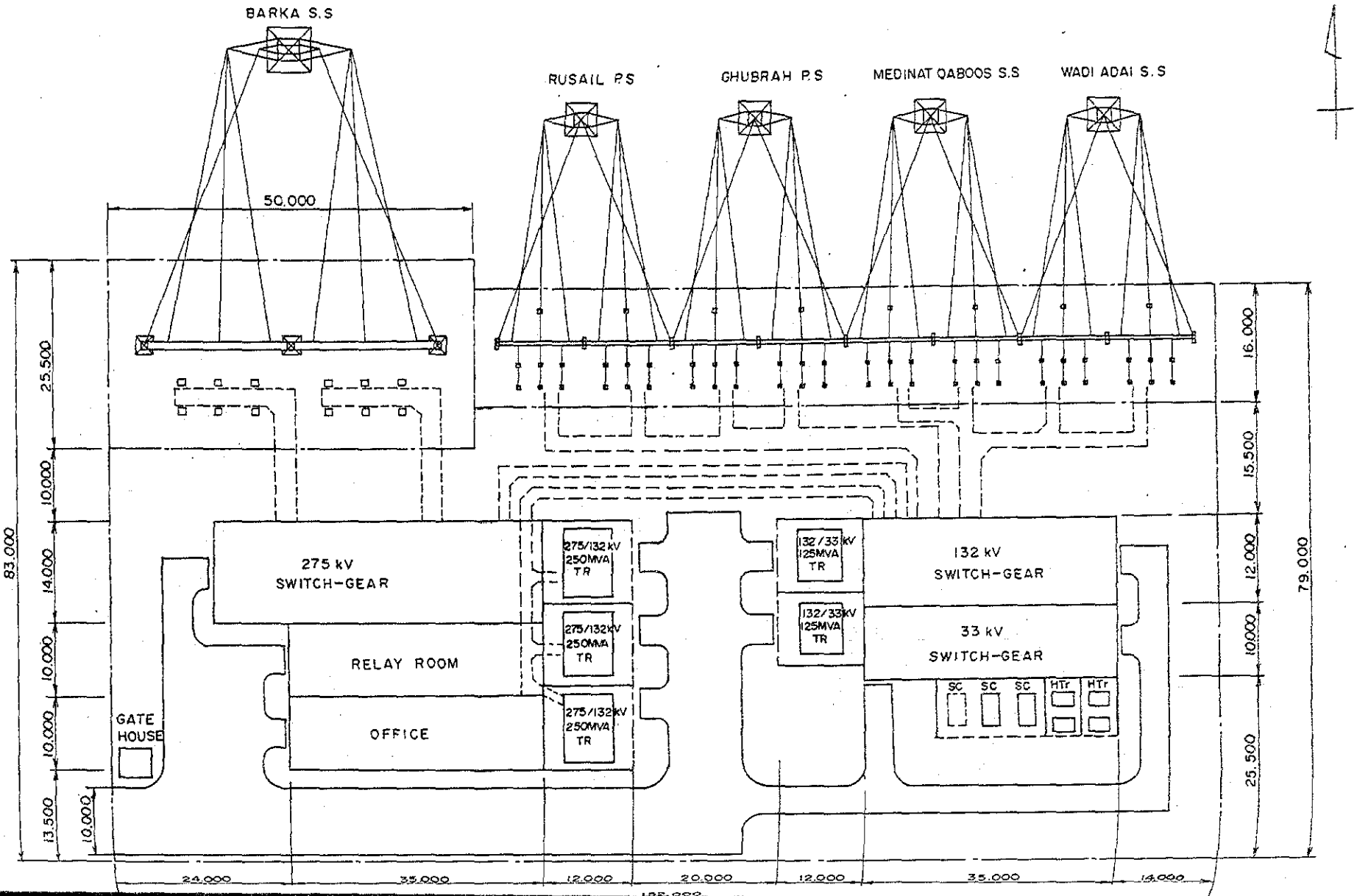

To KHUWAIR S.S (275kV)
(BAY FOR FUTURE EXTENTION)
To BARKA P.S (275kV)
130,000
50,000
30,000
50,000
25,500
59,000
50,000
5,000
4,000
10,000
14,000
12,000
10,500
8,000
46,500
109,000
62,500 (MEW Planning)
275 kV SWITCH-GEAR
275/132kV TR
275/132kV TR
N
15,000
12,000
12,000
20,000
To MUSANNA S.S (132kV)
To RUSAIL S.S (132kV)
51,000

Fig. 12 · 11 LAYOUT FOR KHUWAIR 275/132/33kV SUBSTATION



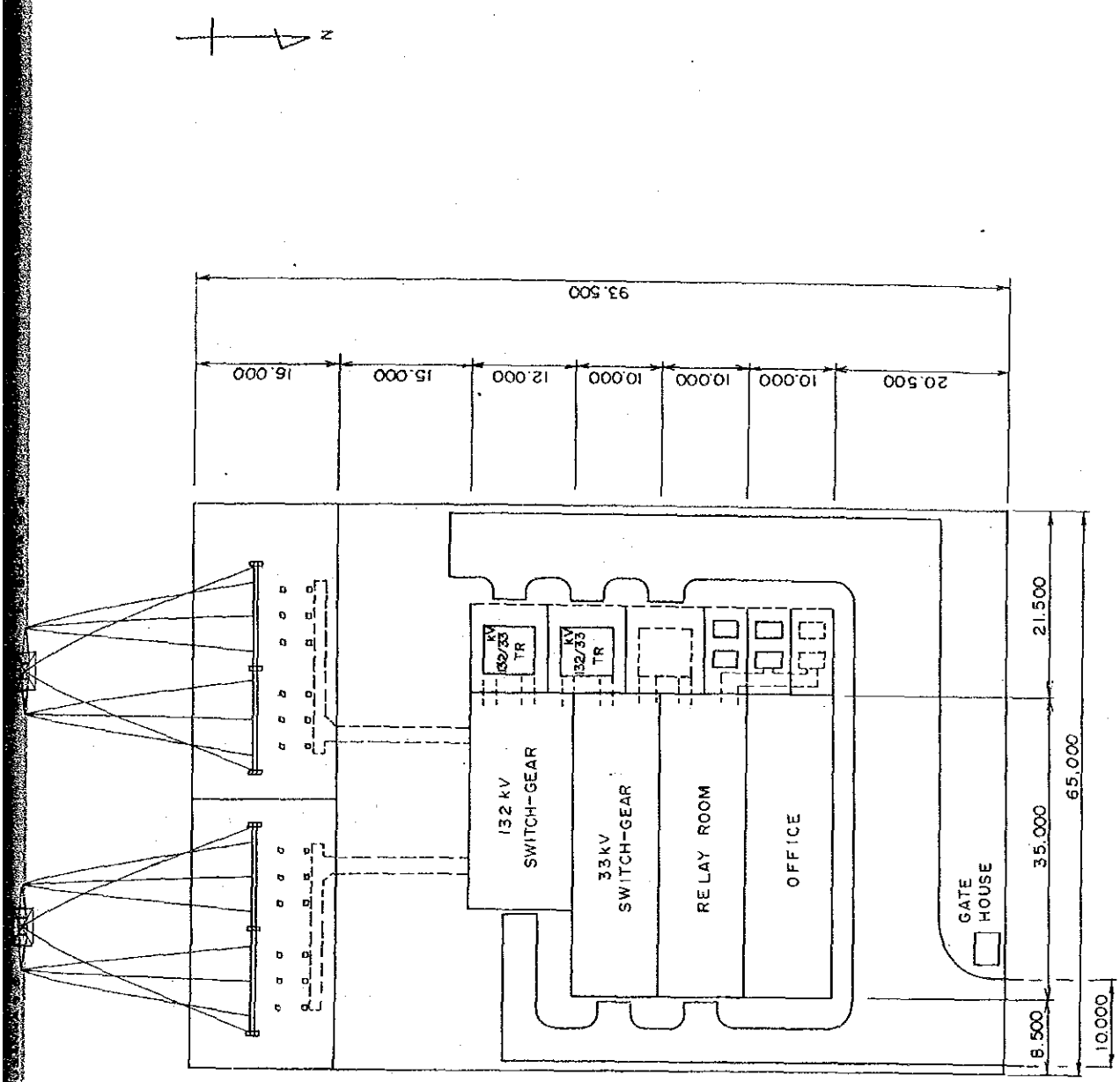
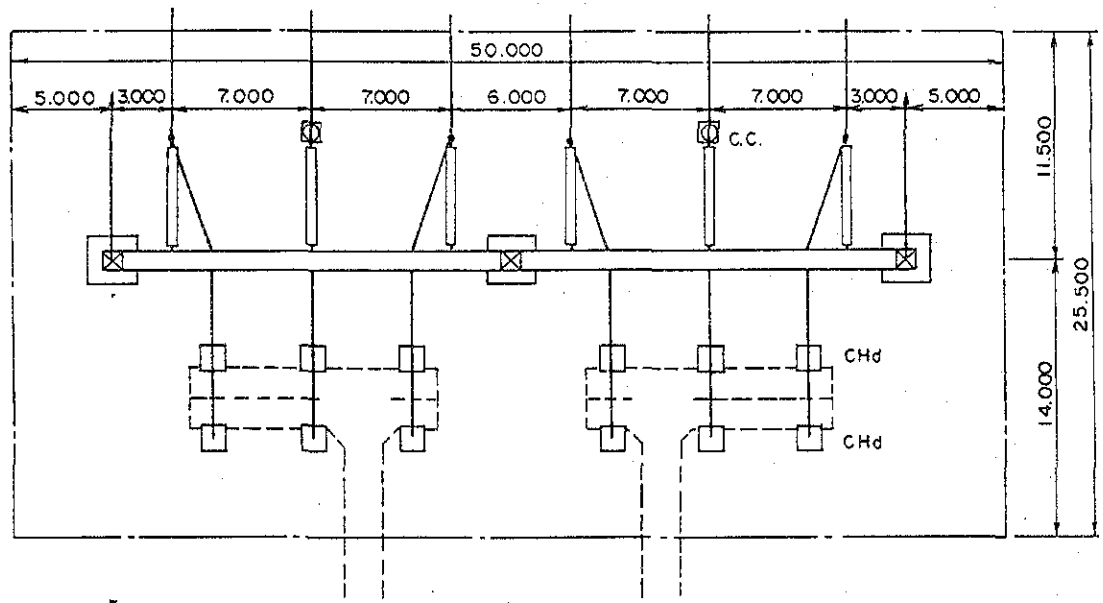
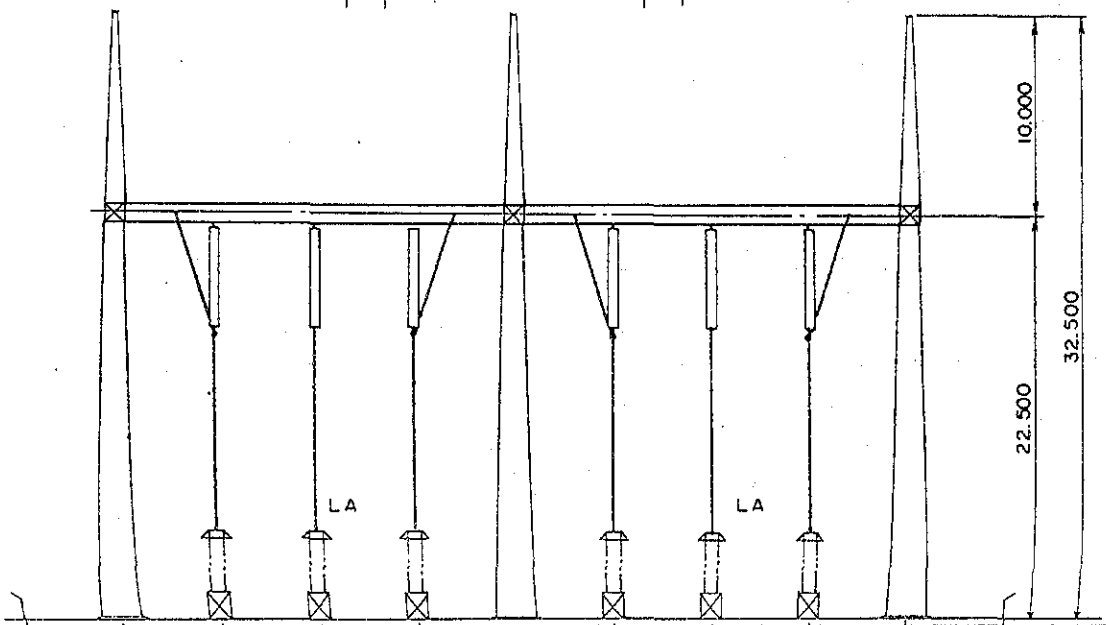
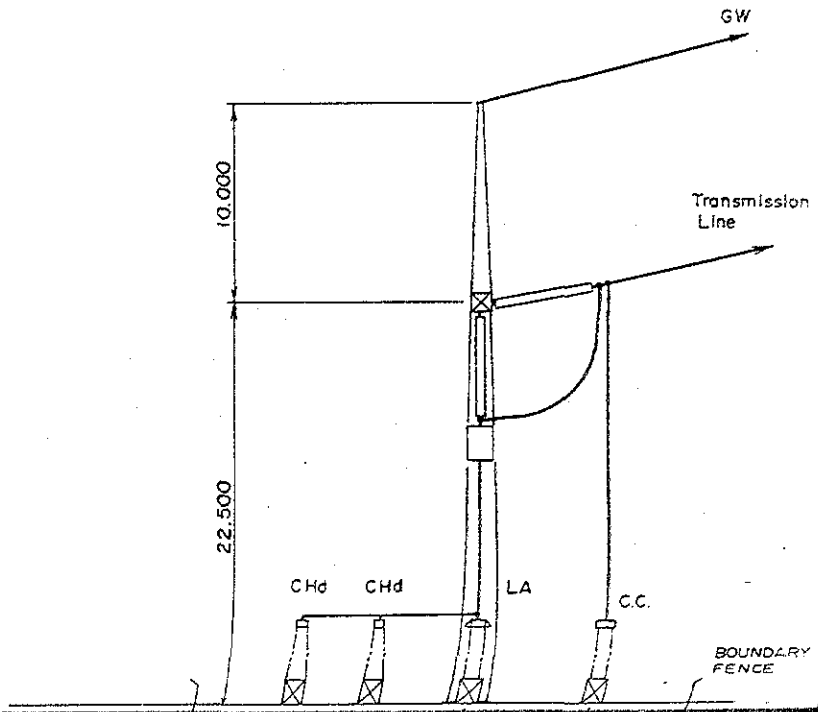

N
93,500
16,000
15,000
12,000
10,000
10,000
10,000
20,500
132 kV
SWITCH-GEAR
33 kV
SWITCH-GEAR
RELAY ROOM
OFFICE
GATE
HOUSE
132/33 kV
TR
132/33 kV
TR
21,500
35,000
65,000
8,500
10,000

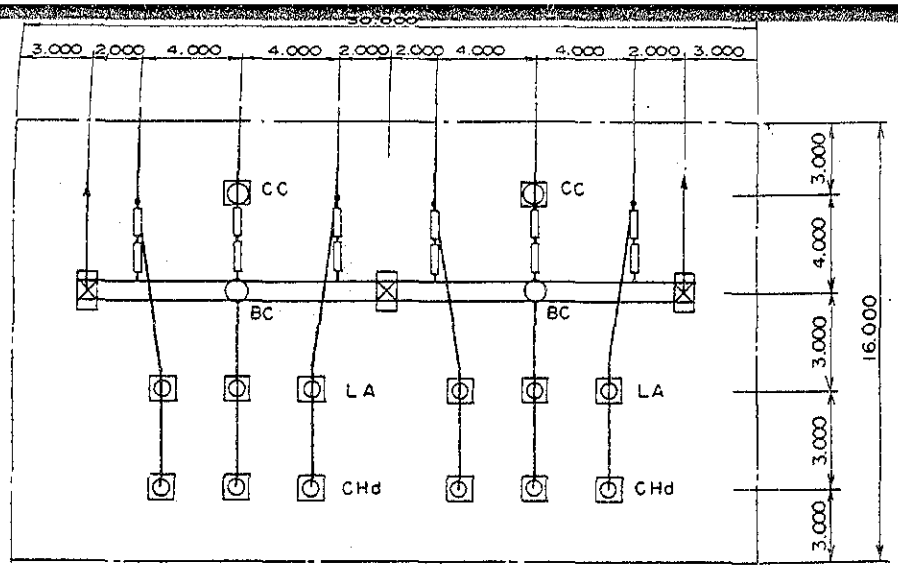
Fig. 12 · 13 GENERAL ARRANGEMENT (DRAWING OF 275kV INCOMING LINE)



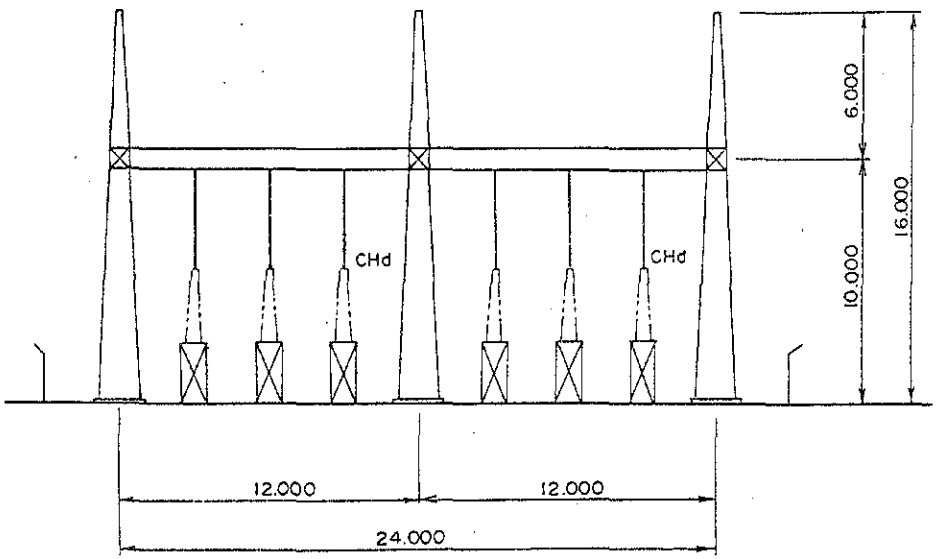
FOR
BARKA P.S.
BARKA S.S.
KHUWAIR S.S.







FOR
KHUWAIR S.S.
KHABOURAH S.S.



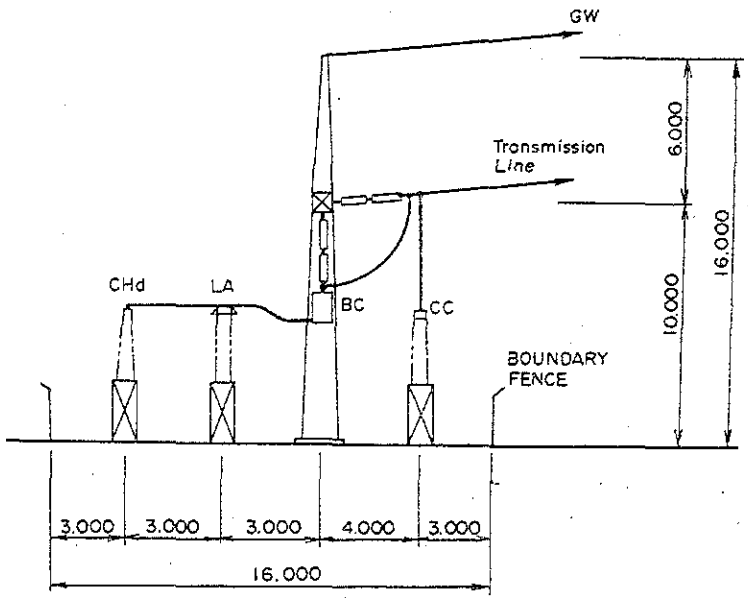


Fig. 12.17 CONSTITUTION OF TELECOMMUNICATION FACILITY

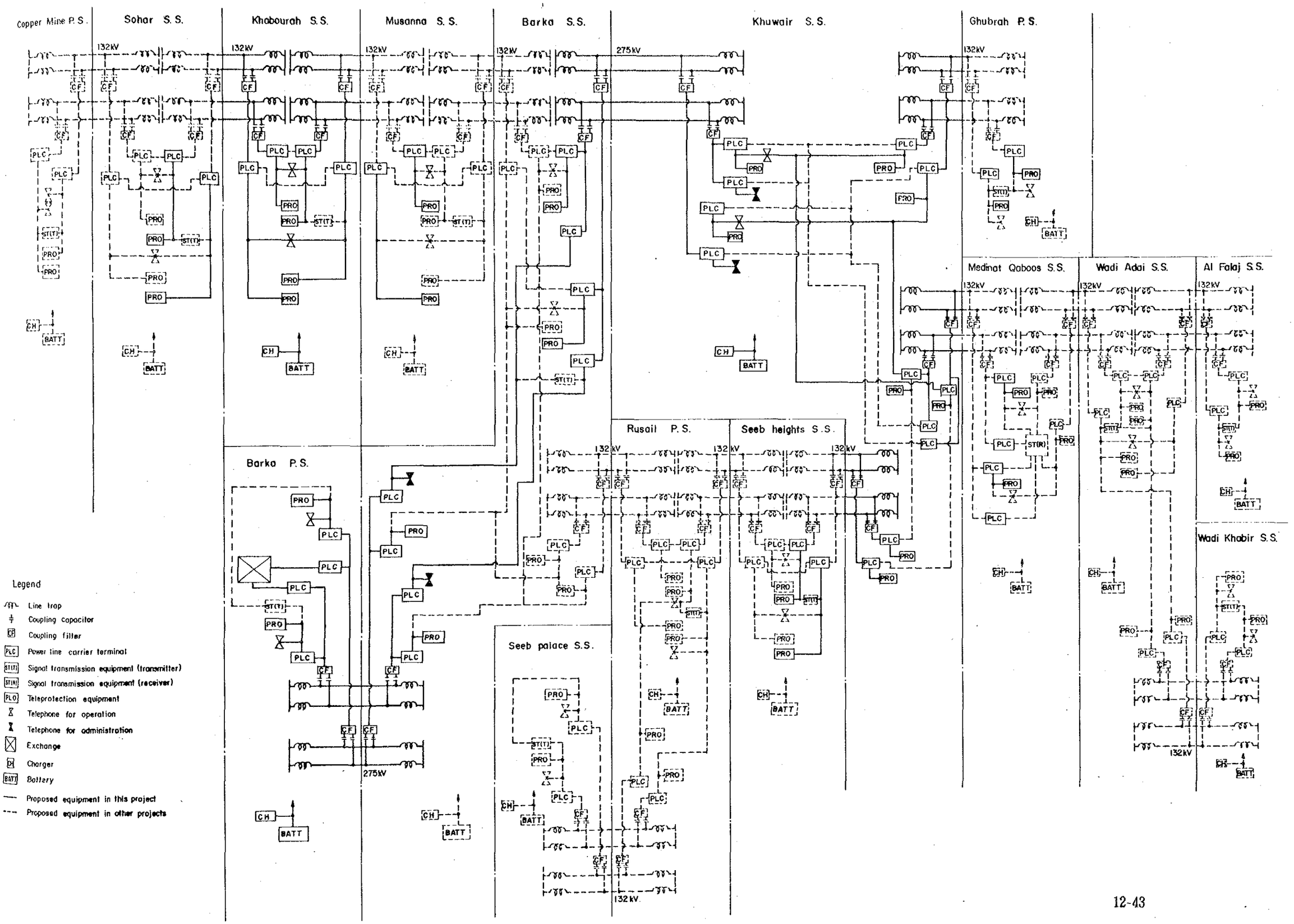
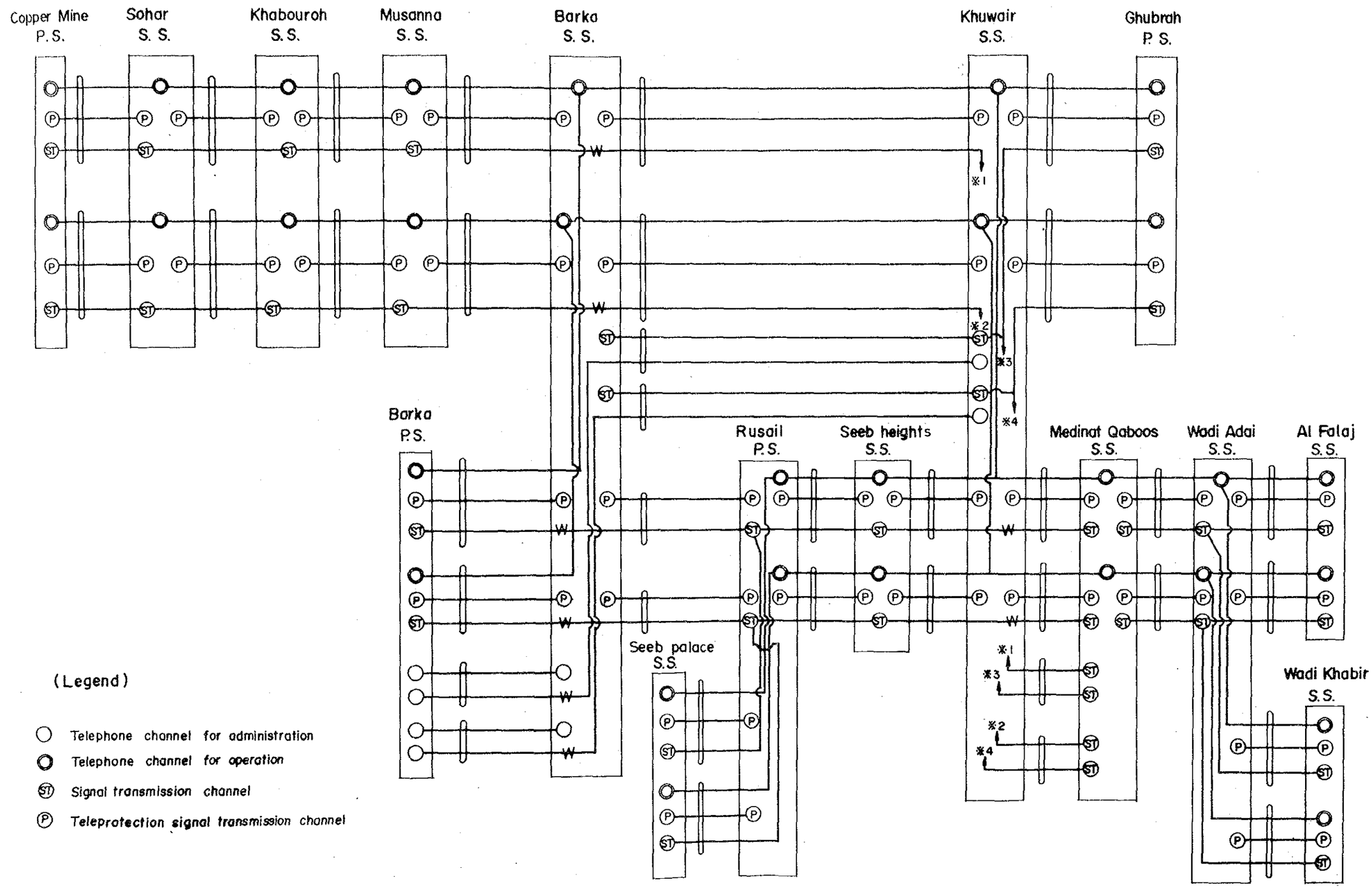


Fig. 12.16 TELECOMMUNICATION CIRCUIT DIAGRAM



第１３章　電力系統解析

第13章 電力系統解析

13.1 電力系統の概要

オマーン国の電力系統は、132kV 送電線と33kV配電線とで構成されている。電力の主要消費地はCapital areaであり、主要な発電所はこの地域に設置されている。電力需要の増加に伴い電力系統の拡張が進められ、現在分離小系統が散在するBatinah coast と、Capital areaとが132kV 送電線で連系されることになっている。これらの連系線が完成する1989年頃には、132kV 送電線は 500km以上に拡大され単一系統を構成することになる。

13.2 Barka 発電所の送電計画

13.2.1 変電所計画

(1) Barka 変電所

Barka P.S.と既設の電力系統を結ぶ送電線として、新たに275kV を導入する。このため、MBW が目下計画中のBarka S.S.に 275／132kV 変圧器を新設する。

(2) Khuwair 変電所

Barka S.S.と需要の中心地とを275kV 送電線で結ぶために、Capital areaにKhuwair S.S.(275／132／33kV) を新設する。

13.2.2 送電線計画

(1) Barka P.S.～Barka S.S.

275kV 2回線をBarka P.S.とBarka S.S.間 (13km) に新設する。

(2) Barka S.S.～Khuwair S.S.

275kV 2回線をBarka S.S.とKhuwair S.S.間 (47km) に新設する。

前記の変電所およびこの送電線の新設により、Capital areaの送電網は275kV 送電線と既設132kV 送電線とでループ系統を構成することになる。

13.3 系統解析

新規電源の開発に伴い、電力系統の諸特性を検証するために系統解析を行う。ここで

は次のテーマを解析の対象とする。

— 系統の拡張に伴う潮流および電圧状況の把握

— Barka P.S.の送電電圧の選定

— 連系変圧器の容量選定

— Barka P.S.の安定送電

— 送電系統の短絡容量

— Barka P.S.建設後の新規電源計画地点

13.3.1 系統計算の条件

系統解析のための種々の計算条件を以下の通りに設定する。

(1) 計算の対象年度と計算項目

電源および送電系統の拡張計画と、これに必要な系統計算項目をTable 13.1に示す。

Table 13.1　電力系統の拡張計画と計算項目

年　度	新規電源の開発		送電線および変電所の新設	計算項目
		(MW×Unit)		
1988	Barka	80×2	Barka P.S.～Barka S.S. (275kV 2 Lines) Barka S.S. (275kV／132kV)	電力汐流
1989	Barka	80×2	Barka S.S.～Khuwair S.S. (275kV 2 Lines) Khuwair S.S. (275kV／132kV／33kV) Khabourah S.S.～Sohar S.S. (132kV 2 Lines)	電力汐流
1990	Barka	80×2 60×2	――	
1991	Barka	80×1 60×1	――	電力汐流、安定度
1992	※ Khabourah	80×2	――	
1993	――		――	
1994	※ Khabourah	80×2	――	
1995	※ Khabourah	80×2	――	電力汐流、安定度 短絡容量

※ Barka P.S. 以降の仮定の新規電源

(2) 汐流・電圧計算

電力系統の運転条件を次の様に設定して、汐流および電圧計算を行う。

系統の維持電圧　：　95～105%

発電機の運転電圧　：　100±5%

発電機の運転力率　：　0.80　以上

変圧器のタップ比　：　1.00±0.075

負　荷　力　率　：　0.85

負　荷　時　刻　：　ピーク時

上記の電圧を維持するために、電圧補償用のStatic condenserを適正な変電所に設置する。汐流計算結果による送電容量の検証は、Table 11.1に示された定格値に基づいて行う。

(3) 送電電圧の選定

Barak P.S.～Barka S.S.～Khuwair S.S.を結ぶ送電線の電圧選定に当たっては、既設132kV の上位電圧として 220kV、275kV、および330kVの３種類の電圧階級を比較検討の対象とした。

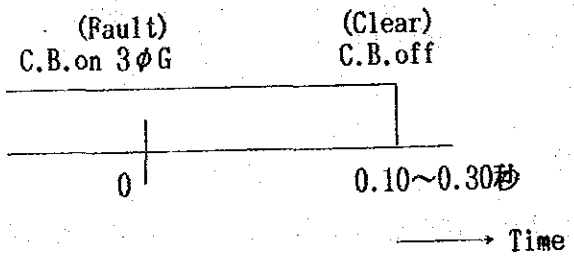
(4) 連系変圧器の容量選定

275kV 送電線の導入に伴い、既設132kV 系統と275KV 系統を連系する変圧器の容量について検討する。

(5) 安 定 度 計 算

1) 事故シーケンス

Barka P.S.を対象とした系統の安定度計算を行う。系統外乱として、Barka P.S.～Barka S.S.～Khuwair S.S.間の275kV 送電線に３相地絡事故（３φG-Fault)を適用し、その後の各発電機の動揺を検証する。この場合、故障抵抗を零とした、また事故送電線の高速再閉路は行わない。送電線に適用する事故シーケンスは次図の通りである。事故除去時間は保護リレーが正常に動作するものとして0.10秒で計算したが、電力線搬送装置の故障を仮定して、0.15および0.30秒でもそれぞれ１ケース計算した。



2) 負荷の電圧特性

負荷の電圧特性は負荷の種類により異なる。本計算は電灯負荷を近似する定インピーダンス特性で行ったが、MEW の系統では誘導電動機負荷の割合が大きいことから、モータ負荷を近似する定電流特性での計算も行った。

以下にこれらの特性式を示す。

(a) 定インピーダンス特性

有 効 電 力　$P=P_o\ (V/V_o)^2$

無 効 電 力　$Q=Q_o\ (V/V_o)^2$

(b) 定電流特性

有 効 電 力　$P=P_o\ (V/V_o)^1$

無 効 電 力　$Q=Q_o\ (V/V_o)^2$

(6) 短 絡 容 量 計 算

短絡容量計算は系統の全発電機が並列運転されている状態で行う。計算に用いた発電機と変圧器の定数は次の通りである。

1) 発 電 機 定 数

発　電　所	発電機の総 定格容量 (MVA)	過渡リアクタンス Xd' (%)
Barka	1155	20.0
Rusail	688	19.8
Ghubra (33kV)	96	16.5
Ghubra (132kV)	258	16.5
Copper Mine	210	16.5
Khabourah	790	20.0
Sohar	75	16.5

2) 変圧器のインピーダンス電圧

電　圧　比 (kV)	インピーダンス電圧 (%)
(計 画 分)	
275／132 (逓降用)	12.0
275／14 (逓昇用)	12.0
132／33 (逓降用)	10.0

(既 設 分)
MEWから提供された値を使用する。

(7) Barka P.S.建設後の電源開発地点

Barka 地点の電源を全量開発した後、次の電源の開発地点について検討する。これは主幹送電線の汐流、系統電圧、負荷の分布状況等を基に、電力系統上より有利な電源開発地点を見出すための検討である。

(8) 変電所の需要およびインピーダンスマップ

汐流計算に用いた各変電所のピーク需要をTable 13.2に、またインピーダンスマップをFig.13.1に示す。

Table 13.2 Demand of Substations

(MW)

Year / Sub-Stations	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Al Falaj	84	94	105	114	122	129	136	143
Wadi Khabir	84	94	105	114	122	129	136	143
Wadi Adai	83	94	104	114	121	129	135	143
Qaboos	76	81	95	110	120	131	136	141
Khuwair	50	65	85	105	120	131	136	141
Ghubrab	89	96	103	110	115	120	125	130
Airport H.	40	80	95	110	117	124	132	141
Rusail	187	191	196	203	211	220	228	237
Seeb Palace	48	50	53	56	59	62	65	69
Barka	40	46	50	55	61	68	76	84
Musanna	17	19	22	25	29	33	38	44
Rustaq	21	24	27	32	36	42	48	55
Suwaiq	21	24	28	32	37	42	49	56
Khabourah	13	16	18	20	24	27	31	36
Saham	23	27	32	37	43	49	56	65
Sohar	30	37	44	50	57	66	76	87
Shinas	8	10	11	13	15	17	20	23
Copper Mine	17	17	17	17	17	17	17	17
Buraimi	56	66	75	83	95	106	116	131
Ibri	44	52	61	68	78	87	96	109
Grand Total	1031 (853)	1183	1326	1468	1599	1729	1852	1995

( ) : Unified network of the Capital Area

注) 系統計算は、Original stageとRevised stage の2段階に分かれている。
これらの違いは次の通りである。

段　　階	系　統　条　件
Original stage	a. Barka P.S.の出力：720MW (Type-A相当)
	b. Airport heights S.S.：除外
	c. Khuwair S.S.の変圧方式：275/132kV, 275/33kV

1988および1989年の汐流計算(Fig. 13.2～13.4) はこの条件で行った。

Revised stage	a. Barka P.S.の出力：740MW (Type-F相当)
	b. Airport heights S.S.：含む
	c. Khuwair S.S.の変圧方式：275/132kV, 132/33kV

1991および1995年の系統計算(Fig. 13.5～13.18) はこの条件で行った。

13.3.2 解　析　結　果

(1) 汐流・電圧計算

1988年から1995年の汐流をFig.13.2～Fig.13.6に示す。この計算結果によると、系統電圧を維持するために必要な電圧補償用のStatic condenserおよび送電損失の推移はTable 13.3に示す値となる。

Table 13.3 Result of Power Flow Studies

Item		Year	1988	1989	1991	1995
Power demand		(MW)	1,031	1,183	1,468	1,995
Active power loss (Loss ratio)		(MW) (%)	4.74 (0.31)	7.24 (0.61)	13.83 (0.93)	30.98 (1.53)
Reative power loss		(MVar)	176.36	164.95	308.47	498.52
Required Static Condensers (MVA)	Al Falaj		25	15	30	50
	Wadi Khabir		25	15	30	50
	Wadi Adai		10	10	25	50
	Qaboos		10	10	25	35
	Airport H.		—	—	—	25
	Khuwair		—	—	30	45
	Rusail		25	—	—	45
	Rustaq		—	—	—	20
	Buraimi		—	—	15	40
	Ibri		—	—	15	55
	Total		95	50	170	415

i) 1988年の系統

1988年の平常運転時の汐流をFig.13.2に示す。

この年のBarka P.S.の出力は160MW(80MW×2)で、その電力はBarka P.S.とBarka S.S.を結ぶ 275kV 2回線で送電される。系統の電圧を維持するために必要なStatic condenserの量は95MVA である (Table 13.3) 。送電線が1回線停止しても他の送電線が過負荷になることはない。

2) 1989年の系統

1989年の平常運転時の汐流をFig.13.3とFig.13.4に示す。

この年はBarka P.S.の出力が320MW(80MW×4) に増えるので、Barka S.S.から更に275kV 送電線の拡張が必要となる。

Fig.13.3は、275kV 送電線の拡張を行わない場合の汐流図で、Fig.13.4はBarka S.S.とKhuwair S.S.を275kV 送電線で結んだ場合の汐流図である。

Fig.13.4では、送電線を1回線停止しても他の送電線が過負荷になることはない。一方、Fig.13.3ではRusail P.S. ～Ghubrah S.S.間の送電線(ACSR 240mm²) は過負荷となり、2回線の送電容量(144MW／2 Lines)を超過する。

このためKhuwair S.S.を新設し、Barka S.S.～Khuwair S.S.間に275kV 2回線を新設しなければならない。275kVで増強した系統では、電圧補償用に50MVAのStatic condenser が必要である (Table 13.3) 。

3) 1991年の系統

1991年の平常運転時の汐流をFig.13.5に示す。

この年はBarka P.S.が全量開発され、出力は740MW(80MW×7および60MW×3) に達する。送電線が通常の状態で運転されていれば過負荷になる送電線はない。しかし、Khuwair ～ Wadi adaiおよびKhuwair ～ Qaboos 送電線は重汐流である。これらの送電線が1回線停止すると、残りの送電線は過負荷となる。

またRusail～Airport heights 送電線も重汐流であるが、この送電線が1回線停止しても他の送電線が過負荷になることはない。

電圧補償用のStatic condenserは170MVAである (Table 13.3) 。

4) 1995年の系統

1995年の平常運転時の汐流をFig.13.6に示す。

この年はBarka P.S.の次の電源開発地点としてKhabourah S.S.付近を仮定し、その出力が480MW の場合の汐流計算を行った。送電線が通常の状態で運転されていれば過負荷になる送電線はない。

しかし、Khuwair ～ Wadi adai、Khuwair ～ Qaboos および Rusail ～ Airport heights の各送電線は重汐流となる。これらの送電線が1回線停止すると、残り1回線は過負荷になる。電圧補償用のStatic condenserは415MVAである(Table13.3)。

(2) 送電電圧の選定

Barka P.S.～Barka S.S.～Khuwair S.S.を結ぶ送電線の電圧を選定するために220kV 、275kV および330kV の３種類の電圧階級で経済比較を行った。1995年の汐流を基にした電圧階級毎の送電損失、送電線と関連変電所設備の工事費および Static condenser の必要量の比較をTable 13.4に示す。また電圧階級毎の汐流を Fig.13.6 (275kV) 、Fig.13.7(220kV) およびFig.13.8(330kV) にそれぞれ示す。

送電損失の算出範囲は、検討対象の送電線とこの送電線の電圧差が影響を及ぼす関連の送電線とした。即ち、Barka P.S.、Barka S.S.、Khuwair S.S.、Ghubrah S.S.およびRusail P.S. で囲まれる送電線である。Static condenserの必要量の算出は、全系統を対象とした。

比較検討の結果、275kV と 220kVとでは殆ど差はないが、わずかに220kV が有利である。一方、275kV と330kV とでは275kV が有利である。以下の理由により 275kVを採用することにした。

— 220kV と既設132kV とでは電圧差が少なく、220kV の採用は適当でない。

— Barka P.S.の出力740MW の送電設備としては、220kV では電線サイズが大きくなり、送電線の建設費が割高となる。

— 275kV 送電線は建設後、20年程度先の電力系統規模を展望した場合でも、主幹送電線として充分な機能を維持できる。

— 330kV は送電損失が少なく、系統電圧を維持するためにも275kV に比較して有利であるが、送電線と関連変電設備の工事費が割高である。

— 系統の需要規模 (1995年ピーク時で約2,000MW)を考慮すると、330kV は過大設備と考えられる。

Table 13.4 Comparison of Transmission Voltage Classes

Cost & Loss \ Transmission Voltage	220 kV	275 kV	330 kV
Construction Cost (Thousand RO)			
Substations	13,728	15,664	17,452
Transmission lines	9,053	7,379	7,880
Transmission Loss			
Peak power loss (KW)	6,465	6,399	5,142
Annual energy loss (10^6 kWh)	21.35	21.13	16.98
Static condenser (MVA)	440	415	385
Annual cost (Thousand RO)			
Substations	1,728	1,972	2,197
Transmission lines	994	810	865
Power loss	230	227	183
Energy loss	204	202	162
Total	3,156	3,211	3,407

Note :

(1) Annual cost factor

a. 0.1259 for substation.

b. 0.1098 for transmission line.

(2) Cost of power loss and energy loss

a. 35.55 RO/kW/year, which is annual fixed cost of Barka P.S.

b. 9.54 Baizas/kWh, which is variable (fuel) cost of Barka P.S.

(3) Annual energy loss

The following equations are commonly used to establish annual energy loss.

$$Ploss = 8760\ (\text{hours}) \times Pm \times Lr \quad (\text{kWh})$$

Where Ploss : annual energy loss (kWh)

Pm : peak power loss (kW)

Lr : ratio of average power loss to peak power loss, obtained from an experimental equation of Buller -Woodrow;

$Lr = 0.3f + 0.7f^2$, where f=0.55 annual load factor of MEW network.

(3) 連系変圧器の容量選定

Barka S.S.とKhuwair S.S.に設置する連系変圧器(275/132kV) は、そのユニット容量を標準化し、両変電所とも同一ユニット容量を採用する。ここで検討の対象としたユニット容量は、125MVA、150MVA、200MVAおよび250MVAである。それぞれのユニット容量について、1991年と1995年のピーク負荷時における汐流計算を行った結果、次の条件を満たす標準ユニット容量として250MVAを採用する。

— Barka S.S.のユニット数を2バンク、Khuwair S.S.のユニット数を3バンクとする。

— 運転中の変圧器が1バンク停止しても他の変圧器が過負荷にならない。

— 関連の送電線が1回線停止しても、変圧器が過負荷にならない。

1991年と1995年のピーク負荷時における、連系変圧器（ユニット容量250MVAのケース）の汐流をFig.13.9(1),(2)に示す。Table 13.5は変圧器の運転条件とその汐流をMVAで表したものである。

汐流計算結果によると、平常運転時の変圧器の利用率は、1991年の汐流条件ではBarka S.S.で65%、Khuwair S.S.で64%となる。

また1995年の汐流条件では、Barka S.S.で55%、Khuwair S.S.で70%となる。両年とも、連系変圧器が1バンク停止しても、残りの変圧器の汐流がその定格容量を超過することはない。

Table 13.5 Power Flow of Tie-Transformers

(MVA)

Year / Condition of Operation / S.S.	1991		1995	
	Barka 250MVA×2	Khuwair 250MVA×3	Barka 250MVA×2	Khuwair 250MVA×3
Normal	324	476	275	527
Barka S.S. Tr 2banks ⟶ 1bank (250MVA)	248	545	207	586
Khuwair S.S. Tr 3banks ⟶ 2banks (500MVA)	369	429	321	475
Barka S.S. — Khuwair S.S 2Lines ⟶ 1Line	372	417	325	463

(4) 安　定　度

安定度計算結果の発電機動揺曲線を Fig.13.10～Fig.13.16 に示す。

1) 1991年の系統

Fig.13.10 は、1991年の汐流条件で外乱をBarka P.S.の至近端に適用し、Barka P.S.～Barka S.S.間の２回線送電線の内の１回線を開放した場合である。

Fig.13.11 は、外乱をBarka S.S.の至近端に適用し、Barka S.S.～Khuwair S.S.間の２回線送電線の内の１回線を開放した場合である。いずれのケースとも発電機は安定であり、外乱発生時の発電機動揺は 3.0～4.0 秒後に収束に向かう。

2) 1995年の系統

Fig.13.12 は、1995年の汐流条件で外乱をBarka P.S.の至近端に適用し、Barka P.S.～Barka S.S.間の２回線送電線の内の１回線を開放した場合である。

Fig.13.13 は、外乱をBarka S.S.の至近端に適用し、Barka S.S.～Khuwair S.S.間の２回線送電線の内の１回線を開放した場合である。いずれのケースとも発電機は安定であり、外乱発生時の発電機動揺は 2.0～3.0 秒後に収束に向かう。

1991年と1995年とで発電機動揺巾を比較した場合、同じ外乱に対しては1995年の汐流条件での動揺巾が小さい。これは1991年の系統ではBatinah Coast の発電機がCopper mine とSohar にあるのに対し、1995年ではKhabourah に新しく発電機が入ったことによる。

Kuabourah に新しい電源を開発すると、132kV 送電線の重汐流が改善され、発電機間の位相差が1991年に比較して小さくなり、発電機はより安定に運転されることになる。

3) 事故除去時間

同一外乱条件で、事故除去時間を0.10、0.15および0.30秒とした場合の発電機動揺曲線をFig.13.12、Fig.13.14およびFig.13.15 にそれぞれ示す。外乱を1995年の汐流条件 (Fig.13.6) でBarka P.S.の至近端に適用し、Barka P.S.～Barka S.S.送電線を１回線開放した。事故除去時間が長くなるに従って当然発電機の動揺は大きくなるが、 0.3秒の場合でも安定であり外乱発生後4.5～4.0秒で動揺は収束に向う。 送電線の主保護リレーが正常に動作すれば事故は 0.1秒以内で除去され、電力線搬装置が故障しても後備保護リレーの動作により 0.3秒以内程度で除去される。

4) 負荷の電圧特性

同一外乱条件で、負荷の電圧特性が定インピーダンス特性（電灯負荷を近似）の場合の発電機動揺曲線を Fig.13.14に、定電流特性（モータ負荷を近似）の場合を Fig.13.16 に示す。

外乱を1995年の汐流条件(Fig.13.6)でBarka P.S.の至近端に適用し、Barka P.S.～Barka S.S.送電線を１回線開放した。この計算結果では、負荷特性の差は殆ど表れていない。MEW の系統は、送電距離が短く、発電機間の位相差が極めて小さいので安定度面での不安定要因が見られない。このため、負荷特性の微妙な差が発電機動揺に与える影響は殆ど無視出来る。

系統の安定度は、系統構成（発電機とロードセンター間の電気的距離）や系統電圧の維持能力等から定まる系統固有の特性である。このため、負荷の電圧特性が安定度に与える影響を無視することは出来ないが、本系統には負荷特性の変化が安定度に影響を及ぼす様な不安定要因が無いといえる。

前項(1)に記した電圧維持のためのStatic condenserは、安定度を向上させる目的からも必要である。

(5) 短　絡　容　量

短絡容量計算は1995年の系統構成を基に行った。Fig.13.17 に母線の短絡容量とその分流を示す。

電圧階級毎の短絡容量の最大値は次の通りである。

275kV 母線(Barka P.S.)	6,097MVA (12.8kA)
132kV 母線(Rusail P.S.)	5,635MVA (24.6kA)
33kV 母線(Khuwair S.S.)	1,689MVA (29.5kA)

(6) Barka P.S.建設後の電源開発地点

Barka P.S.建設後の新規電源の開発地点として、Khabourah S.S.とKhuwair S.S.の近傍をそれぞれ仮定して汐流計算を行った。Fig.13.6はKhabourah 地点を、Fig.13.18はKhuwair 地点をそれぞれ新規電源地点とした場合の汐流である。発電所の出力は需給バランス上、480MW (80MW×６) とした。

Fig.13.6の汐流状況については、前項(1)、(4)に記した通りであり、送電線が通常の状態で運転されていれば過負荷になる送電線はない。

一方、Fig.13.18 ではBarka S.S.～Musanna 送電線の汐流は436MW となり、同送電線の2回線送電容量370MW を超過する。このため、同区間に送電線を増設しなければならない。

両地点の差を送電損失で比較すると、Table 13.6のようになる。有効電力損失および無効電力損失ともKhuwair 地点が極めて大きい。有効電力損失を年経費で比較すると、その差は約 500千ROとなる。

以上のことから、Khabourah 地点が有利であることが分かる。

Fig.13.18 では、Khabourah ～ Musannaおよび Khabourah～Sohar 送電線が重汐流となる。これはKhaboura P.S. の出力を 480MWにしたことと、この電力の一部をCapital areaに送電していることによる。Batinah coast の電源計画に当っては、次の点を考慮して検討を進めるべきである。

— Batinash cost 内で需給バランスが保たれるように電源規模を決める。

— Batinash coast は地理的な拡がりが大きく、ロードセンターが分散しているため、負荷分布に合った発電所地点を選定する。

Table 13.6 Comparison of Power Development Sites

Loss & Cost \ Sites	Khabourah	Khuwair
Transmission Power loss		
Active Power (MW)	30.99	38.74
Reactive Power (MVar)	498.52	587.02
Annual energy loss		
Effective Power (10^6 kwh)	102.35	127.94
Annual cost (Thousand RO)		
Power loss	1,071	1,339
Energy loss	976	1,221
Total	2,047	2,560

Note: Cost of power loss and energy loss are same as Table 13.4

13.4 周波数低下と系統運用

Barka P.S.で採用された発電機の単機容量は、80MWである。

この発電機が運転中に系統から脱落した場合の周波数低下と、系統運用について検討する。

13.4.1 周 波 数 低 下

系統の周波数変化は次の式で計算される。

$$\triangle F = \frac{-1}{K} \times \frac{\triangle P}{P} \times 100 \quad (Hz)$$

ここで、

△F ： 系統の周波数変化(Hz)

△P ： 負荷又は発電機出力の変化(MW)

P ： 系統の総合負荷(MW)

K ： 系 統 定 数 (=KG+KL) (%MW／0.1Hz)

KG ： 発電機の周波数特性 (%MW／0.1Hz)

KL ： 負 荷 の 周 波 数 特 性 (%MW／0.1Hz)

系統定数Kは、KGとKLの和で求められる。KGは個々の発電機の速度調定率から定まるのでガバナフリー運転中の発電機の特性によって異なり、KLは負荷の特性により異なる。

統計調査では、Kの値は0.85～1.40%MW／0.1Hz の範囲にあり、1.0 %MW／0.1Hz 前後が最も多い。計算に用いるKの値は、系統での実測によって求められた系統固有の定数を使用すべきであるが、本計算では平均値として1.0 %MW／0.1Hz を使用した。

(1) 80MWユニット

80MWガスタービン発電機が運転開始となる1988年の夏期ピーク負荷は853MW、1989年冬期最低負荷は161MW と予想されている。この需要規模でユニット脱落時の発電機出力を80MWおよび40MWとした場合の周波数低下は次の様になる。

脱落時の発電機出力(MW)	系統負荷(MW)	周波数変化(Hz)	周波数(Hz)
80(100%)	ピーク 853	−0.93	49.07
40 (50%)	ｵﾌﾟｰｸ 161	−2.48	47.52

注) 1988～1993年の周波数低下の値をANNEX 6に示す。

(2) 周波数低下の許容値

火力機の周波数限度はタービンの動翼の共振周波数から定まる。低周波数限度は、50Hz機では 48.5Hz(−1.5Hz)を下廻らなければ連続運転が可能である。

これを下廻ると、タービン固有の共振周波数に近づくにつれ、運転許容時間は短くなる。運転許容時間は、タービンの容量により若干の差はあるが、125MW以下では47.5Hzで数分程度の運転が可能である。47.0Hzでは瞬時又は30秒以内で発電機を遮断するべきである。

13.4.2 系 統 運 用

火力機器を上記の許容周波数の範囲で運転するには、次の運転方法が必要となる。但し、ピーク負荷時に80MWのユニットを定格出力で運転するのは問題ない。

(1) オフピーク時の発電機出力

発電機が連続運転出来る周波数の下限値は50Hz機で 48.5Hz(−1.5Hz)である。ユニット脱落時の周波数低下を48.5Hz以上に維持するには、運転中の発電機出力を系統負荷の15%以下に抑制しなければならない（K＝1.0%MW／0.1Hz の場合）。

ANNEX 6に夏期ピーク負荷時と冬期軽負荷時に運転する発電機とその出力の詳細を示す。ここでは電力需要と水の需要を同時に満たし、且つユニット脱落時の周波数低下を許容値に維持できる運転方法を検討した。

(2) 負 荷 制 限

オフピーク時に、1台当りの発電機出力を抑制した運転によりユニット脱落時の周波数低下を許容範囲に維持出来ない場合は、周波数リレーにより部分的な負荷遮断を実施し、系統の需給バランスを維持して周波数低下を防がなければならない。

参考として、負荷遮断の段階と周波数低下リレーの設定例を記す（50Hzベース）。

リレー設定		遮断負荷
第 1 段 階	49.0 Hz	負荷－Aを遮断
第 2 段 階	48.5 Hz	負荷－Bを遮断
第 3 段 階	48.0 Hz	負荷－Cを遮断

負荷A～C：変電所のフィーダで予め遮断順序を設定しておく。

上記(1)および(2)は、系統規模が小さく、ユニット脱落時の周波数低下により、発生する恐れのある系統の全停を防止し、電力系統を安全に維持するための対策である。しかし、系統規模が拡大され、ユニット脱落時の影響が小さくなればその必要はなくなる。

13.5 結論および指針

系統解析結果の要約と、今後の系統計画についての指針を以下に述べる。

(1) 送電電圧の選定

Barka P.S.の建設に伴って、新たに導入される電圧として、275kV を選定した。

(2) 連系変圧機の容量

275kV 送電線の新規導入によって、既設132kV 系統と275kV 系統を接続する 275/132kV 連系変圧器のユニット容量を250MVAとした。

(3) 安　定　度

Barka P.S.の発生電力 740MWは、新設275kV 送電線および既設 132kV送電線によりロードセンターへ安定に送電が出来る。系統の外乱に対しても発電機は安定に運転が出来る。

(4) 短 絡 容 量

短絡容量は275kV および 132kV系統においては、遮断器の性能面から特に問題となるレベルではない。33kV系統では、Capital areaの変電所で比較的高いレベルにある。

(5) 送電線の過負荷対策（汐流）

1988年にはMEW の電力系統に 275kV送電線が導入されることになる。しかし、送電線はまだ132kV が主要な部分を占める。

132kV 送電線の送電容量は 185MW／Lineである（Table 11.1）。1995年のピーク需

要では、Capital areaにある変電所の負荷はいずれも100MW を超えている。Khuwair S.S.からWadi adai S.S.向けの汐流は約600MW であり、この電力を132kV 4回線で送電している。この4回線の内の1回線が停止すると、残りの送電線は過負荷となる。この過負荷を解決する方法として次の案が考えられる。

(a) 132kV 送電線を拡張する。

(b) 275kV 送電線をKhuwair S.S.から更にWadi adai S.S.の方向に拡張する。

(c) Wadi adai S.S の近傍に発電所を新設する。

これらの対策はいずれも環境上の制約を受けることになるが、電力系統面からの有効な方法はC案である。

(6) 発電機および変圧器の定数

本系統の負荷は、冷房需要の割合が大きいため負荷力率が低く、無効電力消費が多くなる。このため、電力供給設備（発電機、送電機、変圧器）はこの需要構造に合った仕様にしなければならない。即ち、発電機は低力率で無効電力を多く供給出来ること、また送変電設備は無効電力の消費が少ないことである。

本系統に設置されている発電機の力率は0.8となっており、この目的に合っている。一方、MEW が採用している 132／33kV変圧器のインピーダンス電圧は、18%前後と極めて高い。このことは、33kV系統の短絡電流を抑制するという効果はあるが、無効電力の消費および系統の電圧降下を増大することになる。このため、発電機から負荷側へ供給する無効電力が 132／33kV変圧器によって制約を受ける。これらの得失を検討して変圧器のインピーダンス電圧を決定しなければならない。

List of Figures

List of Figures (Concluded)

No. of Fig.	Title of Fig.	Description	Remarks
13. 10	Dynamic Stability Swing Curve after 3 ϕG-fault at Barka P.S. (1991)	System stability study Clearing time: 0.10 sec. Load charact.: constant impedance	Revised
13. 11	Dynamic Stability Swing Curve after 3 ϕG-fault at Barka S.S. (1991)	ditto	ditto
13. 12	Dynamic Stability Swing Curve after 3 ϕG-fault at Barka P.S. (1995)	ditto	ditto
13. 13	Dynamic Stability Swing Curve after 3 ϕG-fault at Barka S.S. (1995)	ditto	ditto
13. 14	Dynamic Stability Swing Curve after 3 ϕG-fault at Barka P.S. (1995)	System stability study Clearing time: 0.15 sec. Load charact.: constant impedance	ditto
13. 15	Dynamic Stability Swing Curve after 3 ϕG-fault at Barka P.S. (1995)	System stability study. Clearing time: 0.30 sec. Load charact.: constant impedance	ditto
13. 16	Dynamic Stability Swing Curve after 3 ϕG-fault at Barka P.S. (1995)	System stability study Clearing time: 0.15 sec. Load charact.: constant current	ditto
13. 17	Short-Circuit Current (3-phase Fault in 1995)	Flow of short-circuit current	ditto
13. 18	Power Flow Diagram (Peak hours in 1995) New P.S. is planned in Khurwair	Study of new power station	ditto

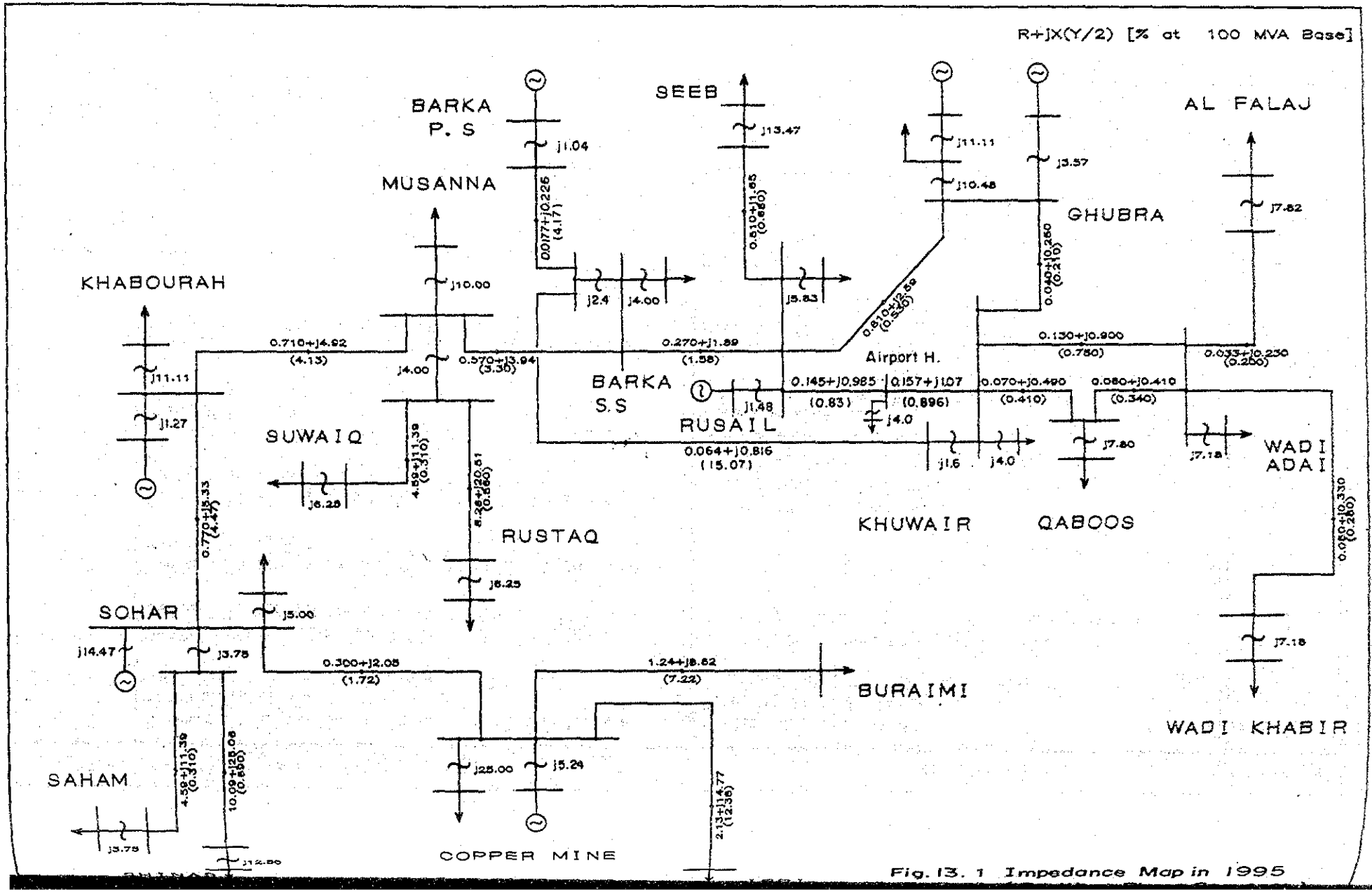


Fig. 13. 1 Impedance Map in 1995

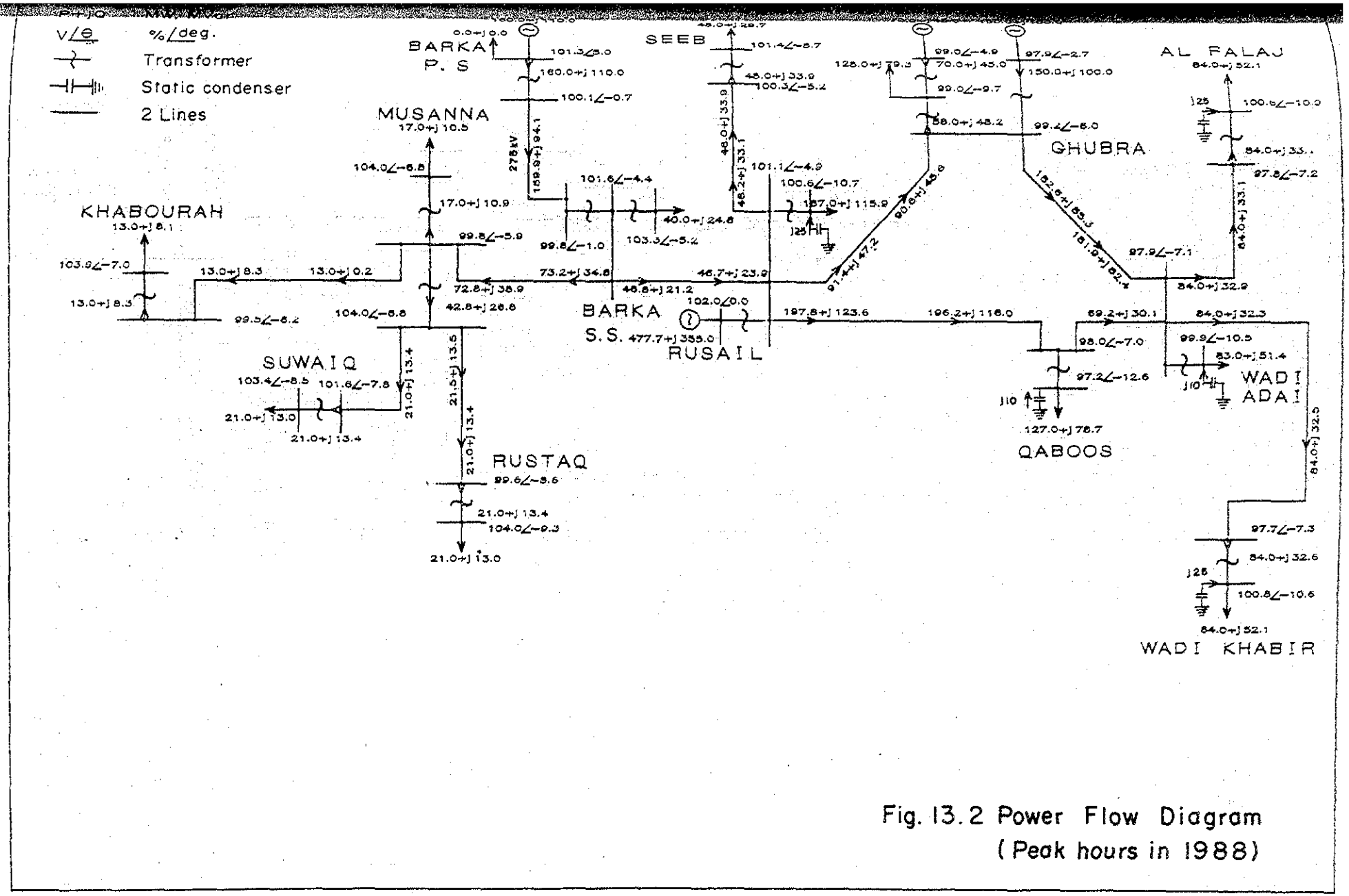


Fig. 13.2 Power Flow Diagram
(Peak hours in 1988)

FIG 18-02

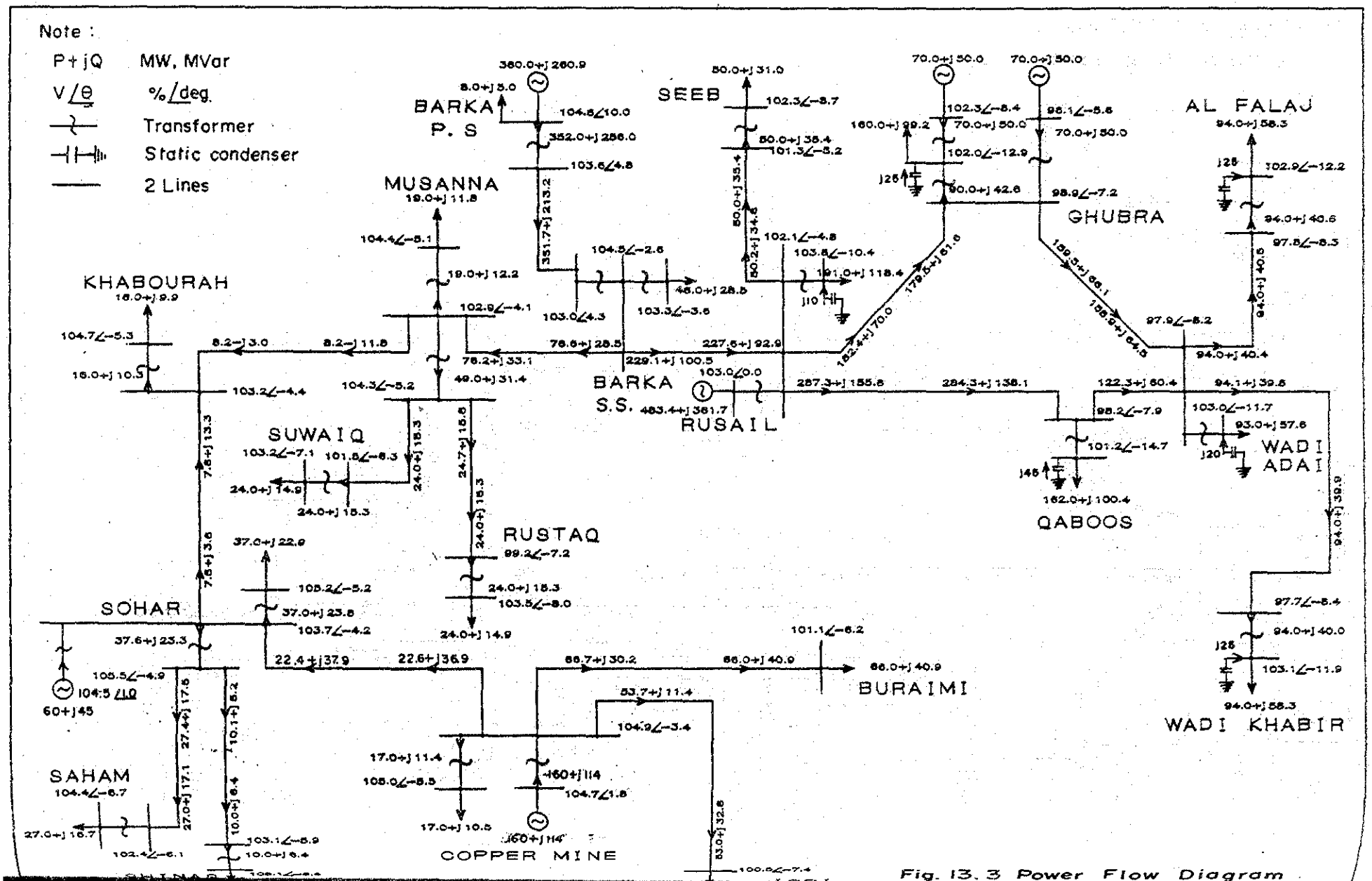


Fig. 13.3 Power Flow Diagram

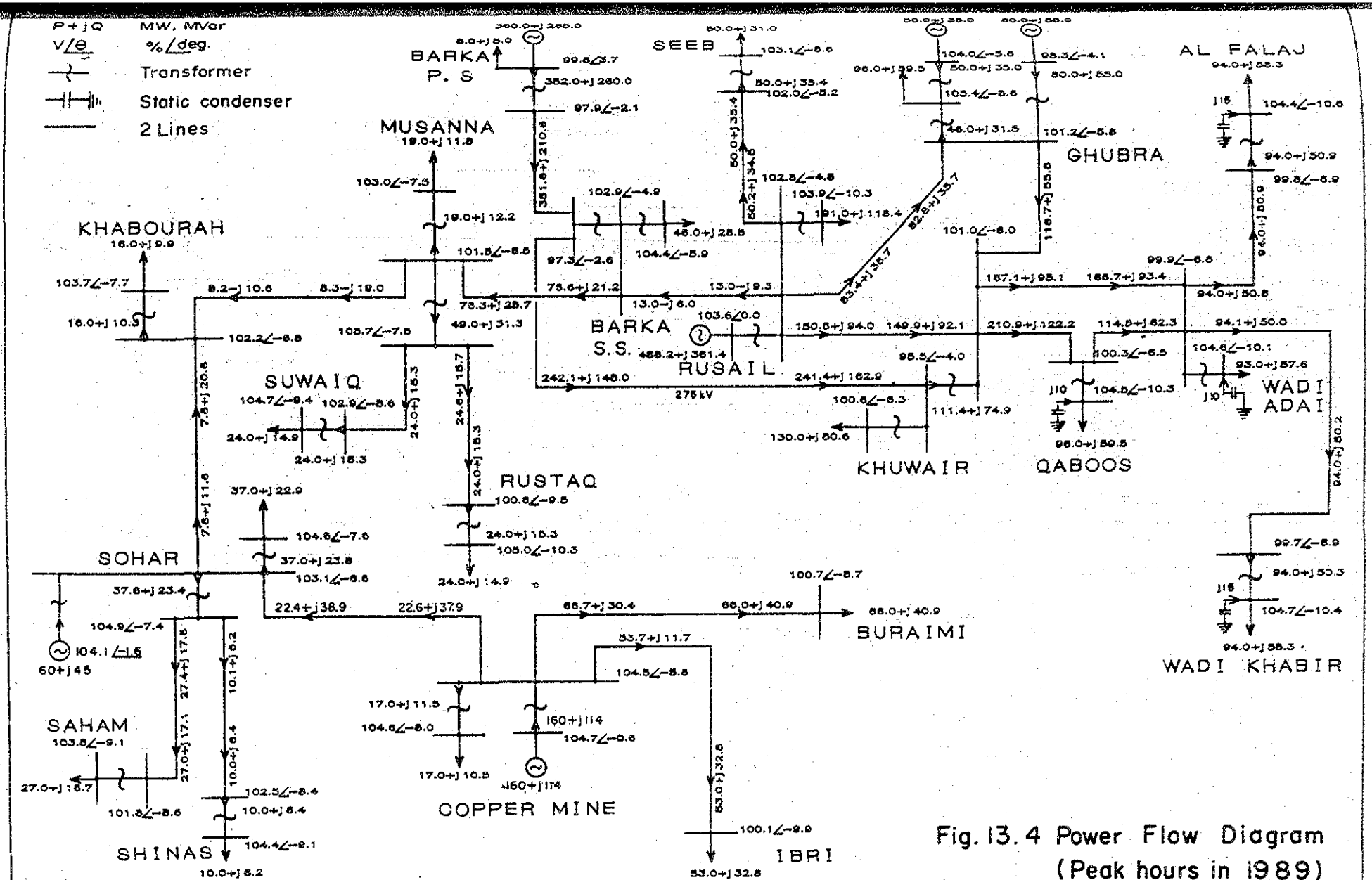


Fig. 13.4 Power Flow Diagram
(Peak hours in 1989)
Barka S.S.~Khuwair Lines are constructed

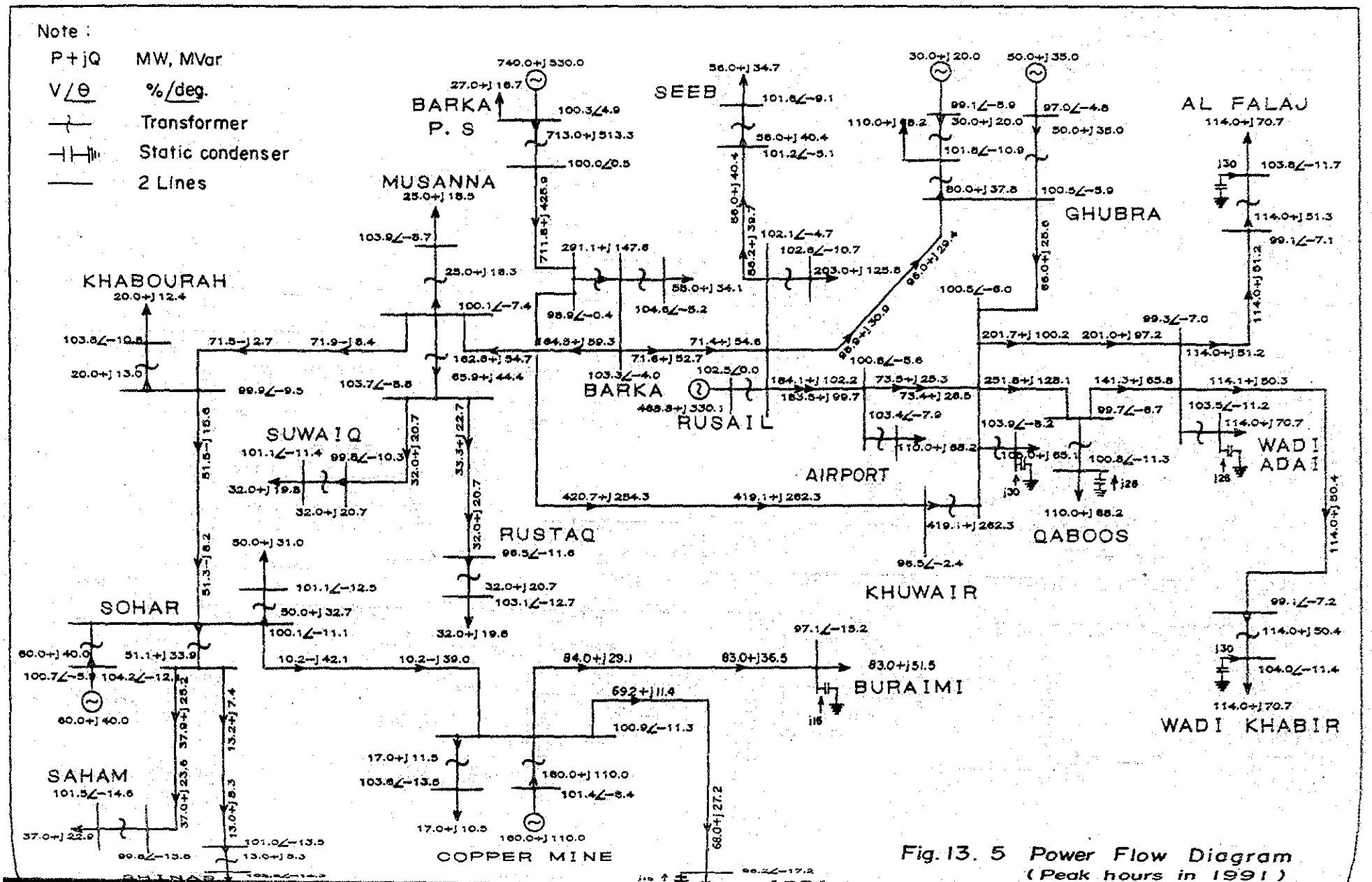


Fig. 13. 5 Power Flow Diagram
(Peak hours in 1991)

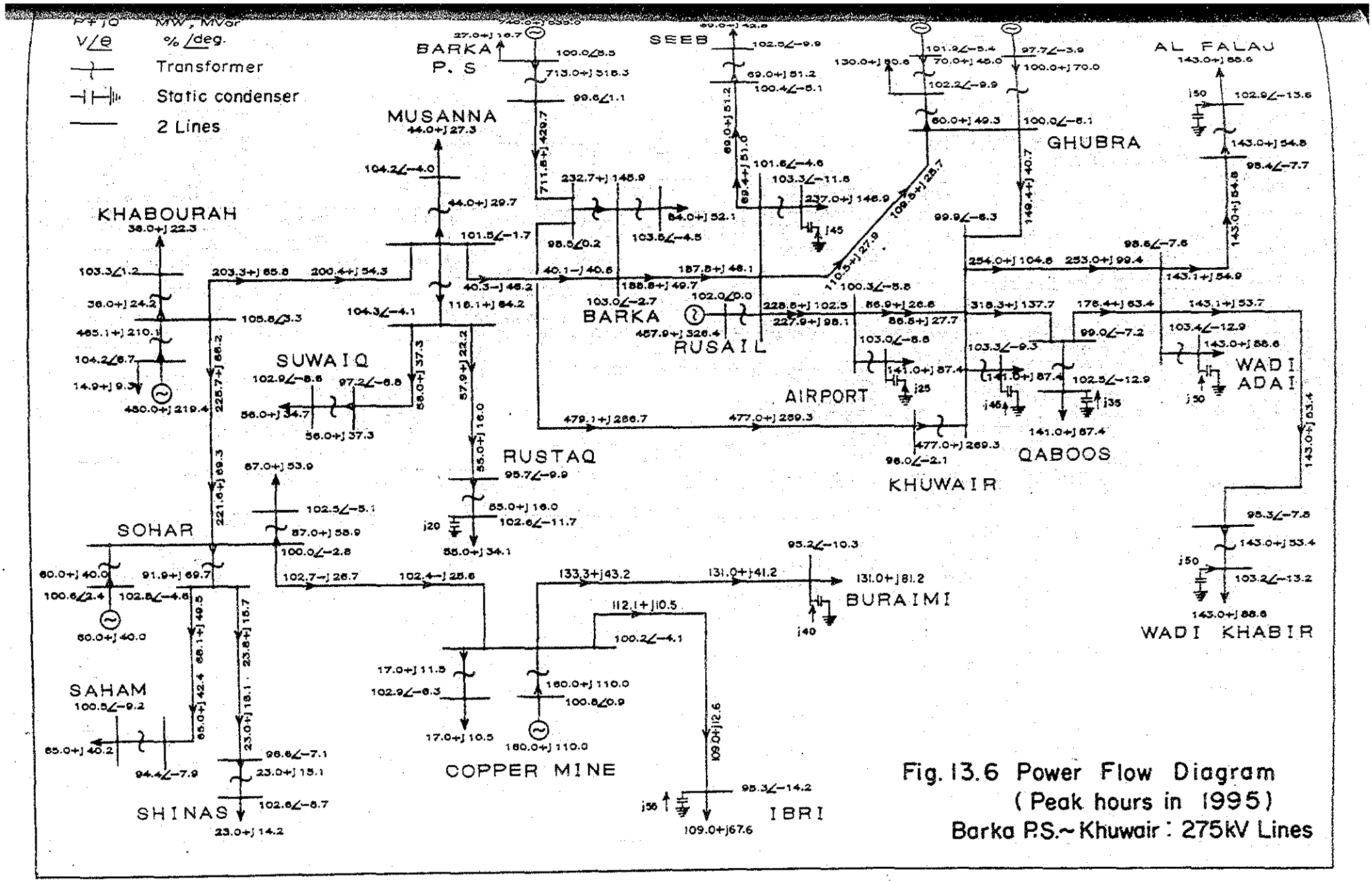


Fig. 13.6 Power Flow Diagram
(Peak hours in 1995)
Barka P.S.~Khuwair : 275kV Lines

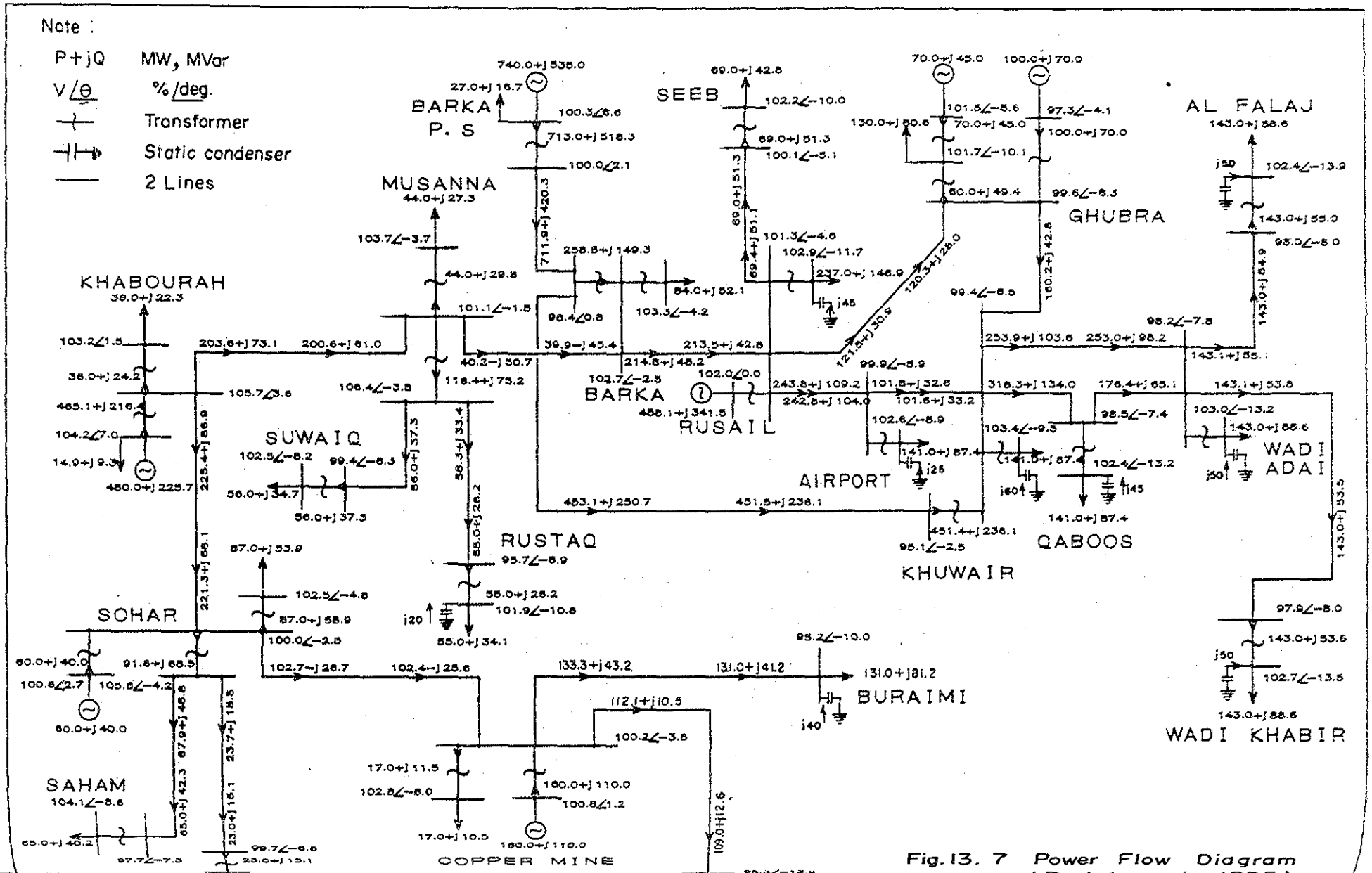


Fig. 13. 7 Power Flow Diagram (Peak hours in 1995)

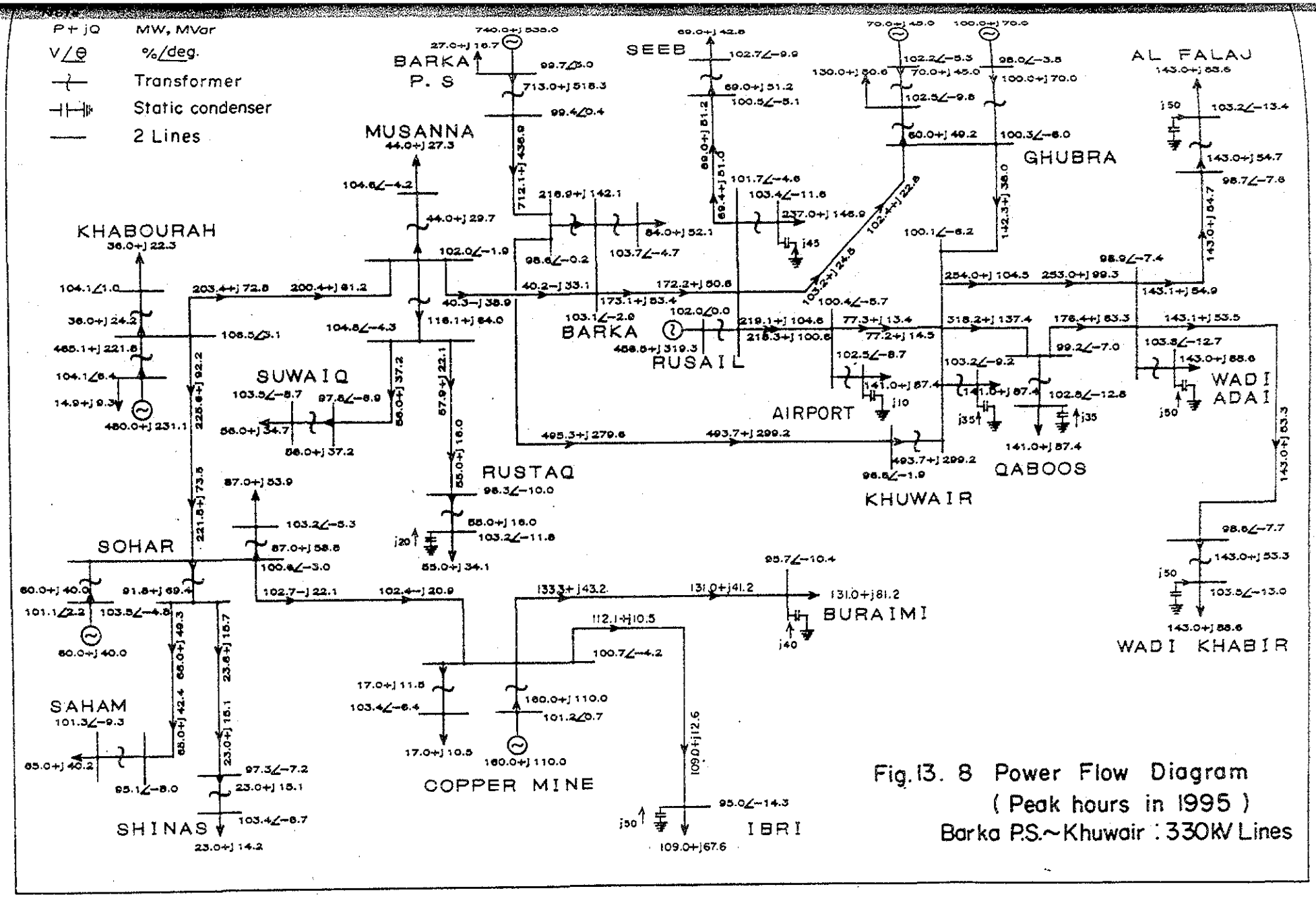
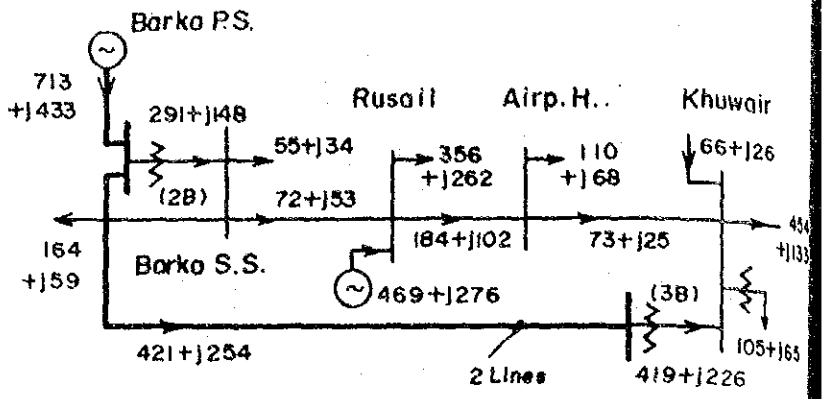


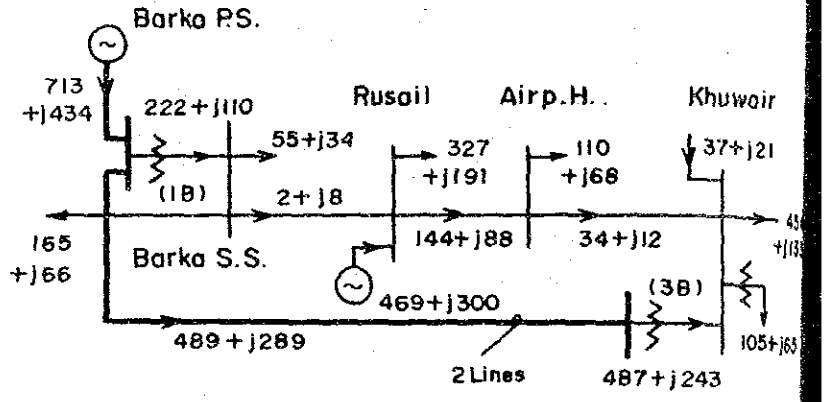
Fig. 13. 8 Power Flow Diagram
(Peak hours in 1995)
Barka P.S.~Khuwair : 330KV Lines

(MW, MVar)

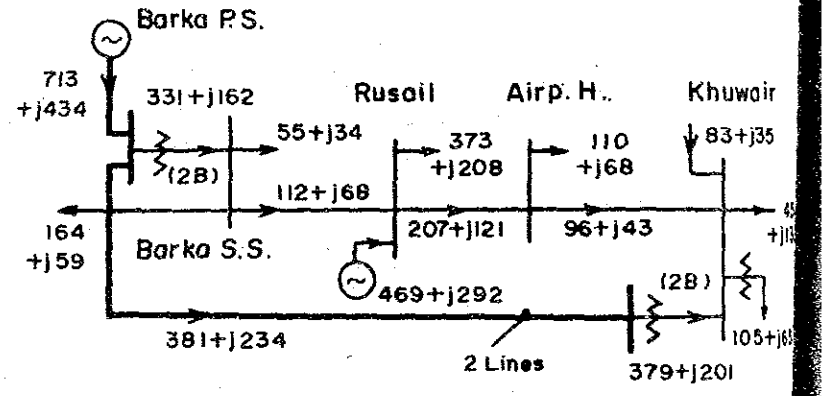
(a)
Normal operation



(b)
Barka S.S. Tr
2 Banks
→ 1 Bank



(c)
Khuwair S.S. Tr
3 Banks
→ 2 Banks



(d)
Barka S.S. – Khuwair S.S. Lines
2 Lines
→ 1 Line

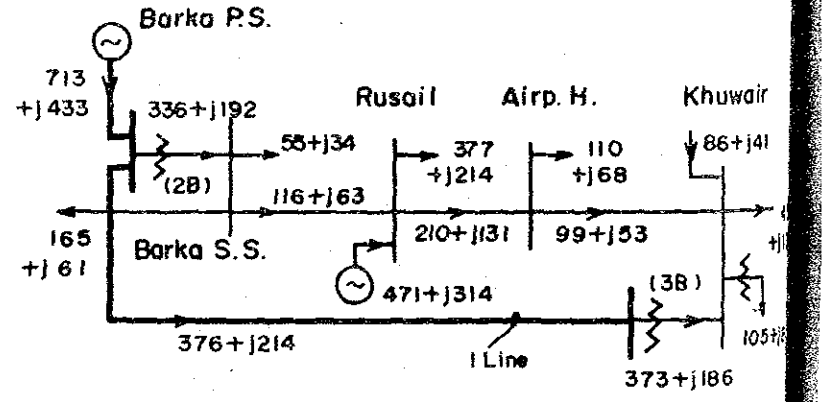
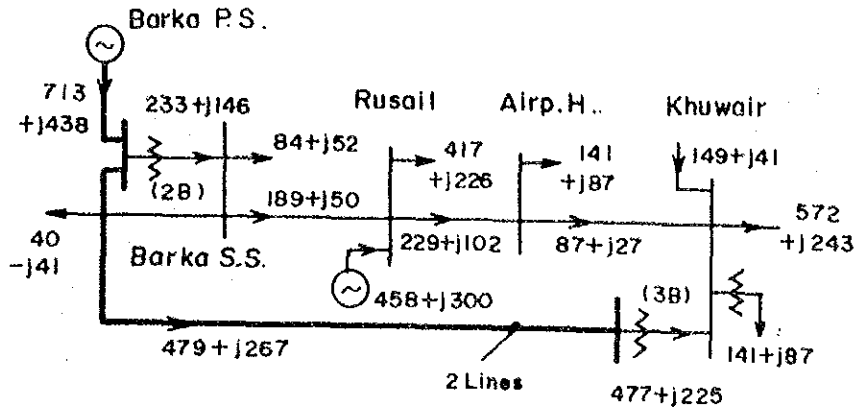


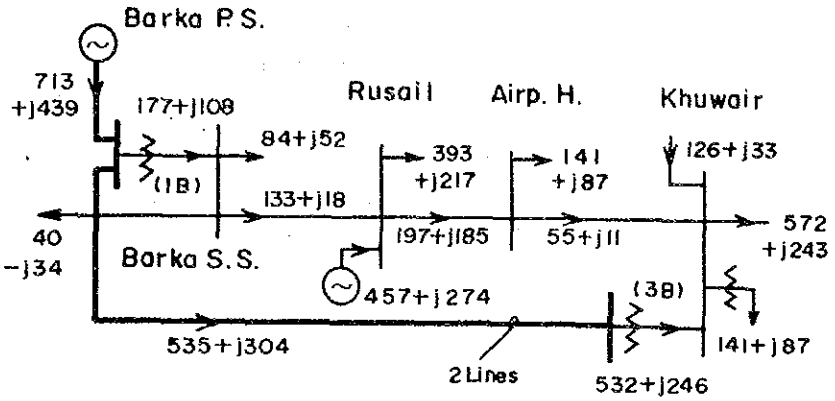
Fig. 13.9 (1) Power Flow Study for Tie-Transf. Capacity (199

(MW, MVar)

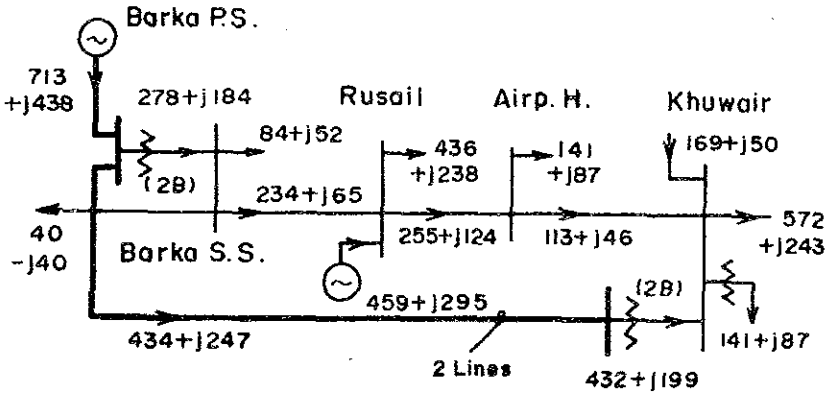
(a) Normal operation



(b) Barka S.S.Tr 2 Banks → 1 Bank



(c) Khuwair S.S.Tr 3 Banks → 2 Banks



(d) Barka S.S. – Khuwair S.S. Lines 2 Lines → 1 Line

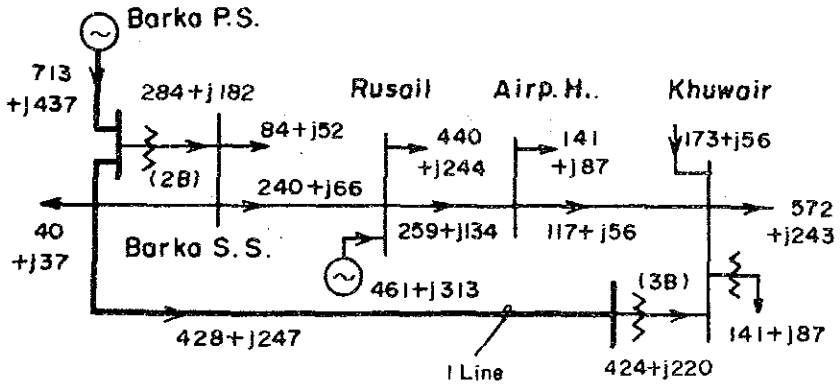
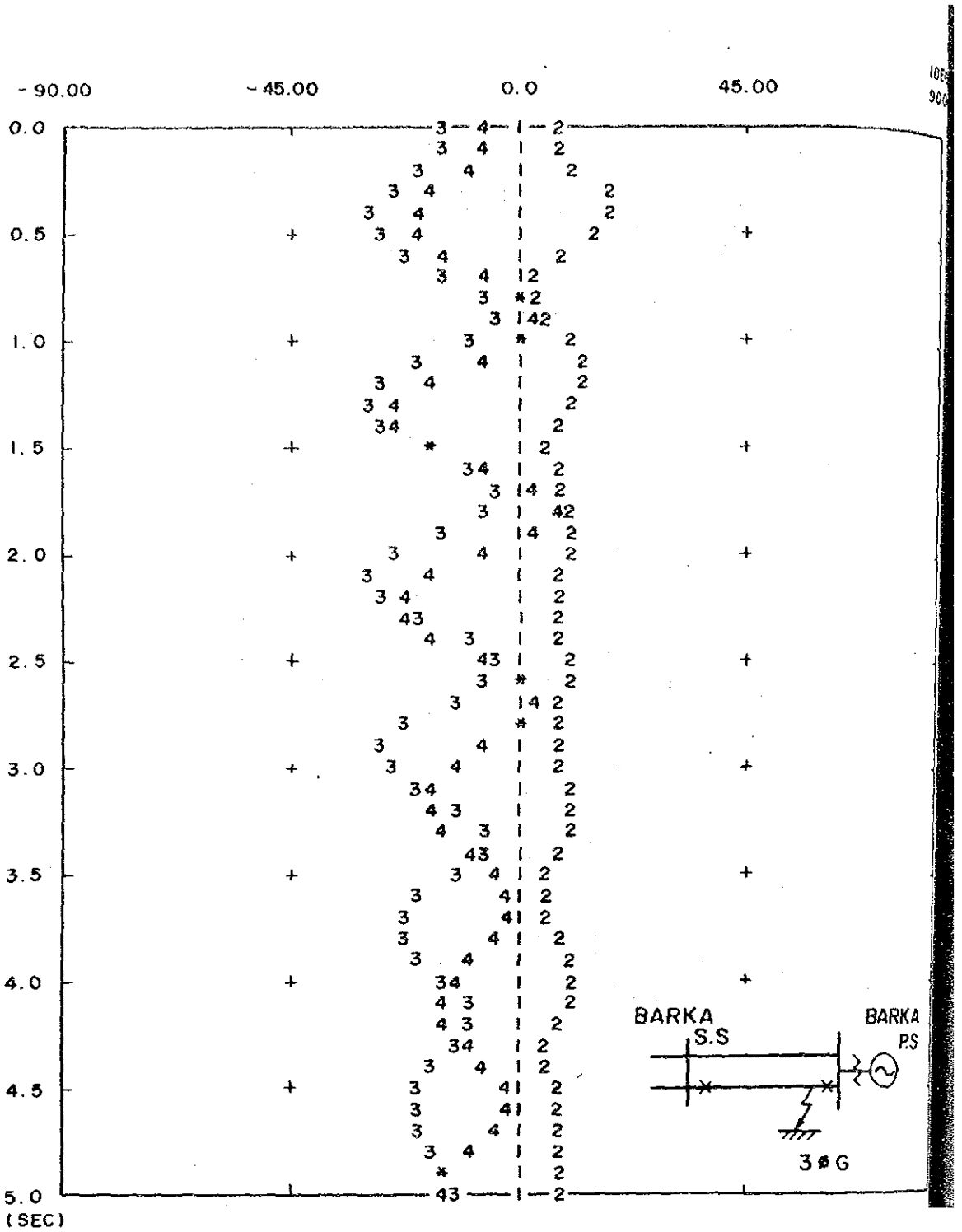


Fig. 13.9(2) Power Flow Study for Tie-Transf. Capacity (1995)



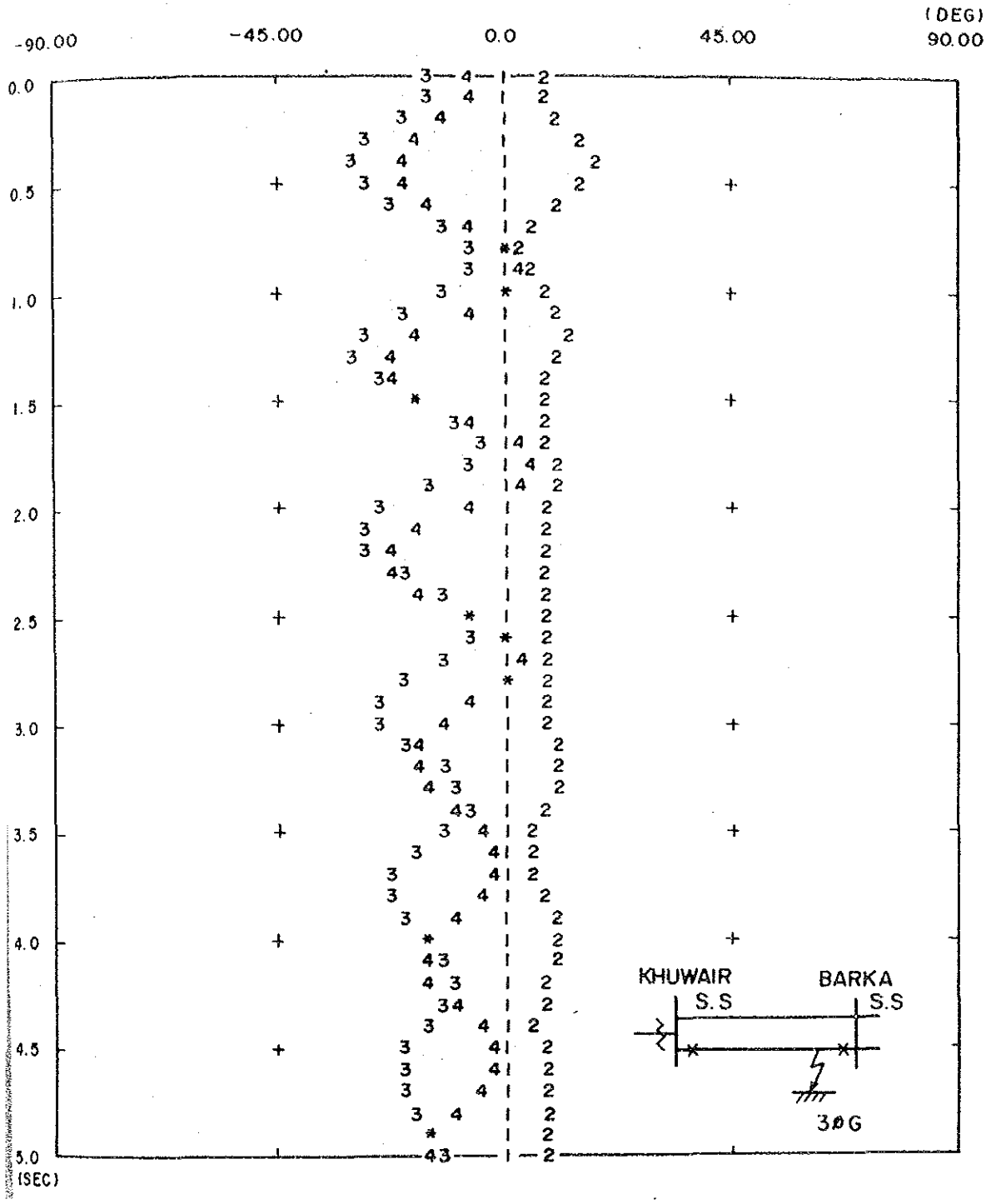
Symbol Generator:

1 = Rusail (Base) 2 = Barka 3 = Ghubra-33kV

4 = Copper mine

Fig.13.10 Dynamic Stability Swing Curve after 3ØG-fault at Barka P.S (1991)

Fault clearing time : 0.1 sec.



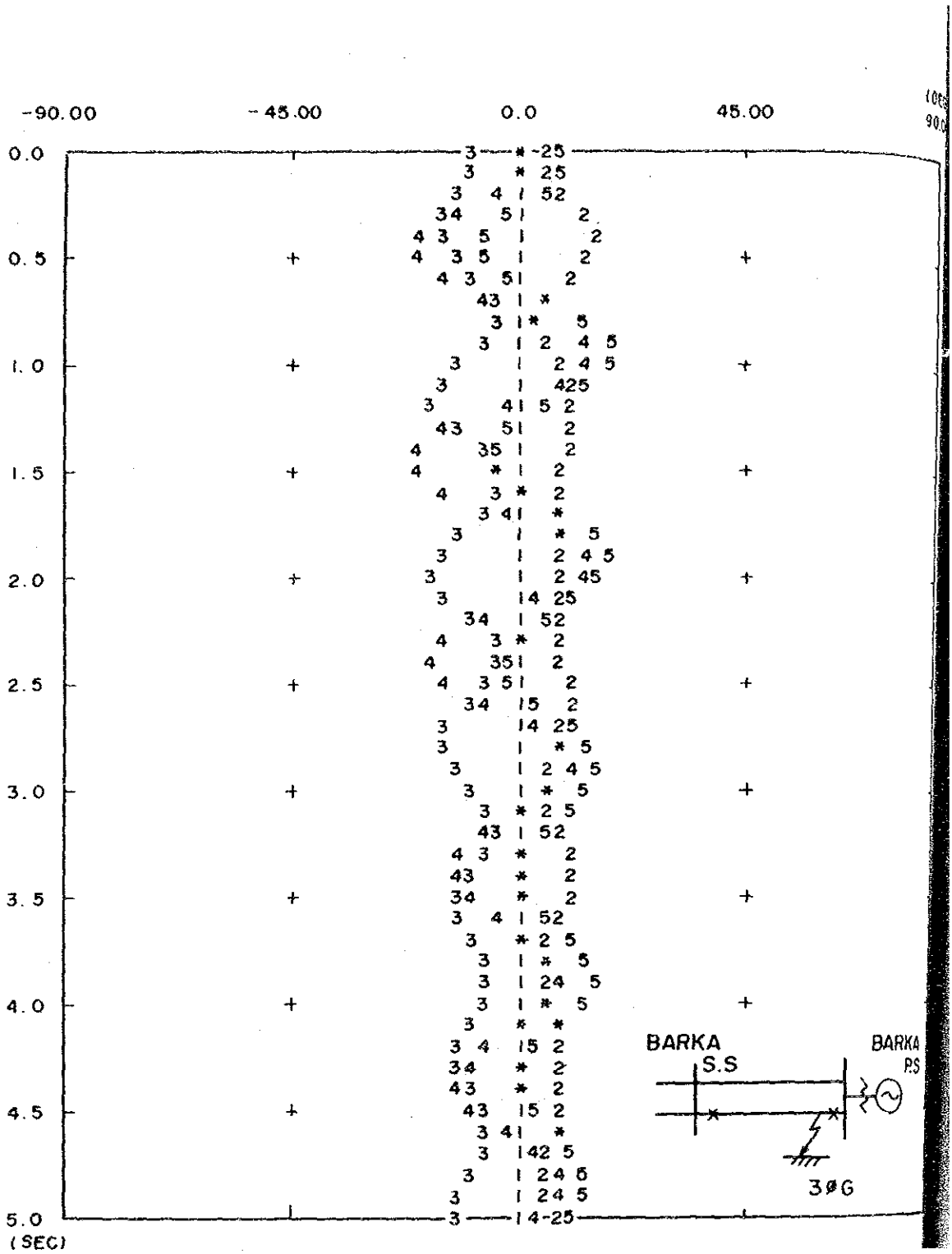
Symbol Generator :

1 = Rusail (Base) 2 = Barka 3 = Ghubra-33kV

4 = Copper mine

Fig. 13.11 Dynamic Stability Swing Curve after 3ØG - fault at Barka S.S (1991)

Fault clearing time : 0.1 sec.



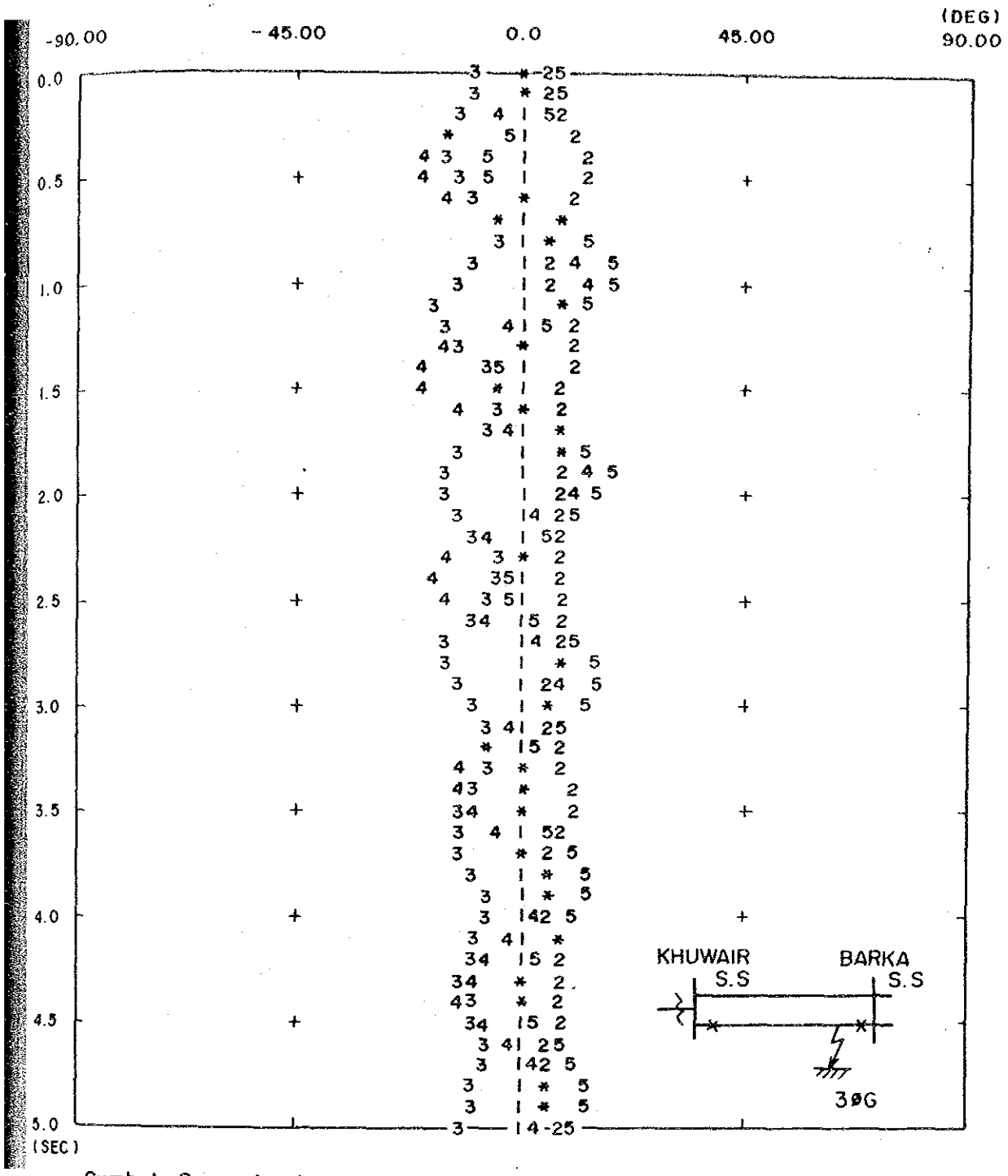
Symbol Generator :

1 = Rusail (Base) 2 = Barka 3 = Ghubra - 33 kV

4 = Copper mine 5 = Khabourah

Fig. 13.12 Dynamic Stability Swing Curve after 3ØG-fault at Barka P.S (1995)

Fault clearing time : 0.1 sec.



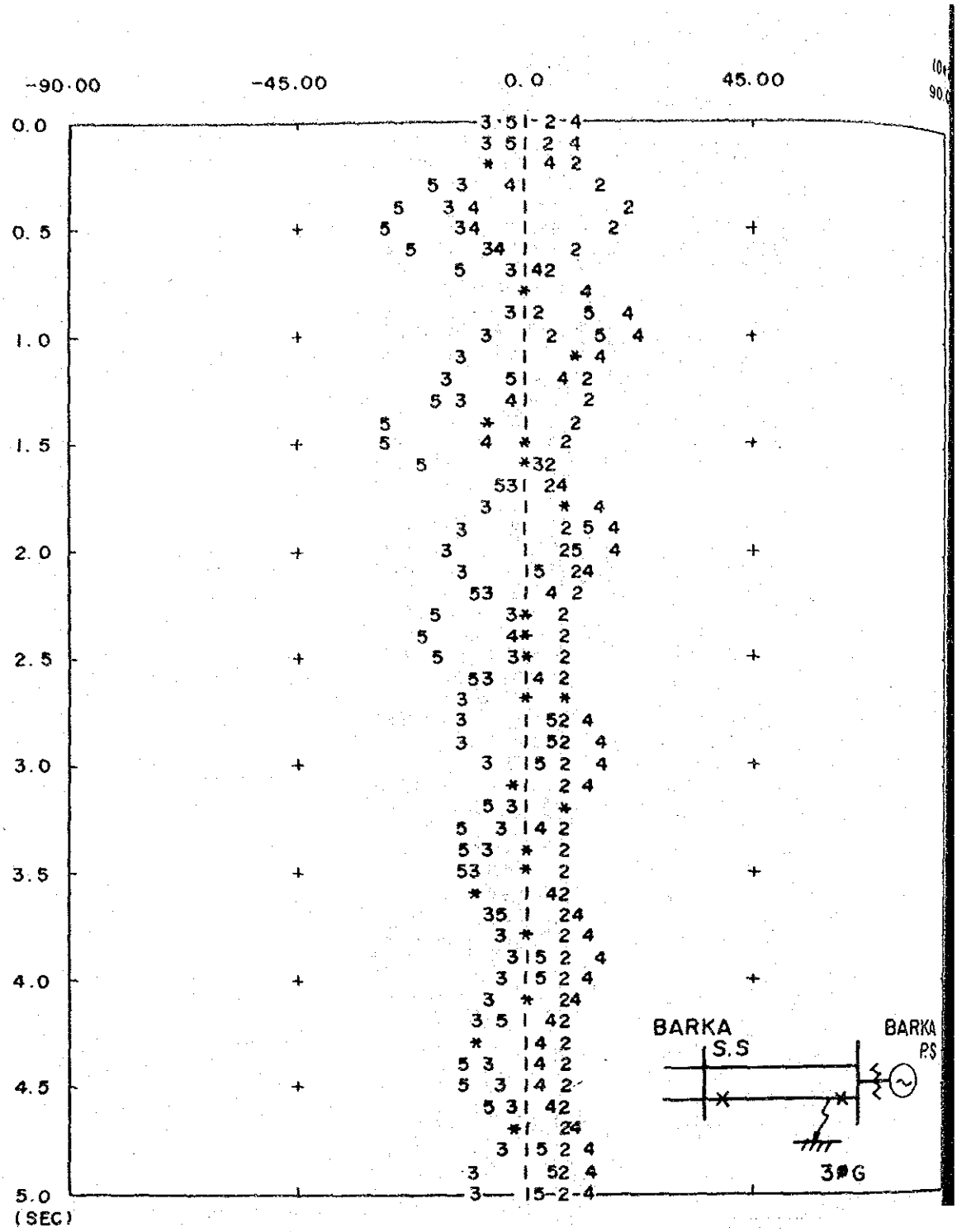
Symbol Generator :

1 = Rusail (Base) 2 = Barka 3= Ghubra - 33kV

4 = Copper mine 5 = Khabourah

Fig. 13. 13 Dynamic Stability Swing Curve after 3ØG - fault at Barka S.S (1995)

Fault clearing time : 0.1 sec.



Symbol Generator :

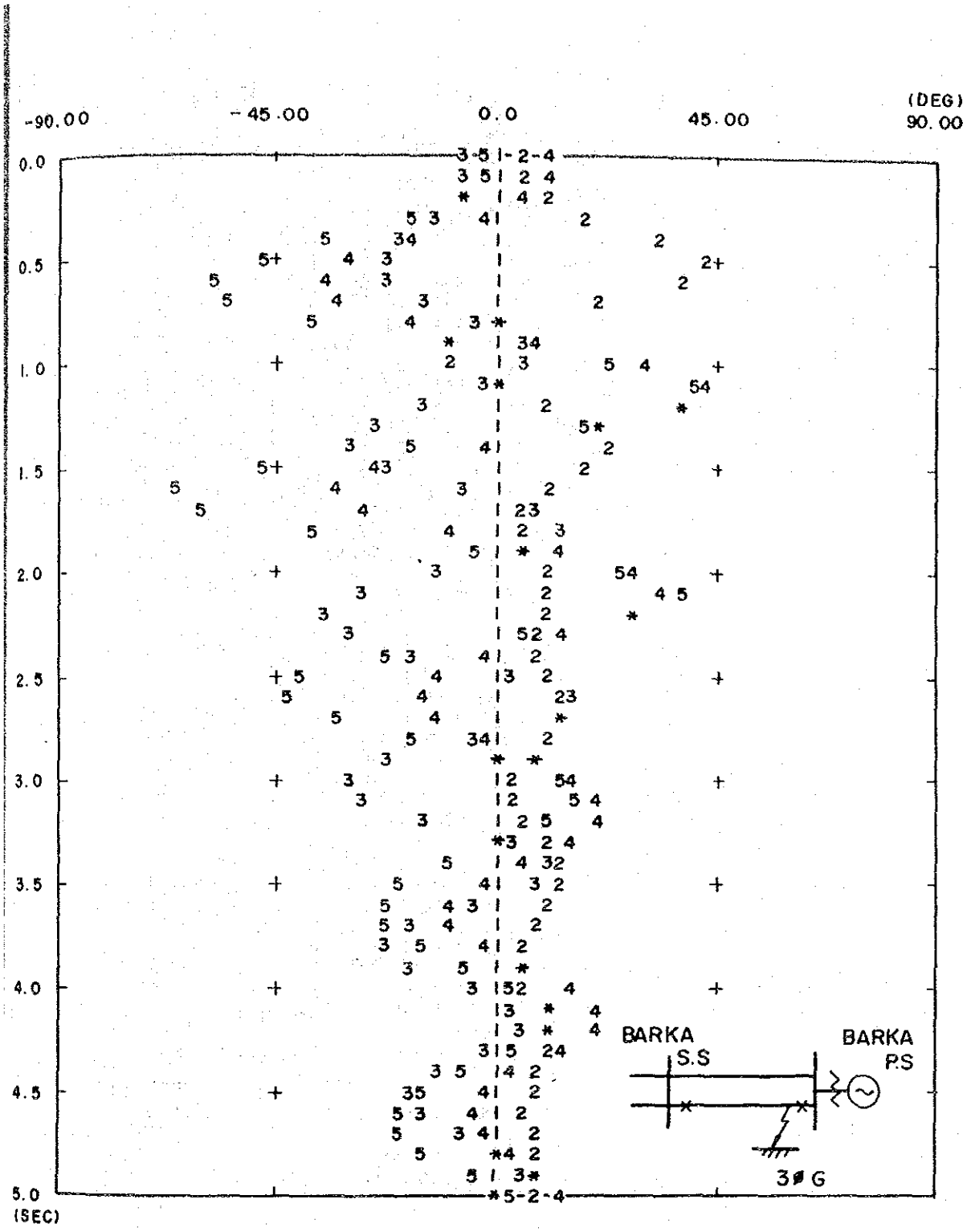
1 = Rusail (Base) 2 = Barka 3 = Ghubra - 33 kV

4 = Copper mine 5 = Khabourah

Fig. 13. 14 Dynamic Stability Swing Curve after 3Ø G-fault at Barka P. S (1995)

Fault clearing time : 0. 15 sec.

Load characteristics : Constant Impedance (Ref. Fig. 13. 16)



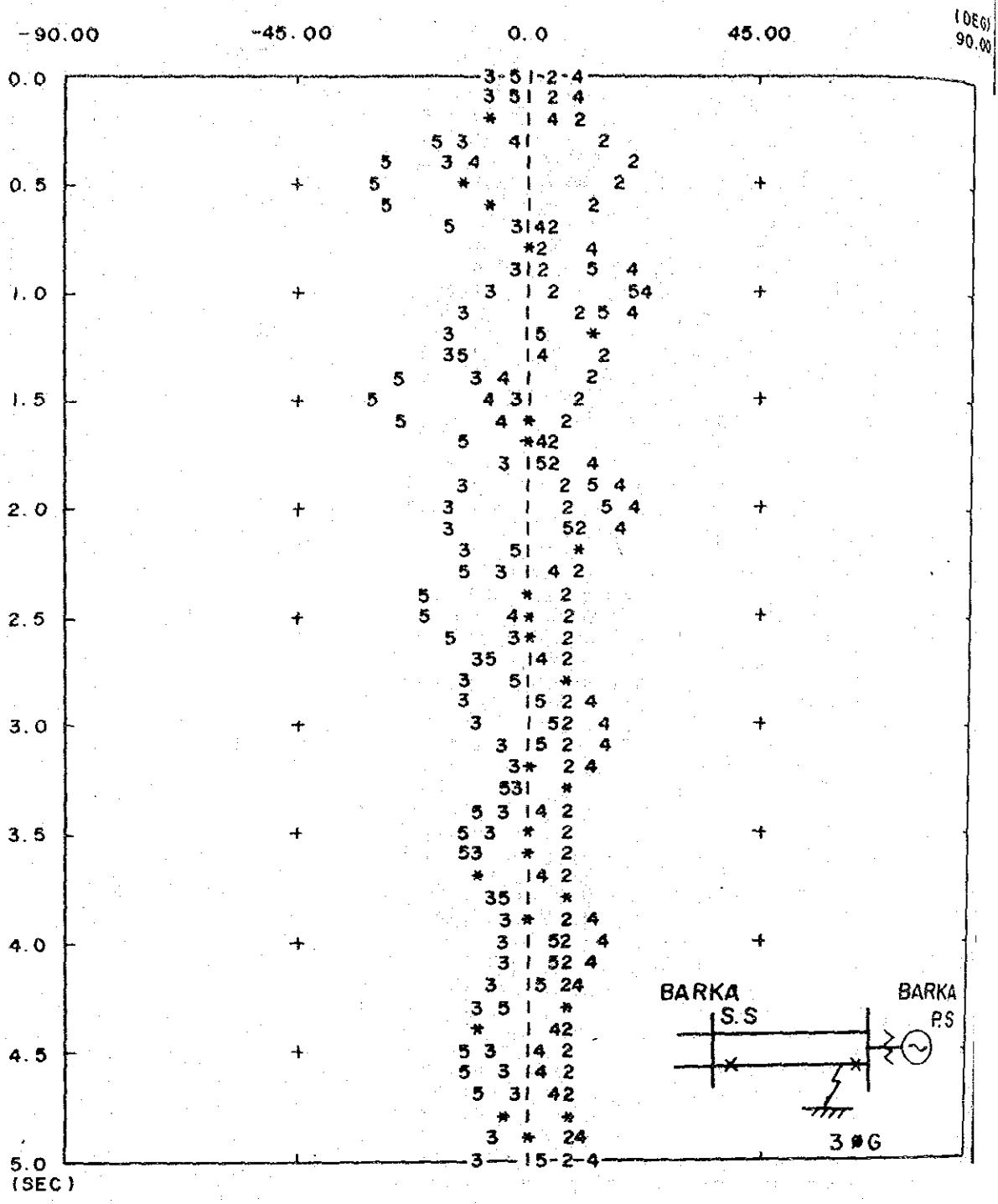
Symbol Generator :

1 = Rusail (Base) 2 = Barka 3 = Ghubra -33 kV

4 = Copper mine 5 = Khabourah

Fig. 13. 15 Dynamic Stability Swing Curve after 3ø G-fault at Barka P.S (1995)

Fault clearing time : 0.3 sec.



Symbol Generator:

1 = Rusail (Base) 2 = Barka 3 = Ghubra −33kV

4 = Copper mine 5 = Khabourah

Fig. 13. 16 Dynamic Stability Swing Curve after 3ØG − fault at Barka P.S (1995)

Fault clearing time : 0.15 sec.

Load characteristics : Constant current (Ref. Fig. 13 . 14)

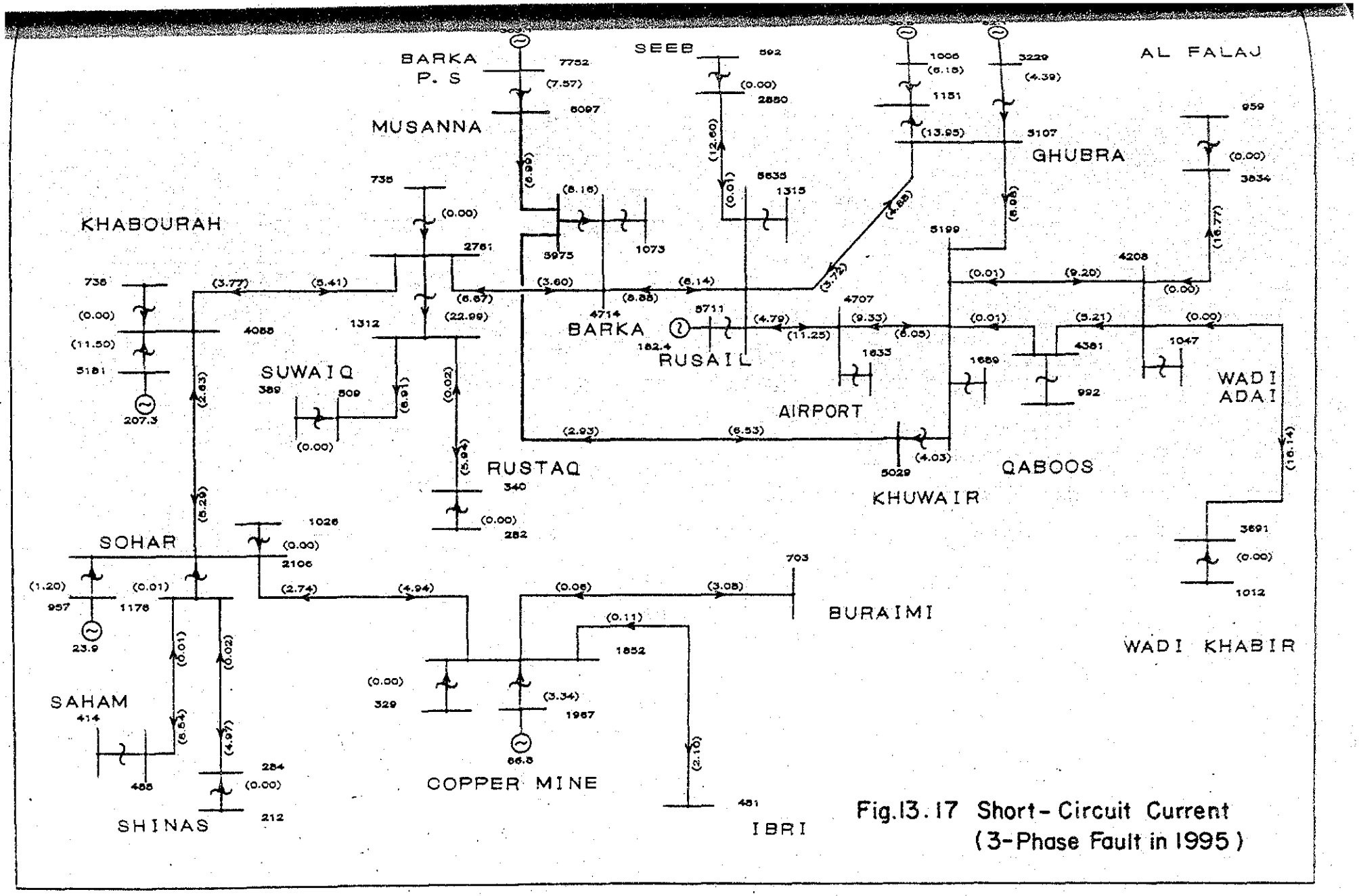


Fig.13.17 Short-Circuit Current (3-Phase Fault in 1995)

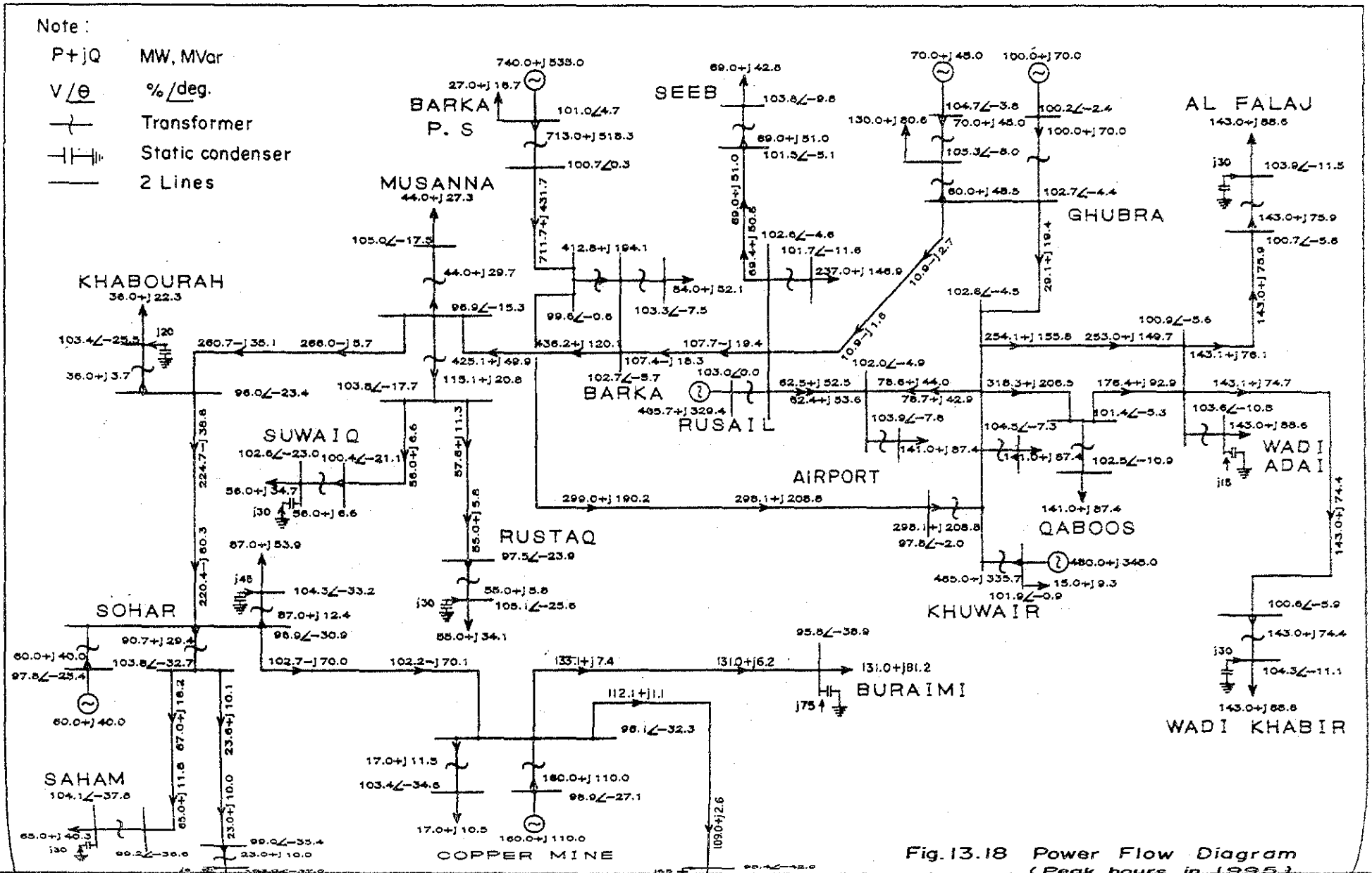


Fig. 13.18 Power Flow Diagram (Peak hours in 1995)

第１４章　送水施設の概念設計

第14章　送水施設の概念設計

14.1 接 続 地 点

14.1.1 送配水施設の現状

首都圏の水道システムは Fig.5.1に示すように、Ghubrah Station を主要な水源とし、Muscat、Mutrah地区を中心に東はBustan地区から西はSeeb地区までの約50kmにわたる海岸沿いの地域および15～20km内陸のAmirat and Medinat Al Nahda 地区及びRusail地区を給水区域としている。都市部の需要増加に加え、空港地域を主とする西部地区の発展に伴い、急速に配水管網が拡充されつつある。

水源はGhubrah Station の海水淡水化プラントが主であるが、地下水源としては Wadi Aday 、Amirat Well Field, Al Khawd well Field の開発が行われており、これらの地下水をGhubrah Station に集める送水管網も配水管網と合わせて建設されつつある。現在の送水、配水管網計画が完成すると、海水淡水化プラントの生産水と地下水は Ghubrah Station で混合され、水質管理されたあと配水されるシステムとなる。このシステムの配水能力は約 136,000㎥／日であるので、新プラントサイトからの送水量 216,000 ㎥／日（海水淡水化生産水180,000 ㎥／日および地下水36,000㎥／日）を Ghubrah Station から集中配水するためには、配水管網の能力をさらに飛躍的に増大させる必要がある。

14.1.2 送 水 地 区 予 測

送水管の接続地点の選定に当たっては、都市計画、経済活動分布を分析し、的確に需要分布予測をする必要がある。

上記の首都圏配水網拡充計画によると、Ghubrah 以東地区の需要増加もあるが、特に Ghubrah 以西地区の発展が見込まれており、公共施設、住宅団地の建設等多くの計画があり、将来、大きな水需要の増大が予測されている。

従って、新プラントの送水能力 216,000㎥／日の送水配分計画を次のとおりとする。

a. Ghubrah Station の貯水池 : 108,000㎥／日 (50.0%)

b. Seeb Town 用分岐 : 38,000㎥／日 (17.6%)

c. 空港地区用分岐 : 38,000㎥／日 (17.6%)

d. Azaiba, Ghalla, Bosher地区用分岐 : 32,000㎥／日 (14.8%)

合　計 216,000㎥／日 (100%)

14.1.3 接続地点の設定

新プラントからの送水管の既設水道施設への接続地点は下記の4地点とする。

(1) Ghubrah 海水淡水化プラント

・ Ghubrah 以東地区については、Ghubrah 海水淡水化プラントからの配水管網が整備されつつあり、Ghubrah 海水淡水化プラントの貯水池の拡張余地も確保されているので、新しいプラントからの既存水道施設への主接続地点は Ghubrah海水淡水化プラントの貯水池とする。

これによって Ghubrah海水淡水化プラントから配水される水量は、現計画の約136,000㎥／日から 244,000㎥／日に約倍増することとなるので、貯水池の増設、配水施設の増強も別途計画される必要がある。

(2) Seeb Town 用分岐

新プラントからの送水は既設 Seeb Town用配水管に近い地点の送水管路に分岐バルブを設けて接続する。Seeb Town 用の既設配水施設は約 9,000㎥／日の配水能力があるが、新プラントからの送水能力が大きいので、配水施設の増強が必要であり、貯水池の設置等が将来計画されるものとする。

(3) 空港地区用分岐

新プラントからの送水は、Seeb空港貯水池行配水管に近い地点の送水管路に分岐バルブを設けて接続する。空港地区用の既設配水施設は約 2,500㎥／日の配水能力があるが、新プラントからの送水能力が大きいので、配水施設の増強が将来計画されるものとする。また、この地区には丘陵地があるので、貯水池を分岐点付近に設け、配水用ポンプステーションを設ける必要がある。

(4) Azaiba, Ghalla, Bosher地区用分岐

新プラントからの送水管路上に分岐バルブを設けて配水施設に接続するものとし、

これらの地区の配水施設も将来計画されるものとする。また、この地区には丘陵地があるので、貯水池を分岐点付近に設け、配水用ポンプステーションを設ける必要がある。

14.2 送水管ルート

14.2.1 送水管ルートの設定

新プラントサイトから Ghubrah海水淡水化プラントに至る送水管ルートはFig.14.1のとおりで、Muscat－Sohar 間の幹線道路沿いのルートとする。Barka サイトからこの幹線道路までの間の約4kmについては、既設道路沿いを約2km、本プラント用アクセス道路沿い約2kmに埋設し、また幹線道路から Ghubrah海水淡水化プラントへの接続地点までの1km足らずは荒地に埋設する。全ルートの90%以上を占める幹線道路沿いのルートには、道路に沿って送水管の埋設に十分な空地があり、また埋設管の維持管理も道路沿いであるので有利である。

14.2.2 送水管ルートの地形、地質

ルート全長にわたりほぼ平坦な地形であり、計画に当たり下記の点を考慮する必要がある。

(1) 標　　高

Barka －Ghubrah ルート間の最高点は標高約15mであるが、最終の接続点であるGhubrah 海水淡水化プラントは Barkaサイトと同じレベル（H.H.W.L.＋2m）である。

また、空港地区およびAzaiba、Ghalla　Bosher地区には標高80mの地点もある。

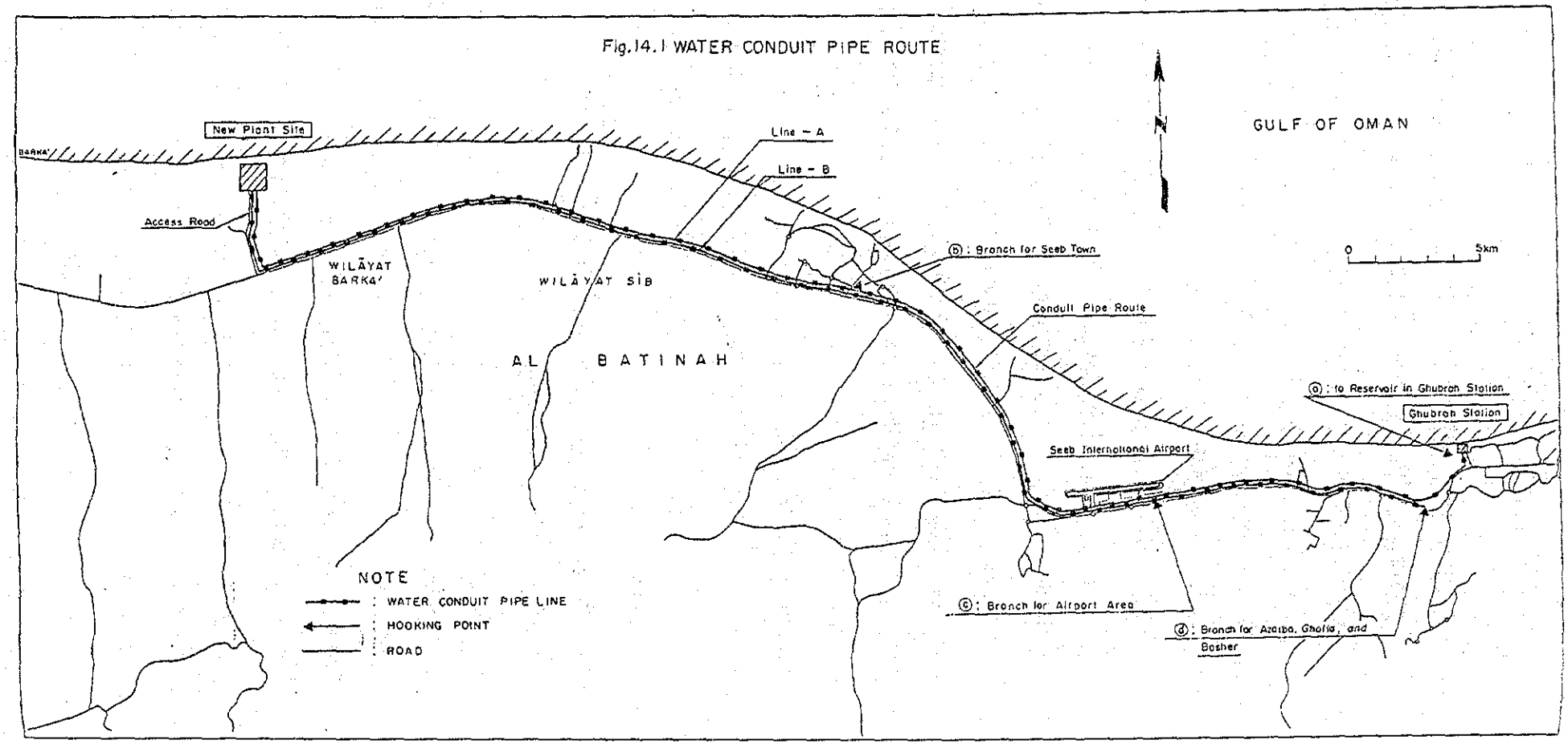
(2) 道 路 横 断

送水管ルート上には、横断しなければならない舗装道路が1985年3月現在、23ヶ所あるので、布設工事においては、地下掘進工法などの配慮が必要である。

(3) Wadi横 断

送水管ルート上には大小約20ヶ所のWadi横断部があるので、埋設法、洗掘防止法に配慮が必要である。

Fig.14.1 WATER CONDUIT PIPE ROUTE



(4) 地　　質

全ルートにわたり、表面の土質は砂質または土砂質であり、送水管理設に大きな障害はないと思われるが、工事施工に当たり試し堀り等を行って調査する必要がある。

14.3 貯水、送水施設

貯水、送水施設のフローダイヤグラムは Fig.14.2 の通りである。

14.3.1 貯　水　池

(1) 貯水能力

プラントサイトに設置する貯水池の貯水能力は、海水淡水化プラントの生産水量(180,000㎥／日）と地下水混合量（最大36,000㎥／d)の合計水量の24時間分、216,000㎥とし、この貯水池によりプラントの運転状態の変動および送水量の変動を吸収させる。貯水池は、運転維持管理の便宜上、4槽に分割する。

(2) 貯水池構造

維持管理が容易であり、外気温の影響も受けにくい半地下式コンクリート構造とし、換気口、排水設備等を設け、底面は水勾配を付ける。

(3) 貯水池仕様

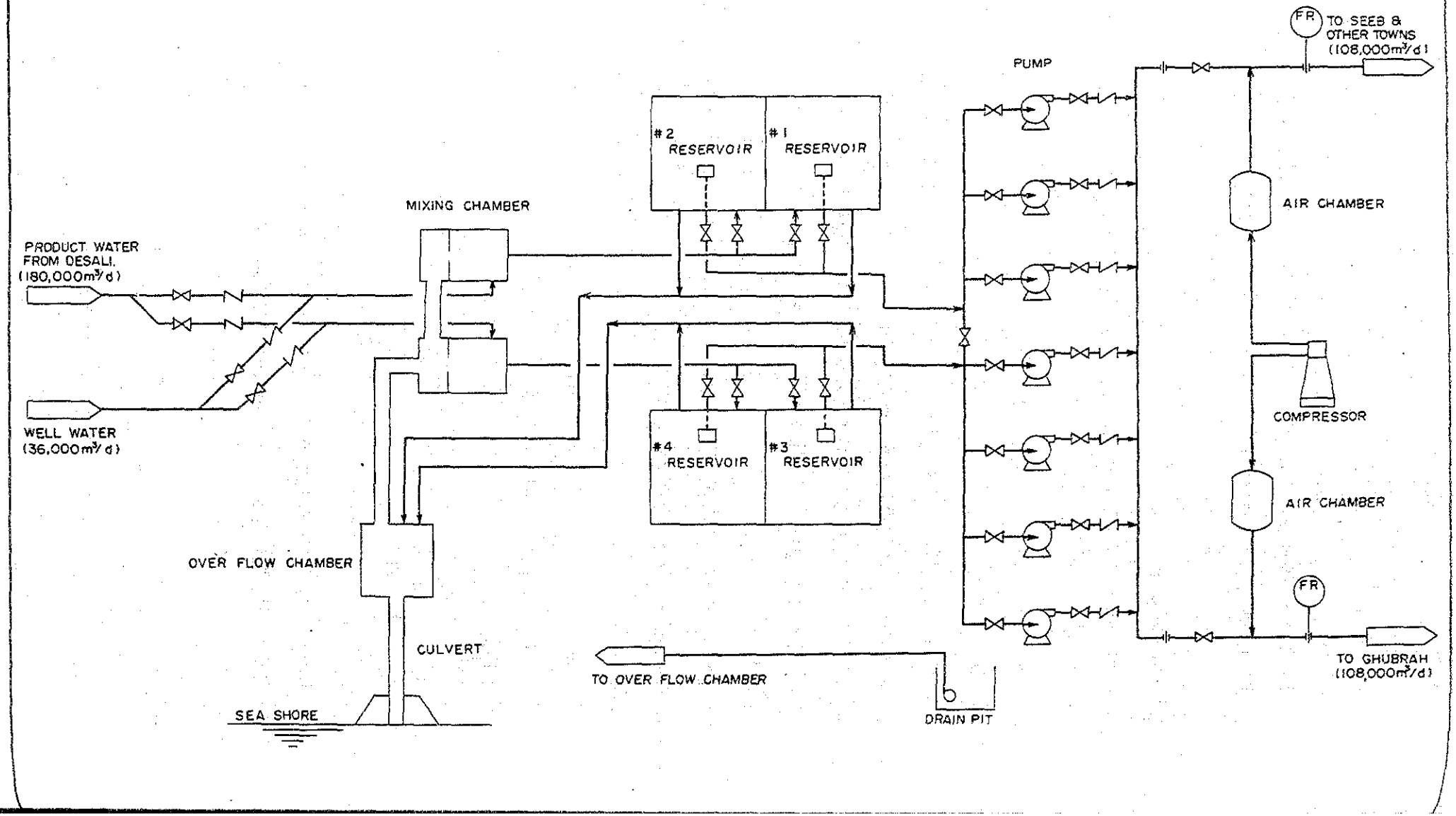
貯　水　量	54,000㎥×4槽＝ 216,000㎥
寸　法　巾×長さ	84m×107m
平均水深	6m

14.3.2 混　合　設　備

(1) 混　合　法

海水淡水化プラントには後処理設備が設置されているが、地下水を有効利用するため、貯水池入口に混合槽を設け、プラント生産水に地下水を混合する。

Fig. 14. 2 RESERVOIR & PUMP STATION FLOM DIAGRAM



(2) 送 水 水 質

混合槽まで一定水量、水質の地下水が供給されるものとして計画したが、地下水の水質の変動に対しては、混合率を調整するか海水淡水化後処理設備における処理水質を調整する必要がある。混合後の送水水質は、OMANIAN STANDARD No.8 DRINKING WATER に従うものとする。

11.3.3 送 水 ポ ン プ

(1) ポ ン プ 室

貯水池の横に地下式ポンプ室を設け、7台の単段渦巻ポンプを設置する。

ポンプ室には運転室、電気室、事務室を設ける。

また、ポンプの維持管理、補修のためにクレーンを設ける。

(2) 送 水 ポ ン プ

送水量の変動、ポンプの維持管理を考慮して、単段渦巻ポンプを7台（常用6台＋予備1台）設置する。

仕　様	型　式	単段渦巻ポンプ
	揚水量	27.5m³／分
	揚　程	100m
	回転数	980 rpm
	駆　動	750 kW電動機（直結）
	材　質	ケーシング　鋳　鉄
		インペラー　ステンレス鋳鉄

14.3.4 送　水　管

(1) 2系統送水方式

送水管系統の概念図はFig.14.3の通りである。

管路延長の大きい本計画において、送水管を1系統とした場合、各送水先の取水量変動に起因する圧力変動により、送水ポンプの運転点の変動、他の送水先への圧力変動の影響が大きい。また、1系統とした場合、管路の1ヶ所に事故が起こると全水量が送水不能となるので、2系統として危険を分散し、各系統に数ヶ所連絡管を設置し、緊急の際に相互送水できるようにする。

(2) 管 材 の 選 定

送水管の材質は、長距離であること、重要な設備であること、耐久性を要求されること、施工性、維持管理性等を考慮して決定する必要がある。

セメントライニング鋳鉄管、ライニング鉄管、モルタル管、合成樹脂管などが考えられるが、現在最も実績が多く、信頼性があるセメントライニング鋳鉄管を採用する。

(3) 管径の選定とポンプ揚程

1) Line A ; Ghubrah Station行

各種口径について経済性の比較およびウォーターハンマーの影響等を考慮して管径1,200mm(Barkaから35kmの間)および1,000mm(以降Ghubrahまでの25Kmの間)を選定する。

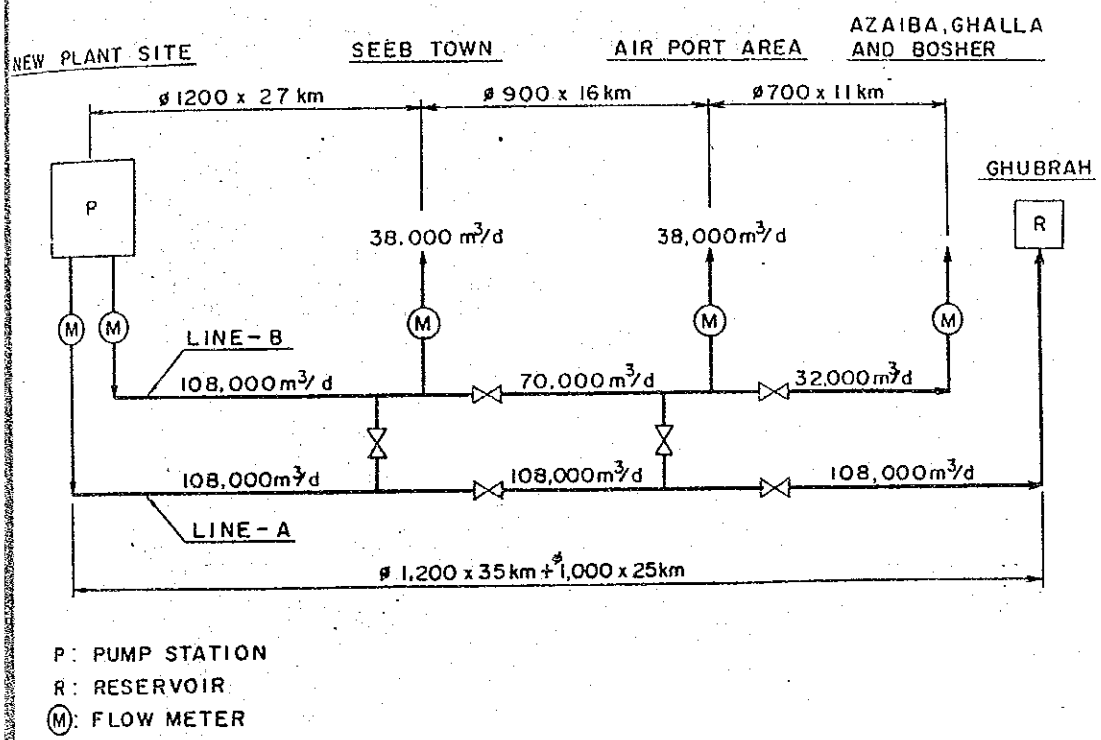
2) Line B ; SeebTown 、空港、Azaiba、Ghalla、Bosher行

管径は次のとおりとする。

新プラント～SeebTown分岐間	;	1,200mm 径
SeebTown分岐～空港分岐間	;	900mm 径
空港分岐～Azaiba分岐間	;	700mm 径

この場合、ポンプ必要揚程は約 100mとLine Aと同じ揚程となるので、同一ポンプを使用でき、運転、維持管理の点で都合が良い。

Fig. 14.3 Piping System Diagram of Water Conduit Line



(4) 送水管の仕様

送水管の主要仕様は次のとおりである。

延　長 ： 114km

管　種 ： セメントライニング鋳鉄管（ISO 2531 K－9 T－typeまたは JIS G－5526　T－Type Class－3 または同等品）

外　面 ： タールエポキシ＋ポリエチレンスリーブまたは腐蝕性の強い土地に対してポリエチレンコート

内　面 ： セメントモルタルライニング

第１５章　要員計画および訓練計画

第15章　要員計画および訓練計画

本章ではMEW が雇用する発電・海水淡水化複合プラントの運転、保守に必要な人材の要員計画と訓練計画について述べる。

要員の職種別に、その必要数と必要時期等の要員の採用計画を明らかにするとともに、要員の知識・能力を高め、プラントの運転・保守を安全かつ経済的に行うことができるよう、教育訓練のプログラムを推奨する。

15.1 要　員　計　画

15.1.1 運　営　組　織

本発電・海水淡水化複合プラントの運営組織は、工場長を最高責任者とし、その下に、管理部門、運転部門および保守部門を設け、各部門にはそれぞれ1名の責任者をおき、各部門の運営はこれらの責任者の直接の指揮の下に行われる。なお、運転部門は発電プラント部門と海水淡水プラント部門に分ける。

本工場の総要員数は 348名とし、Fig.15.1にその運営組織と要員構成を示す。

これらの要員のうち、運転部門のシフト責任者、運転員はシフト体制をしき、24時間勤務に当たり、4シフト体制をしく計画とする。従って、それぞれのプラントごとに5チームの構成が必要となる。なお、この表には、日々の雑役に従事する人員、定期修理時に必要とする人員等は含まれていない。

15.1.2 要員の職種ごとの任務

発電・海水淡水化複合プラントの運転、保守の中核をなす主要要員の任務は次のようになる。

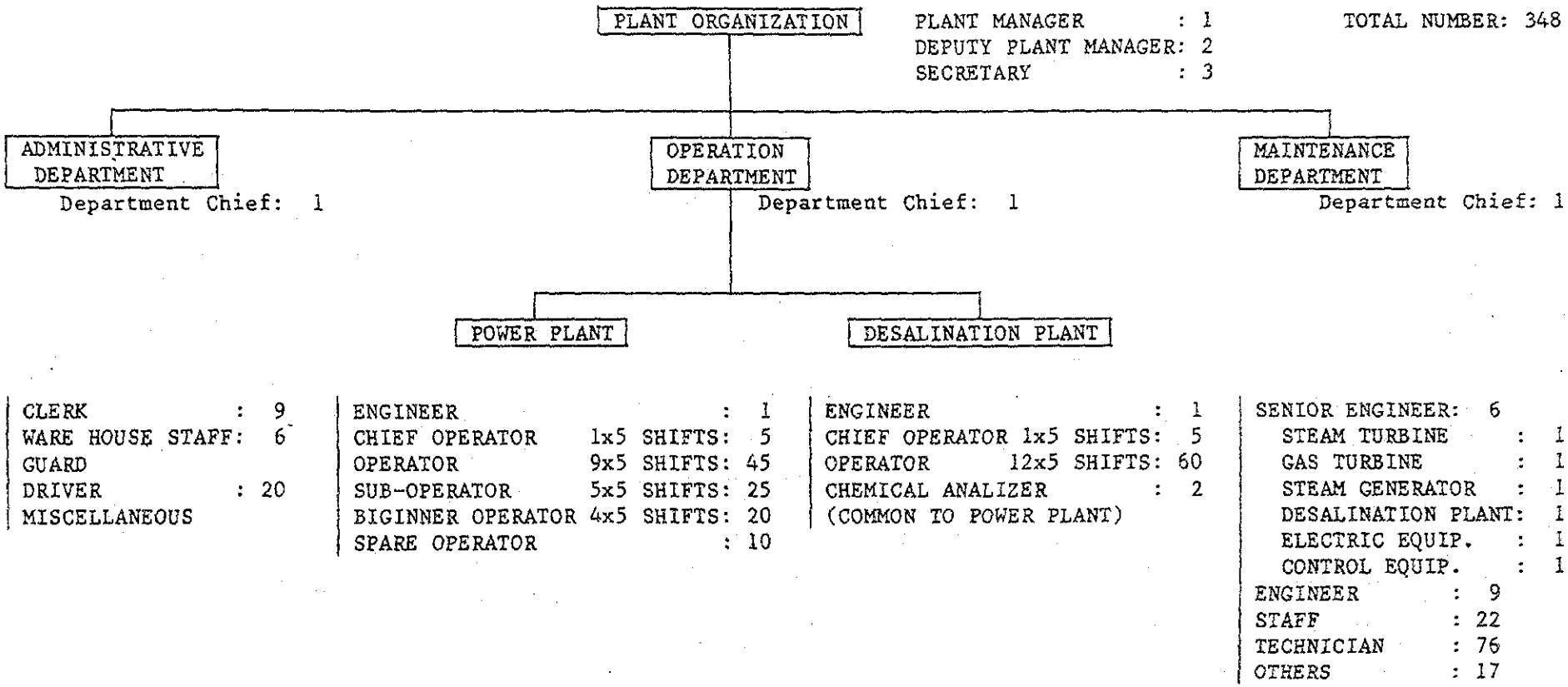
(1) 工場長(Plant Manager)

発電・海水淡水化複合プラントを安全かつ経済的に運営する職場の最高責任者である。

(2) 副工場長(Deputy Plant Manager)

工場長を補佐し、代行する。発電プラント担当と海水淡水化プラント担当それぞれ

FIG. 15.1 MANAGEMENT ORGANIZATION OF POWER AND DESALINATION COMPLEX PLANT



1名とし、それぞれのプラントの実質上の責任者となる。

(3) 運 転 責 任 者(Operation Department Chief)

発電・海水淡水複合プラントの全体の運転を総括する責任者であり、それぞれのプラントの機器、設備、システムの基本理論と機能を理解し、全プラントの安全かつ経済的な運転を管理する。

(4) 運 転 技 術 者(Operation Engineer)

実際の運転を直接担当する技師であり、それぞれの担当のプラントの機器、設備、システムの基本理論と実際を理解し、直接シフト運転員を指導し、安全かつ経済的な運転を行う。

(5) 運転シフト責任者(Chief Operator)

自分とともにシフトに入る運転員を指導し、それぞれの担当のプラントの運転操作および監視を行うとともに、監視、運転データを定期的に記録する。したがって、機器やシステムの構造、機能を十分理解していることが必要である。

(6) 保 守 責 任 者(Maintenance Department Chief)

発電・海水淡水化複合プラント全体の保守を総括する責任者であり、それぞれのプラントの機器、設備、システムの基本理論と機能を理解していると同時に、日常の保守作業、事故・故障の対策、定検作業等の基本方針を立て、プラントの安全、保全を図る。

(7) 保 守 技 術 者(Maintenance senior Engineer)

プラントの保守を責任をもって行う技術者であり、それぞれ機種ごとに次のように担当が分かれる。

a) ガスタービン発電設備

b) 蒸気タービン発電設備

c) ボ イ ラ 設 備

d) 海 水 淡 水 化 設 備

e) 電 気 設 備

f) 計 装 設 備

これらを担当する保守技術者は、それぞれの自分の担当する分野において、直属の技術者および保守要員を直接指導し、プラントの日常の保守作業を行い、また事故・故障時の修理等を行う。従って、プラントの機器やシステムの構造、性能を十分理解した上に、機器の分解修理および組立の知識と経験を豊富に持っていることが要求される。

(8) 化学分析員(Chemical Analyzer)

主としてボイラの補給水、給水、缶水および海水淡水化プラントの生産水の化学分析作業を定期的に行い、プラントの安全運転管理を図る。

(9) 管理責任者(Administrative Department Chief)

プラントの運転に必要な上記要員以外に、間接要員である秘書、倉庫管理人、守衛、運転手、掃除夫その他の要員の日常の管理指導に当たる。

15.1.3 要員の資格・経験

(1) 共通部門	学歴	経験	人員
a) 工場長	大卒	20年以上	1
b) 副工場長	大卒	15年以上	2
c) 秘書	—	—	3
		小計	6

(2) 管理部門			
a) 管理責任者	大卒	5年以上	1
b) 事務員	高卒	—	9
c) 倉庫管理員	—	—	6
d) 守衛・運転手等	—	—	20
		小計	36

(3) 運　転　部　門

a) 運転責任者	大　卒	15年以上	1
b) 運転技術者	大　卒	10年以上	2
c) 運転シフト責任者	高　卒	5～10年以上	10
d) 運　転　員	高　卒	2～3年以上	160
e) 化学分析者	高　卒	3年以上	2
		小　計	175

(4) 保　守　部　門

a) 保守責任者	大　卒	15年以上	1
b) 保守技術者	大　卒	10年以上	6
c) 保守担当技術者	大　卒	5～10年以上	9
d) 保守スタッフ	高　卒	3～5年以上	22
e) 保守作業員	高　卒	1～3年以上	76
f) 保守アシスタント	—	—	17
		小　計	131
		合　計	348

5.1.4 要員の採用計画

要員の採用計画は、本プラントの完成時期、訓練計画の日程を考慮して決められる。本プラントの中核クラス要員である工場長、副工場長、運転責任者、運転技術者、保守責任者、保守技術者クラスの要員は、No.1ユニットの試運転開始の少なくとも12ヶ月前から本プロジェクトに参画し、本プラントの設計、製作、工場テスト、建設、トレーニング、試運転等の一連の建設スケジュールに従った作業を通じ、本プラントの理解を深めておくことが望ましい。その他の運転シフト責任者、運転員、保守担当技術者、保守スタッフ等の要員は、各ユニットの試運転開始の約6ヶ月前から、それぞれのユニットの運転および保守に必要な要員を逐次投入し、後述する訓練計画によって教育を行う。また、管理責任者およびその主要要員は、No.1ユニットの試運転開始1ヶ月前までには

すべて投入しておくことが必要である。このようにして、最終のユニットが完成するまでに全要員の投入を完了する。

15.2 訓　練　計　画

この訓練計画は、MEW で雇用した運転技術者、運転シフト責任者、運転員および保守技術者、保守担当技術者、保守スタッフクラスの要員を対象とする。教育訓練はNo.1ユニットの試運転開始の約6ヶ月前頃から、プラントの建設と並行して、逐次開始し、No.1ユニットの運転開始以降、最終ユニットの保証期間が終了するまで、保証技師の指導の下に行われる。

教育訓練のカリキュラムは、担当するプラントまたは設備の種類、職種、要員の資格、グレードでそれぞれ異なるが、基本的には下記の主要項目より構成される。

(1) 機種ごとの基礎技術講義
(2) 機種ごとの仕様、機能、構造、システム等の講義
(3) 機種ごとの運転、操作要領の講義
(4) 機種ごとの保守、点検要領の講義
(5) 必要に応じて行うメーカーでの工場実習
(6) 他地区の既設プラントでの実習
(7) 本計画の実プラントでの実習
(8) 安全に関する講義と実習
(9) 保証技師による運転、保守のフォローアップ

この教育訓練は、プラントの完成時に引き渡される取扱説明書、完成図書、完成図面のほか、プラントモデル、写真、カラースライド、ビデオ等を使用して、初心者にも判りやすく、行われることが望ましい。

第１６章　プラント建設および付帯関連工事工程

第16章 プラント建設および付帯関連工事工程

16.1 建設工程

本発電・海水淡水化複合プラントの建設工程は Fig.16.1 およびFig.16. 2 に示すとおりである。目前に迫る電力・水需給の逼迫に対応して、一部ユニットをできる限り早期に完成させ、他のユニットについては需要の伸びに合わせて逐次完成を図ることとしたが、一部海水淡水化プラントについては発電プラントの全機完成時期に合わせて、需要の伸びに若干先行して建設する計画とし、建設費の節減と利用効率の向上を図ることとした。

この建設工程表によれば、1986年5月に設計を開始し、1988年7月初めにガスタービン発電機1号機が稼動し、11月初めに、海水淡水化プラントの1号機が運転を開始することになる。このためには、1986年の初期までに、仕様書の決定と、コントラクターとの契約を終えておく必要がある。

本Feasibility stydy 後、プラント完成までの概略手順は次の通りである。

(1) 仕様の決定、引合書の作成

(2) 引合、入札およびその評価

(3) コントラクターの選定および契約

(4) 設　計

(5) 機器の製作および材料の調達

(6) 現地工事

(7) 試運転

(8) 商業運転

なお、上記の作業とともにこのプロジェクトの実施者であるMEW としては、土地の入手、関係官庁との折衝、給配水設備の拡充、混合用井戸水および燃料ガスのプラントサイトまでの供給設備の準備、プラントの運転保守要員の雇用、プラント運転用燃料、薬品類の手配なども必要となる。

16.2 コントラクターの選定および契約

電力および水需要予測ならびにプラントの建設期間を考えると、コントラクターの選

定および契約は円滑かつ短期間に行なう必要がある。このためには、有効かつ適切な助言と情報を与えてくれる専門コンサルタントまたは適切なアドバイザーを起用する事も必要である。また、大規模なプラントを短期間に建設しなければならない本プラントのコントラクターには、専門技術に優れ、実績と経験を持ち、建設国の事情を熟知し、かつ組織だったプロジェクト・エンジニヤリングを行える企業を選定すべきである。

16.3 プラントの建設

プラントの建設に当たっては、コントラクターが責任をもって工期確保を行うことになるが、MEW はコントラクターの作業を容易にするため、大幅な権限と責任を持ち、必要な承認業務を迅速に行うとともに、法規で規定された各種認可事項の関連官庁折衝などについて、強力な支援を行うことが必要である。以下工程上の主要項目について述べる。

(1) 設　計

1) 発電プラント

ガスタービン発電プラントは標準タイプなので基本設計、詳細設計ともに、それほど時間は掛からない。スチームタービン発電プラントは海水淡水化プラントとの複合プラントになるので、ヒートマスバランス、線図等のプロセス仕様、全体配置の決定などの基本設計と、それに基づく付属機器、配管、電気計装、基礎、建築などの詳細設計があり、設計期間は、基本設計開始後、製作図、工事図を含む詳細設計の終了まで約10ヶ月は掛かるものと推定される。

2) 海水淡水化プラント

海水淡水化プラントはスチームタービン発電プラントとの複合プラントで、標準タイプではないので、スチームタービン発電プランの場合とほぼ同じく、詳細設計完了まで約10ヶ月を要するものと推定される。

(2) 機器の製作および材料の調達

1) 発電プラント

ガスタービン発電プラントは関連部品がほとんどパッケージ化されており、これらを必要に応じ分割して輸送する。工期は1ユニット当たり工場生産から現地輸送を含めて約13ヶ月を要する。

スチームタービン発電プラントについては、スチームタービン、発電機、ボイラは通常それぞれ別個の工場で製作されるが、ボイラは大寸法となるため、分割したプレハブパネルを工場で生産し、現地で組立てる方式となる。工期は一ユニット当たり輸送を含めて約20ヶ月掛かる。

2) 海水淡水化プラント

蒸発器が最も長い製作期間を必要とし、工場で分割製造されたモジールを現地で組立てるいわゆるプレハブ工法を採用する。工期は一ユニット当たり輸送を含めて約10ヶ月を必要とする。

(3) 現地工事

1) 土木、建築工事

a) 調査工事および準備工事

プラント基礎、海水取・排水設備など主要土木、建築設備の実施設計のための設計条件を確定するため、契約締結後、可及的速やかにプラントサイトにおいて地質調査、深浅測量などの調査工事を行う。この調査工事に約4ヶ月を要する。建設機械の現地搬入、労務者の手配を早急に行ない、幹線道路からサイトに至る取付道路の建設、プラント敷地の造成などの準備工事を開始する。これらの工事に約3ヶ月を要する。

b) 海水取・排水設備

海水淡水化プラント1号機の試運転は1988年 8月に予定されているので、海水の取・排水設備工事は、工事終了後の海水ポンプ据付、プラントへのつなぎ込みなどに要する期間約5ヶ月をみて、1988年3月までに完了させる必要がある。開水路方式による海水取水路工事はほとんどが海中工事となり、海底水路の浚渫および水路築堤に約23ヶ月を要し、本工事が実質的にクリティカルとなって全体工程を支配することになる。取水口、ポンプピット工事および排水路工事はそれぞれ約16ヶ月および約12ヶ月を要し、海水取水路工事と並行して行われる。

c) プラント基礎

ガスタービン発電プラント、スチームタービン発電プラント、海水淡水化プラントなどの主要プラント基礎工事はそれぞれ当該プラントの据付工事開始時期までに逐次完成させることとする。

d) 建築設備および煙突

管理棟および制御棟は、1988年4月に予定されている1号機および2号機のガスタービン発電プラントの試運転開始までに完成させる必要がある。これらの建築工事に約20ヶ月を要する。また、スチームタービン発電プラントの本館建物は試運転開始時期までに完成させることとする。煙突は1989年末に予定されているスチーム発電プラント4号機の火入れ時期までに完成させる必要がある。

海水淡水化プラント関連建物についても、試運転開始までに完成させる。

2) 送　水　施　設

契約後、約24ヶ月程度で完成出来るものと推定され、工期上特に問題にはならないが、送水パイプラインのルート決定と、布設工事に当たって、関係する諸官庁および住民との折衝は迅速に行われる必要がある。

3) 発電プラント

ガスタービン発電プラントでは、機器類はパッケージ化されているので、現地の据付工事は比較的簡単であり、据付開始から試運転完了まで一ユニット当たり約10ヶ月掛かる。

スチームタービン発電プラントでは、関連機器、配管が現地組立てで、また、ボイラもプレハブパネル工法なので、溶接工事、配管工事が多く、一ユニット当たり約19ヶ月を必要とする。

4) 海水淡水化プラント

海水淡水化プラントは6基から成り、1基の工期は約10ヶ月である。初めの3基は最短の工期により、2ヶ月ピッチで連続して建設し、これに合わせて、ガスタービン発電機の1号機、2号機と2基の補助ボイラが完成するので、初めの3基の海水淡水化プラントの運転に必要な電気と蒸気が確保され、かつ海水取・排水設備、送水施設も同時期に完成する工程になっているので、プラントが完成した時点で直ちに送水が可能となる。残り3基は水需給上からは工期に余裕があるが、スチームタービン発電プラントの完成に合わせて、建設するのが複合プラントとして工程上合理的であり、また、工事費の面からも得策である。

(4) 試　運　転

発電プラント、海水淡水化プラントいずれも、引渡し前に1ヶ月の連続性能テストを行う。

Fig. 16.1 Construction Schedule for Power and Desalination Complex Plant.

Description \ Date. Year/Month	Total Month	1986				1987				1988				1989				1990				1991			
		M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D
I. Civil Works			⊕																						
1) Field Investigation at Site	4																								
2) Site Preparation & Others	64																								
3) Sea Water Intake & Discharge Facilities	23																								
4) Foundation for Equipment	36																								
5) Buildings & Stack	50																								
II. Power Plants																									
1) Unit 1 ; GT_1, Ge_1, 80 MW	26							(A)		(C)	(D)														
2) Unit 2 ; GT_2, Ge_2, 80 MW	26							(A)		(C)	(D)														
3) Unit 3 ; GT_3, Ge_3, 80 MW	26										(A)		(C)	(D)											
4) Unit 4 ; GT_4, Ge_4, 80 MW	26										(A)		(C)	(D)											
5) Unit 5 ; GT_5, Ge_5, 80 MW	26														(A)		(C)	(D)							
6) Unit 6 ; RH_{1-2}, ST_4, Ge_9, 80 MW	36														(A)		(C)	(D)							
7) Unit 7 ; RH_{3-4}, ST_5, Ge_{10}, 80 MW	36																						(C)	(D)	
8) Unit 8 ; SG_1, ST_1, Ge_6, 60 MW	40																								
9) Unit 9 ; SG_2, ST_2, Ge_7, 60 MW	40																								
10) Unit 10 ; SG_3, ST_3, Ge_8, 60 MW	40																								
11) Transmission Lines & Substation, 132 & 275kV	35																								
III. Desalination Plants																									
1) Unit 1, 30,000 m^3/D	30								(A)			(C)	(D)												
2) Unit 2, 30,000 m^3/D	28								(A)			(C)	(D)												
3) Unit 3, 30,000 m^3/D	26									(A)		(C)	(D)												
4) Unit 4, 30,000 m^3/D	26														(A)		(C)	(D)							
5) Unit 5, 30,000 m^3/D	26														(A)		(C)	(D)							
6) Unit 6, 30,000 m^3/D	26															(A)			(C)	(D)					
7) Auxiliary Boiler, No.1 & No.2	20								(A)			(E)													

Construction Schedule for Transmission Lines and Substations

Description	Year / Month	Total Month	1985 M	1985 J	1985 S	1985 D	1986 M	1986 J	1986 S	1986 D	1987 M	1987 J	1987 S	1987 D	1988 M	1988 J	1988 S	1988 D	1989 M	1989 J	1989 S	1989 D
I Transmission Line																						
1) Barka PS ~ Barka SS	275 kV 13 km	22																				
2) Barka SS ~ Khuwair SS	275 kV 47 km	21																				
3) Musanna SS ~ Khabourah SS	132 kV 60 km	29																				
4) Khabourah SS ~ Sohar SS	132 kV 65 km	24																				
5) Sohar SS ~ Coppir Mine PS	132 kV 20 km																					
6) Rusail PS ~ Wadi Adai	132 kV 47 km																					
7) Rusail PS ~ Barka SS	132 kV 20 km																					
8) Barka SS ~ Musanna SS	132 kV 48 km																					
9) Wadi Adai SS ~ Wadi Khabir SS	132 kV 5 km																					
II Substation																						
1) Barka PS Swichyard	275 kV	20																				
2) Khuwair SS	275/132kV-750 MVA 132/33kV-375 MVA	21																				
3) Barka SS	275/132kV-500MVA	20																				
4) Khabourah SS	132/33 kV-90MVA	18																				
5) Barka SS	132/33 kV-250MVA																					
6) Wadi Khabir SS	132/33 kV-250MVA																					
7) Medinat Qaboos SS	132/33 kV-250MVA																					
8) Airport Heights SS	132/33 kV-250MVA																					
9) Rusail PS	132/33 kV-250MVA																					
10) Musanna SS	132/33 kV-250MVA																					
11) Sohar SS	132/33 kV-250MVA																					

Note ; ⊢— — —⊣ Facilities to be implemented by MEW

第１７章　工事費見積り

第17章　工事費見積り

17.1 基本的条件

第18章において、本プロジェクトは、経済性を重視する立場から見れば、発電プラントの型式としてはType-Aが推奨され、供給の安定性乃至信頼度を第一義とする立場から見ればType-Fが適当と思われる旨が述べられている。何れの発電Typeが選定されるるかは、MEW によって最終的に決められることとなるが、工事費見積りについては、第3次5ヶ年計画に計上される予算措置を考慮し、最も工事費の高いType-Fの発電所と海水淡水化プラントの組合せについて行うこととする。

工事費見積りは以下の諸設備に区分して内、外貨別に示し、金額は Rial Omanで示す。但し、外貨分については括弧内にUS$換算額も示す。

電力部門	：	発電設備
		送電設備
		変電設備
海水淡水化部門	：	プロセス設備
		取排水設備
		生産水送水設備
その他費用	：	予備費
		MEW の管理費
		Engineering Fee

以上の見積り工事費は、第16章に示した工事工程に従って年度展開する。また、見積りは1985年価格で行うと共に、物価上昇も考慮する。

工事費のうち、外貨部分は輸入機材、海上運賃および保険、外国人技術者その他職員の給与を含み、内貨部分はオマーン国内で調達可能な建設機械、セメント、骨材その他の工事用材料、および現地職員、労務者の給与、賃銀を含む。

17.2 見積り条件

予備費、MEW の管理費、Engineering Fee 、物価上昇率および通貨交換率等、見積りに適用した条件は次の通りである。

(1) 予　備　費

予備費は、主として不測の追加工事や工事数量の増大を賄うためのものである。類似プロジェクトにおける従来の経験に徴して、機械設備についても、土木、建築工事についても、基準直接工事費の10%を予備費として計上する。

(2) MEW の管理費

一般に、建設工事における施主の管理費は、直接工事費に対して年間 0.5%前後である。本プロジェクトの工期は6年間であるので、直接工事費の3%を管理費として計上する。

(3) Engineering fee

Engineering fee は、実施設計、入札書類の作成、見積り審査、施工監理等の技術役務に要する費用であり、本プロジェクトの規模を考慮すると、その額は基準直接工事費の 2.5%前後と見積られる。

(4) 物価上昇率

外貨工事費の上昇率については日本の1980～1985年の物価指数を、また内貨工事費の上昇率についてはオマーン国の1978～1983年の物価指数を参考として妥当と思われる価格上昇率を適用する。これら物価指数によると、主要資機材の年平均価格上昇率は次の通りである。

外　貨　分：ボイラ2%、発電機 2.1%、変圧器類 1.9%、平均2%の価格上昇率

内　貨　分：セメント-2.3%、木材11.5%、骨材 3.2%、砂10.6%、平均 5.8 %の価格上昇率

本プロジェクトの内、外貨工事費の構成比に基づいて加重平均価格上昇率を求めると、2.84%となる。内、外貨それぞれ将来の価格動向は見透しが困難なので、外貨とも一律に3%の価格上昇率を適用する。

(5) 通貨交換率

通貨交換率は以下の率を適用する。

1 US$ =0.342 Rial Oman(RO)

1 US$ = 250円

1 RO = 731円

17. 3 工事費の年度展開の条件

工事費年度展開は以下の条件に基いて行う。

(1) 機 械 設 備

前 渡 金 : — 契約締結時に CIF価格の10%の支払が行われる。

— 船積時に CIF価格の80%の支払が行われる。

保 留 金 : — CIF 価格の10%は保留金とし、MEW の完成工事受取証明書の発行と共に支払われる。

(2) 土木、建築工事

前 渡 金 : — 契約締結時に契約金額の10%の支払が行われる。

月 別 支 払 : — 出来高に従って支払われる。

保 留 金 : — 契約金額の10%は保留金とし、MEW の完成工事受取証明書の発行と共に支払われる。

(3) 機 器 据 付 工 事 : 土木、建築工事の支払方式と同様とする。

17. 4 見 積 り 工 事 費

以上の条件に基づいて見積られた1985年価格の概算工事費（予備費、管理費、Engineering fee を含む）は、電力部門241.60百万RO、海水淡水化部門101.68百万RO、合計343.28百万ROであり、物価上昇率３%を適用すると、電力部門264.12百万RO、海水淡水化部門109.85百万RO、合計373.97百万ROとなる。

概算工事費の総括表は Table17.1、17.2および17.3に示され、また、工事費の年度展開は、電力部門については Table17.4に、海水淡水化部門については Table17.5に示す通りである。

Table 17.1 Summary of Construction Cost (Power and Desalination)

(Million R.O.)

Item	Foreign Currency	(US$ million)	Local Currency	Total
Electric power sector				
Generating facilities	160.33	(468.79)	10.79	171.12
Transmission facilities	10.86	(31.75)	4.35	15.21
Substation facilities	19.22	(56.20)	3.64	22.86
Sub-total (Base direct cost)	190.41	(556.74)	18.78	209.19
Contingencies	19.04	(55.67)	1.86	20.90
MEW's administration expenses	-	(-)	6.28	6.28
Engineering fee	5.23	(15.29)	-	5.23
Total (1985 prices)	214.68	(627.70)	26.92	241.60
Escalated price	235.41	(688.33)	28.71	264.12
Desalination sector				
Processing facilities	48.59	(142.07)	6.21	54.80
Sea water intake and out-fall facilities	2.93	(8.57)	2.95	5.88
Product water distribution facilities	17.88	(52.28)	9.48	27.36
Sub-total (Base direct cost)	69.40	(202.92)	18.64	88.04
Contingencies	6.94	(20.29)	1.86	8.80
MEW's administration expenses	-	(-)	2.64	2.64
Engineering fee	2.20	(6.43)	-	2.20
Total (1985 prices)	78.54	(229.64)	23.14	101.68
Escalated price	84.83	(248.04)	25.02	109.85
Grand total				
Cost at 1985 prices	293.22	(857.34)	50.06	343.28
Escalated price	320.24	(936.37)	53.73	373.97

Table 17.2 Summary of Construction Cost (Electric Power Sector)

(Million R.O.)

Item	Foreign Currency		Local Currency	Total
		(US$ million)		
A. Generating facilities	160.33	(468.79)	10.79	171.12
1. Equipment	145.10	(424.27)	1.30	146.40
a) Gas turbine-generator	70.17	(205.18)	0.42	70.59
Equipment cost	58.94	(172.34)	-	58.94
Erection work	11.23	(32.84)	0.42	11.65
b) Steam turbine-generator	74.93	(219.09)	0.88	75.81
Equipment cost	62.94	(184.03)	-	62.94
Erection work	11.99	(35.06)	0.88	12.87
2. Civil works	4.19	(12.24)	4.74	8.93
Foundation works	1.25	(3.65)	1.26	2.51
Land reclatimation (50%)	0.50	(1.46)	0.50	1.00
Water intake and out-fall (55%)	2.44	(7.13)	2.98	5.42
3. Buildings	5.38	(15.73)	3.60	8.98
Buildings for power plant	4.94	(14.44)	3.26	8.20
Buildings for common use (50%)	0.44	(1.29)	0.34	0.78
4. Switchyard	5.66	(16.55)	1.15	6.81
B. Transmission facilities	10.86	(31.75)	4.35	15.21
Barka PS - Barka SS	1.14	(3.33)	0.46	1.60
Barka SS - Khuwair SS	4.13	(12.08)	1.65	5.78
Musanna SS - Khabourah SS	2.68	(7.83)	1.08	3.76
Khabourah SS - Sohar SS	2.91	(8.51)	1.16	4.07
C. Substation facilities	19.22	(56.20)	3.64	22.86
Khuwair Substation	9.42	(27.54)	1.09	10.51
Barka substation (extension)	5.43	(15.88)	0.74	6.17
Khabourah substation	2.49	(7.28)	0.29	2.78
Buildings	1.88	(5.50)	1.52	3.40
Sub-total (base direct cost)	190.41	(556.74)	18.78	209.19
D. Other costs				
Contingencies	19.04	(55.67)	1.86	20.90
MEW's administration expenses	-	(-)	6.28	6.28
Engineering fee	5.23	(15.29)	-	5.23
Total (1985 prices)	214.68	(627.70)	26.92	241.60
Escalated price	235.41	(688.33)	28.71	264.12

Table 17.3 Summary of Construction Cost (Desalination Sector)

(Million R.O.)

Item	Foreign Currency	(US$ million)	Local Currency	Total
A. Processing facilities	48.59	(142.07)	6.21	54.80
Equipment cost	39.68	(116.02)	-	39.68
Foundation works and reservoir	3.84	(11.23)	2.45	6.29
Buildings for desalination plant	0.70	(2.05)	0.52	1.22
Buildings for common use (50%)	0.34	(0.99)	0.44	0.78
Erection work	4.03	(11.78)	2.80	6.83
B. Water intake and out-fall facilities	2.93	(8.57)	2.95	5.88
Screen and other equipment	0.45	(1.32)	-	0.45
Land reclamation (50%)	0.50	(1.46)	0.50	1.00
Water intake and out-fall (45%)	1.98	(5.79)	2.45	4.43
C. Product water distribution facilities	17.88	(52.28)	9.48	27.36
Pumps, pipes and other materials	15.73	(46.00)	-	15.73
Civil and installation works	2.15	(6.28)	9.48	11.63
Sub-total (Base direct cost)	69.40	(202.92)	18.64	88.04
D. Other costs				
Physical contingencies (10%)	6.94	(20.29)	1.86	8.80
MEW's administration expenses (3%)	-	(-)	2.64	2.64
Engineering fee (2.5%)	2.20	(6.43)	-	2.20
Total (1985 prices)	78.54	(229.64)	23.14	101.68
Excalated price	84.83	(248.04)	25.02	109.85

Table 17.4 Annual Disbursement of Construction Cost (Electric Power Sector)

Item	1986			1987			1988			1989			1990			1991			1992		
	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
A. Power plant	5.02	2.00	7.02	34.19	4.10	38.29	53.36	1.66	55.02	50.50	1.42	51.92	12.43	0.74	13.17	4.83	0.87	5.70	160.33	10.79	171.12
1. Equipment	2.37	-	2.37	26.86	0.07	26.93	51.15	0.22	51.37	48.92	0.43	49.35	11.91	0.48	12.39	3.89	0.10	3.99	145.10	1.30	146.40
Gas turbine-generator	2.35	-	2.35	22.99	0.07	23.06	27.80	0.20	28.00	14.72	0.11	14.83	2.31	0.04	2.35	-	-	-	70.17	0.42	70.59
Steam turbine-generator	0.02	-	0.02	3.87	-	3.87	23.35	0.02	23.37	34.20	0.32	34.52	9.60	0.44	10.04	3.89	0.10	3.99	74.93	0.88	75.81
2. Civil works	0.99	1.12	2.11	1.96	2.12	4.08	0.64	0.72	1.36	0.19	0.31	0.50	-	-	-	0.41	0.47	0.88	4.19	4.74	8.93
3. Buildings	0.80	0.53	1.33	1.05	1.16	2.21	1.09	0.67	1.76	1.39	0.68	2.07	0.52	0.26	0.78	0.53	0.30	0.83	5.38	3.60	8.98
4. Switchyard	0.86	0.35	1.21	4.32	0.75	5.07	0.48	0.05	0.53										5.66	1.15	6.81
B. Transmission facilities	3.82	0.46	4.28	7.04	1.66	8.70	-	2.11	2.11	-	0.12	0.12							10.86	4.35	15.21
Barka PS - Barka SS	1.14	0.14	1.28	-	0.27	0.27	-	0.05	0.05										1.14	0.46	1.60
Barka SS - Khuwair SS				4.13	0.50	4.63	-	1.15	1.15										4.13	1.65	5.78
Musanna SS - Khabourah SS	2.68	0.32	3.00	-	0.43	0.43	-	0.33	0.33										2.68	1.08	3.76
Khabourah SS - Sohar SS				2.91	0.46	3.37	-	0.58	0.58	-	0.12	0.12							2.91	1.16	4.07
C. Substation facilities	1.03	0.49	1.52	6.66	1.67	8.33	11.53	1.48	13.01										19.22	3.64	22.86
Khuwair substation	0.02	0.01	0.03	1.07	0.25	1.32	8.33	0.83	9.16										9.42	1.09	10.51
Barka substation	0.68	0.21	0.89	4.22	0.47	4.69	0.53	0.06	0.59										5.43	0.74	6.17
Khabourah substation	-	-	-	0.30	0.08	0.38	2.19	0.21	2.40										2.49	0.29	2.78
Buildings	0.33	0.27	0.60	1.07	0.87	1.94	0.48	0.38	0.86										1.88	1.52	3.40
Sub-total (1985 prices)	9.87	2.95	12.82	47.89	7.43	55.32	64.89	5.25	70.14	50.50	1.54	52.04	12.43	0.74	13.17	4.83	0.87	5.70	190.41	18.78	209.19
D. Other costs																					
Physical contingencies (10%)	0.99	0.29	1.28	4.79	0.74	5.53	6.49	0.52	7.01	5.05	0.15	5.20	1.24	0.07	1.31	0.48	0.09	0.57	19.04	1.86	20.90
MEW's administration expenses (3%)	-	0.38	0.38	-	1.66	1.66	-	2.11	2.11	-	1.56	1.56	-	0.40	0.40	-	0.17	0.17	-	6.28	6.28
Engineering fee (2.5%)	2.00	-	2.00	0.70	-	0.70	0.70	-	0.70	0.70	-	0.70	0.70	-	0.70	0.43	-	0.43	5.23	-	5.23
Total (1985 prices)	12.86	3.62	16.48	53.38	9.83	63.21	72.08	7.88	79.96	56.25	3.25	59.50	14.37	1.21	15.58	5.74	1.13	6.87	214.68	26.92	241.60
Escalated price	13.24	3.73	16.97	56.63	10.42	67.05	78.76	8.16	86.92	63.28	3.65	66.93	16.65	1.40	18.05	6.85	1.35	8.20	235.41	28.71	264.12

Table 17.5 Annual Disbursement of Construction Cost (Desalination Sector)

(Million R.O.)

Item	1986			1987			1988			1989			1990			1991			Total		
	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
1. Land reclamation, water intake and out-fall works	0.69	0.89	1.58	1.27	1.47	2.74	0.27	0.30	0.57							0.25	0.29	0.54	2.48	2.95	5.43
2. Screen and other equipment	0.05	-	0.05	0.36	-	0.36	0.04	-	0.04										0.45	-	0.45
3. Buildings for desalination plant	0.07	0.05	0.12	0.42	0.32	0.74	0.14	0.10	0.24							0.07	0.05	0.12	0.70	0.52	1.22
4. Buildings for common use	0.03	0.05	0.08	0.18	0.24	0.42	0.09	0.12	0.21							0.04	0.03	0.07	0.34	0.44	0.78
5. Desalination equipment	2.96	-	2.96	12.32	0.59	12.91	14.14	1.72	15.86	10.02	1.23	11.25	4.06	1.26	5.32				43.50	4.80	48.30
Plant No. 1	2.13	-	2.13	3.20	0.35	3.55	1.92	0.45	2.37										7.25	0.80	8.05
Plant No. 2	0.83	-	0.83	4.50	0.24	4.74	1.92	0.56	2.48										7.25	0.80	8.05
Plant No. 3				4.62	-	4.62	2.13	0.71	2.84	0.50	0.09	0.59							7.25	0.80	8.05
Plant No. 4							3.67	-	3.67	2.51	0.45	2.96	1.07	0.35	1.42				7.25	0.80	8.05
Plant No. 5							3.67	-	3.67	2.51	0.45	2.96	1.07	0.35	1.42				7.25	0.80	8.05
Plant No. 6							0.83	-	0.83	4.50	0.24	4.74	1.92	0.56	2.48				7.25	0.80	8.05
6. Auxiliary boilers	0.71	-	0.71	2.04	0.21	2.25	1.30	0.24	1.54										4.05	0.45	4.50
7. Product water transportation facilities	5.92	-	5.92	10.66	7.11	17.77	1.30	2.37	3.67										17.88	9.48	27.36
Sub-total (Base direct cost)	10.43	0.99	11.42	27.25	9.94	37.19	17.28	4.85	22.13	10.02	1.23	11.25	4.06	1.26	5.32	0.36	0.37	0.73	69.40	18.64	88.04
8. Other costs																					
Physical contingencies (10%)	1.04	0.10	1.14	2.72	1.00	3.72	1.73	0.48	2.21	1.00	0.12	1.12	0.41	0.13	0.54	0.04	0.03	0.07	6.94	1.86	8.80
MEW's administration expenses (3%)	-	0.33	0.33	-	1.09	1.09	-	0.66	0.66	-	0.34	0.34	-	0.16	0.16	-	0.06	0.06	-	2.64	2.64
Engineering fee (2.5%)	0.68	-	0.68	0.34	-	0.34	0.34	-	0.34	0.34	-	0.34	0.34	-	0.34	0.16	-	0.16	2.20	-	2.20
Total (1985 prices)	12.15	1.42	13.57	30.31	12.03	42.34	19.35	5.99	25.34	11.36	1.69	13.05	4.81	1.55	6.36	0.56	0.46	1.02	78.54	23.14	101.68
Excalated price	12.51	1.46	13.97	32.16	12.76	44.92	21.14	6.55	27.69	12.78	1.90	14.68	5.57	1.80	7.37	0.67	0.55	1.22	84.83	25.02	109.85

第１８章　経　済　評　価

第18章　経　済　評　価

評価方法

単一目的プラントと二重目的プラント

発電、海水淡水化二重目的運転を行う場合は、ガスタービン発電の場合は別とし、発電プラントから抽気される蒸気は、単一目的プラントに比べて高い温度で海水淡水化プラントに送られるため、発電プラントの熱効率は低下する。したしながら、二つの単一目的プラントと同一の生産量（電力量と生産水量）をあげる二重目的プラントのエネルギー入力は各単一プラントの合計エネルギー入力より遙かに少ない、従って熱源での設備投資が小さくなる。このような設備費およびエネルギー入力の節約のほか、職員および維持管理の兼用によって運転維持費も節約されるため、二重目的プラントの総費用は単一目的プラントのそれよりも遙かに少く済むことは一般に認められていることであり、あらためて証明の必要はない。従って、以下の経済評価は、全て二重目的プラントの枠内で行うこととする。

評価方法

二重目的プラントの経済評価の目的は、発電、海水淡水化の各プラントについて、建設工事開始の時から運転期間の終期に至るまでの総費用の現在価値換算額が最小となるようなプラント型式を選定することである。この現価計算によって便益／費用比率および経済的内部収益率（等価割引率）を算出し、経済性を評価することとする。

二重目的プラントは、発電プラントと海水淡水化プラントが蒸気サイクルによって連結されており、それぞれ需要パターンに応じて一定量の電力と水を生産するように運転される。両プラントは、お互いに相手プラントからの規制を受けつつ運転されるが、以下の要領で各種の条件を整理してゆけば、発電プラントも海水淡水化プラントも、それぞれの枠内で最経済的なプラント型式の選定が可能である。

関連条件の設定と、これによる最適海水淡水化プラント型式の選定

発電プラントが海水淡水化プラントから受ける影響は次の二項目である。

・海水淡水化プラントで使用する蒸気の熱量（造水比によって異なる）

・海水淡水化プラントで使用する所内用電力

上記について以下の条件を設定すれば、発電プラントの型式とは無関係に、造水比別の海水淡水化プラントの費用比較が可能となり、最適海水淡水化プラントの型式が選定できる。そして、海水淡水化プラントの型式が決ると、どの型式の発電プラントも海水淡水化プラントから受ける影響は同じくなるので、各種型式の発電プラントの費用比較も可能となり、最適発電プラント型式が選定できる。

a) 燃料費の配分

発電、海水淡水化の各部門で使う蒸気の熱量比に基づいて、それぞれの部門のton 当り蒸気単価を求め、この単価に蒸気の使用量を乗じて各造水比別の海水淡水化プラント燃料費を算出する。

b) 電力費の算定

発電、海水淡水化の各プラント型式が決まらないと所内用消費電力の発電単価は算定できないので、現行電力料金に基づいて造水比別の所内用電力費を算定する。

c) 以上の条件を設定することにより、造水比別の海水淡水化プラントの費用比較が可能となり、最適海水淡水化プラント型式が選定できる。

(2) 関連条件の設定と、これによる最適発電プラント型式の選定

海水淡水化プラントの型式が選定されると、各型式の発電プラントの費用比較が可能となるが、そのために下記の条件を設定する。

a) Type-D発電プラントの排熱ボイラ建設費

Type-D発電プラントの排熱ボイラは造水のためのものであって、発電目的とは無関係であるが、造水側の条件を同じにするため（海水淡水化プラントの費用比較を可能にするため）その建設費は発電プラントの費用として計上する。

b) 上記排熱ボイラで生産される蒸気の費用

上記排熱ボイラで生産される蒸気は、ガスタービンの排気ガスの熱量を利用して生産されるものであるから、追加の燃料費は生じないが、造水側の条件を同じくするためスチームタービンからの蒸気費用と同額の費用を海水淡水化プラントに計上する。このことは、排熱ボイラで生産される蒸気にはShadow priceが適用されることを意味する。

c) kW および kWh補正率による供給サービスの同等化

発電プラントの型式によって設備出力や所内用電力が異り、従って、電力供給サービスの程度が異なる。このため、特定型式の発電プラントの送電端供給可能電力と送電端電力量を基準としてkWおよびkWh の補正率を求め、これを各型式の発電プラントの固定費と可変費にそれぞれ適用することによって、各型式発電プラント間の費用比較を適正にする。

18.2 前提条件

経済評価のための前提条件は以下の通りである。

18.2.1 価 格

経済評価の原則に従って、全ての費用は物価上昇を見込まないものとする。建設費、燃料価格等は全て1985年の現行価格とし、現価換算は建設工事が開始される1986年初頭で行う。

18.2.2 設備の耐用年数

設備の耐用年数は発電プラント、海水淡水化プラントとも通常20～25年であるので費用の計算は2010年まで行う。ガスタービン発電所の耐用年数は蒸気タービン発電所の 1/2と考え、運開後10年目に設備取替えを行うものとする。

18.2.3 評価基準としての割引率

経済評価において問題となるのは、資本の機会費用を反映する社会的割引率として如何なる割引率を適用するかということである。オマーン国では、公共事業の金融に対して“オマーン開発銀行”(Oman development Bank) は８％の金利を適用している。外国からの借款としては、各国輸出入銀行の金利 8.5%～ 9.3%や、二国間政府援助の５％等が代表的なものと考えられる。これらを総合勘案して、プロジェクト評価の基準としての割引率は８％とする。

18.2.4 使用燃料

オマーン国内の天然ガス埋蔵量はそれほど多くないと言われており、出力700MW

以上のBarka 発電、海水淡水化複合プラントが所要燃料の全量を天然ガスに期待し得るか否か不明である。また、本プロジェクトに対する天然ガスの具体的割当量はオマーン政府によって明示されていない。しかしながら、プロジェクトの経済評価は所要燃料の全量を天然ガスで賄うものとして行う。また、天然ガスはプラント・サイト入口までパイプラインで送られ、そこで現行ガス価格で供給されるものと仮定する。

なお、感度分析は、原油価格の1/2 に設定されている現行天然ガス価格が2倍になったと仮定した場合、すなわち原油価格と等しくなった場合を仮定して行う。

18.3 発電プラントの経済評価

18.3.1 建設費

Type A,B,C,D,EおよびF の各発電プラントの1985年価格による建設費と、その中のガスタービン発電機の建設費は次の通りである。

(百万RO)

プラント	合計	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Type-A							
総額	167.4	9.8	56.0	43.2	43.1	10.4	4.9
ガスタービン	48.9	2.7	25.3	18.5	2.4		
Type-B							
総額	164.4	7.6	40.4	39.0	61.0	12.9	3.5
ガスタービン	114.1	2.7	26.6	35.1	41.6	8.1	
Type-C							
総額	168.2	9.9	56.6	43.3	43.1	10.4	4.9
ガスタービン	48.9	2.7	25.3	18.5	2.4		
Type-D							
総額	171.8	7.3	39.0	37.7	45.8	32.4	9.6
ガスタービン	130.4	2.7	26.6	33.7	32.1	29.9	5.4
Type-E							
総額	178.9	8.0	44.5	50.1	47.0	22.3	7.0
ガスタービン	81.5	2.7	26.6	31.0	6.3	12.2	2.7
Type-F							
総額	197.7	8.1	44.3	63.5	60.0	15.2	6.6
ガスタービン	81.5	2.7	26.6	32.3	17.2	2.7	—

(注) 上記建設費は、予備費(10%)、管理費(3%)、Engineering fee(2.5%)を含む。

上記建設費の現在価値換算額は次の通りである。

(百万RO)

プラント型式	割引率			
	8%	10%	12%	14%
Type-A	152.1	141.0	131.8	123.5
Type-B	169.7	153.6	140.1	128.7
Type-C	152.7	141.7	132.5	124.1
Type-D	177.9	159.7	144.8	132.3
Type-E	169.2	155.1	142.7	132.3
Type-F	184.9	169.6	156.6	145.5

18.3.2 運転維持費

発電プラントの運転維持費は、統計的に、建設費に対して、汽力発電の場合も、ガスタービン発電の場合も約4%である。従って、各Type別の運転維持費は次のように見積られる。

Type-A :

167.4 × 0.04 = 6.7百万RO

Type-B

164.4 × 0.04 = 6.6百万RO

Type-C

168.2 × 0.04 = 6.7百万RO

Type-D

171.8 × 0.04 = 6.9百万RO

Type-F

178.9 × 0.04 = 7.2百万RO

Type-F

197.7 × 0.04 = 7.9百万RO

運転維持費の年度別展開は発電プラントの出力に応じて行うのが適当である。各Type別の出力増強テンポは次の通りである。