

Fig. 6-1-3

2001 Network System and Impedance Map

$R_i + jX_i (Y_i) : \% \text{ at } 100\text{MVA}$

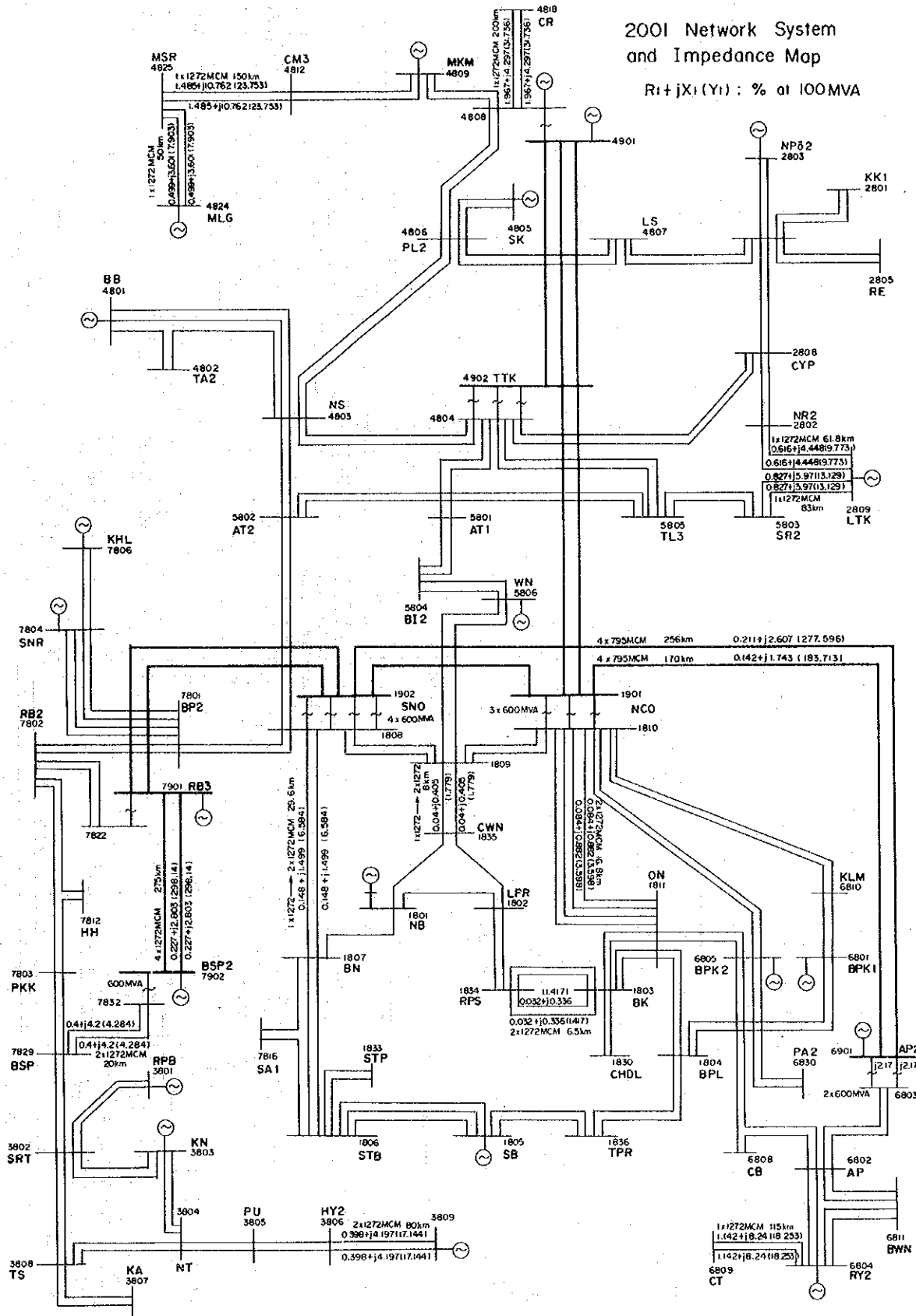


Fig. 6-1-4

2006 Network System and Impedance Map
 $R_i + jX_i(Y_i)$ % of 100MVA

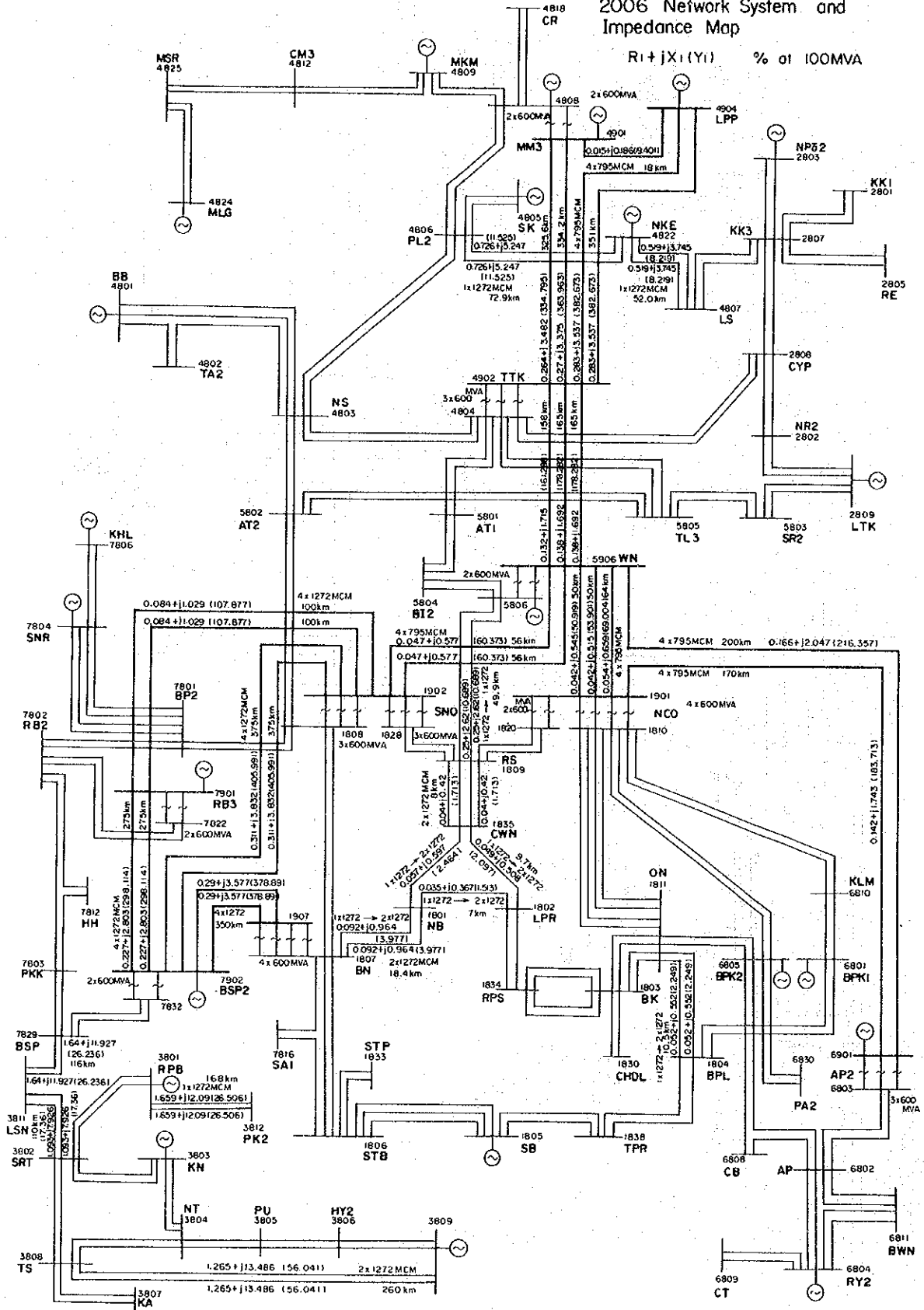
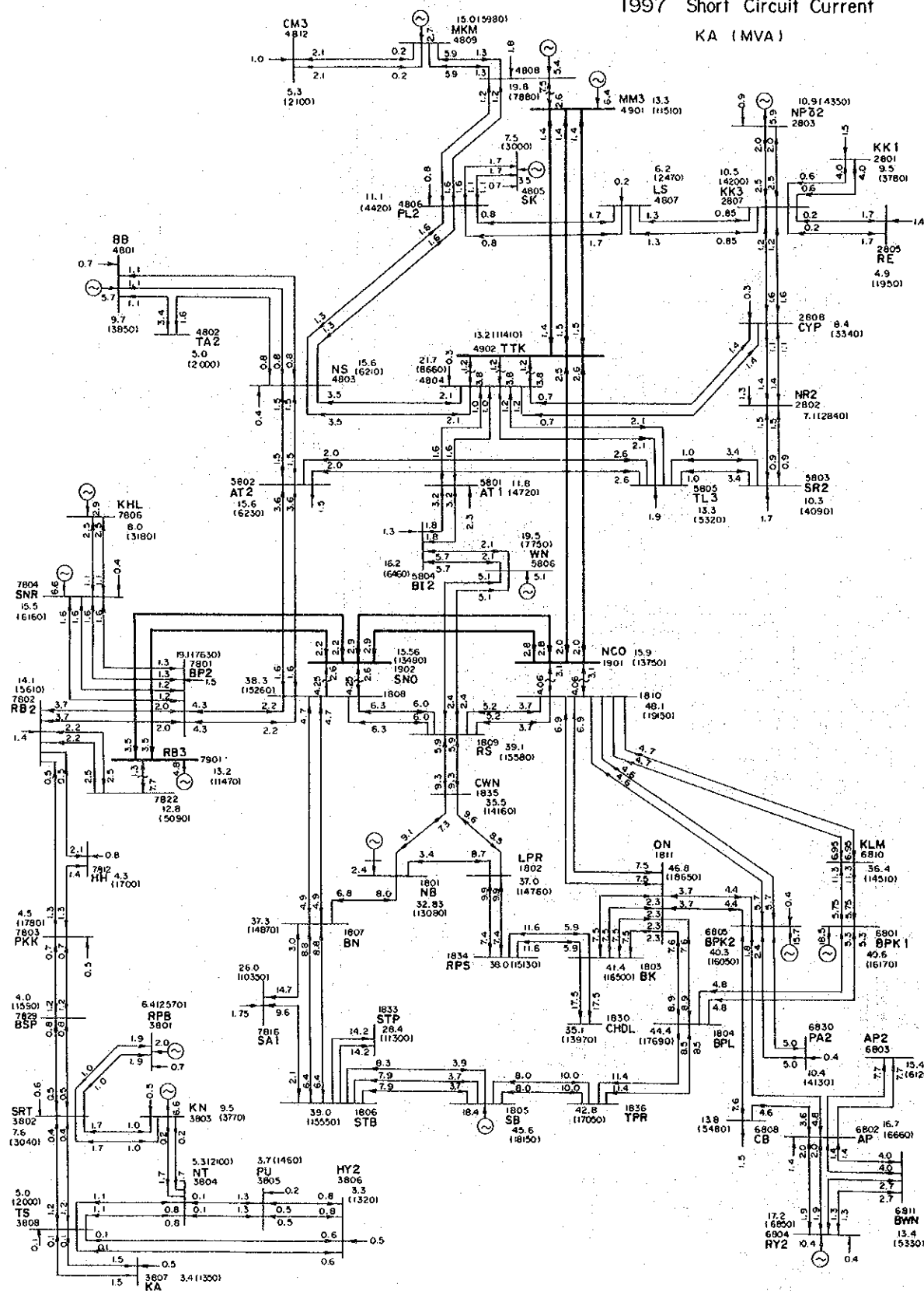


Fig. 6-2-2

1997 Short Circuit Current
KA (MVA)



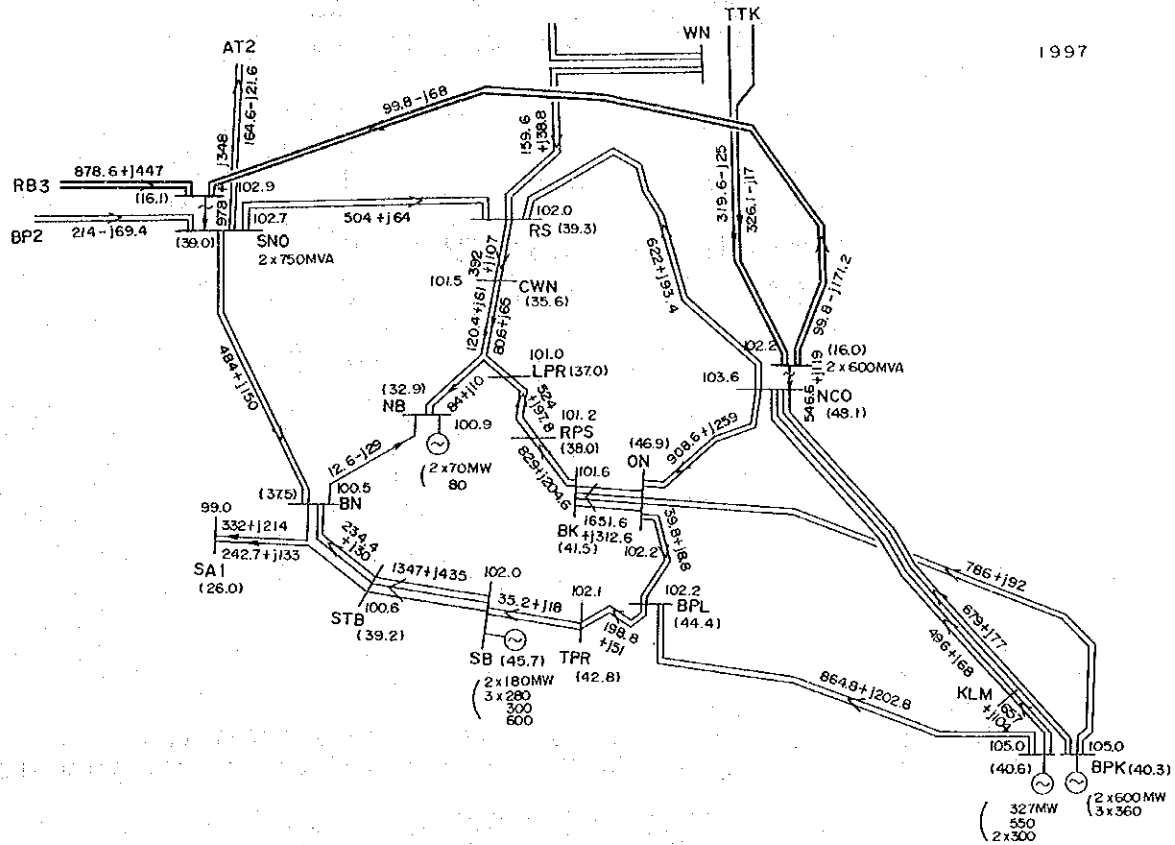


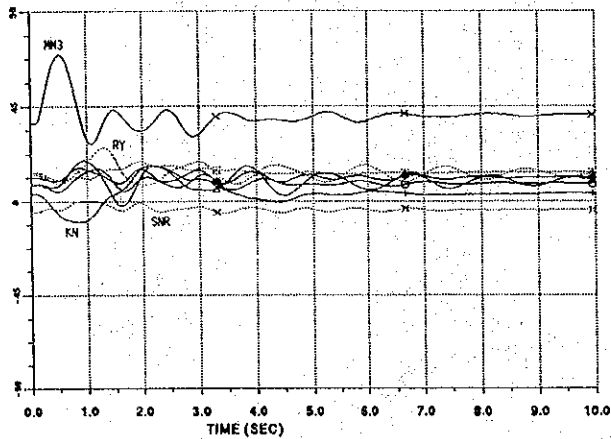
Fig. 6-2-3
 load flow and short circuit current in the case of 750MVA
 500kV/230kV 2-bank at Sai Noi substation in 1997
 short circuit current levels are shown in parentheses (KA)

Fig. 6-2-4
 results of system stability
 1997 network system in Thailand

CASE-97-MTM

relative rotor angles :
 three phase 4-cycles fault at MAE MOH 500KV bus
 MAE MOH - THA TAKO 500KV line tripped upon fault clearing

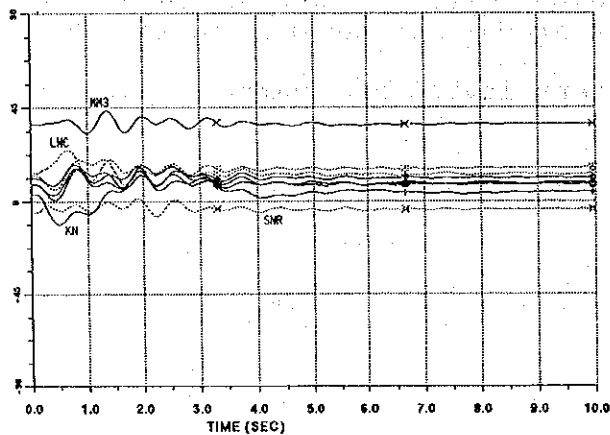
Code	97-PK MH3-ITK 500KV LINE (MH3) FAULT		RELATIVE ROTOR ANGLES		Initial	Final
	Term	Comment	Max	Min		
1 -○- 1034	ANG	SB-CC	15.46	4.68	7.88	8.14
2 -△- 2061	ANG	NPO-CC	19.26	-2.20	8.41	8.80
3 -□- 3041	ANG	KN	16.70	-9.85	3.50	3.59
4 -×- 4048	ANG	MH3-TB	69.71	27.26	37.05	41.00
5 -●- 5001	ANG	MH-G1	15.85	8.30	11.17	11.25
6 -+ 6061	ANG	RY-CC	25.58	7.89	12.60	13.34
7 -*- 7001	ANG	SNR	0.19	-5.96	-5.02	-4.24
8 -◇- 7051	ANG	LWC	18.85	10.06	13.72	13.67



CASE-97-SRR

relative rotor angles :
 three phase 4-cycles fault at RATCHABURI 3 500KV bus
 SAI NOI - RATCHABURI 3 500KV line tripped upon fault clearing

Code	97-PK RB3-SNO 500KV LINE (RB3) FAULT		RELATIVE ROTOR ANGLES		Initial	Final
	Term	Comment	Max	Min		
1 -○- 1034	ANG	SB-CC	15.72	2.81	7.88	8.12
2 -△- 2061	ANG	NPO-CC	15.80	0.66	8.41	8.64
3 -□- 3041	ANG	KN	17.58	-11.16	3.50	4.40
4 -×- 4048	ANG	MH3-TB	43.65	32.91	37.05	37.19
5 -●- 5001	ANG	MH-G1	17.75	7.30	11.17	11.29
6 -+ 6061	ANG	RY-CC	20.13	5.82	12.60	13.18
7 -*- 7001	ANG	SNR	1.20	-7.33	-5.02	-3.95
8 -◇- 7051	ANG	LWC	24.83	9.83	13.72	16.12



97-PK BPK(600MW) TRIP 230KV BUS-VOLTAGE (GREATER BANGKOK AREA)

Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1 -○-	1801	NB	103.65	51.58	100.40	100.04
2 -△-	1802	LPR	103.85	48.29	100.62	100.22
3 -□-	1803	BK	104.93	46.23	101.59	101.17
4 -×-	1804	BPL	105.70	53.99	102.23	101.88
5 -◇-	1805	SB	105.59	61.78	102.00	101.77

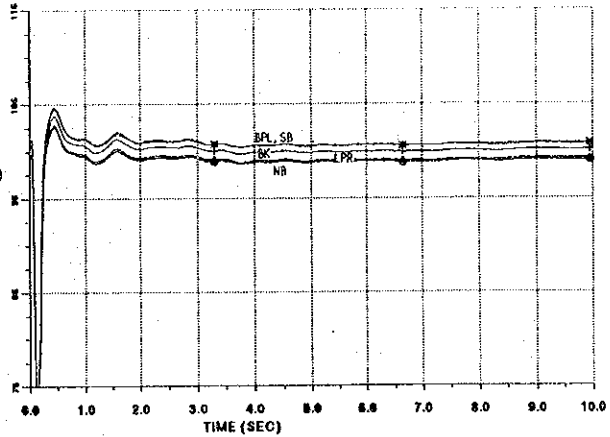
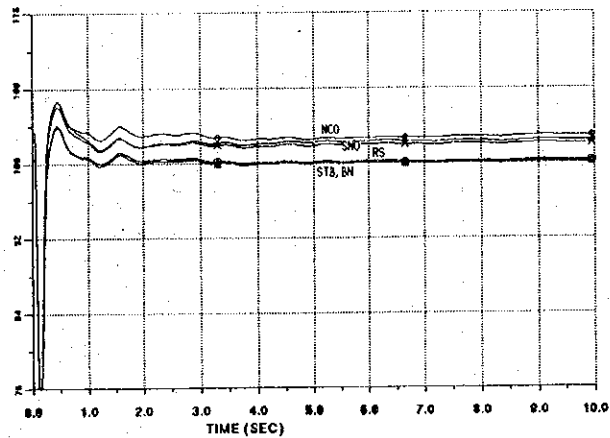


Fig. 6-2-5
the fluctuation of 230kV bus voltage in the Greater Bangkok Area
fault condition :
Bang Pakong 230kV bus 3LG - 3LO
Bang Pakong thermal unit
(600MW) trip

- NB : North Bangkok
- LPR: Lat Phrao
- BK : Bang Kapi
- BPL: Bang Phli
- SB : South Bangkok
- STB: South Thon Buri
- BN : Bangkok Noi
- SNO: Sai Noi
- RS : Rangsit
- NCO: Nong Chok
- ON : On Nuch
- CWN: Chaeng Watthana
- RPS: Ratchadaphisek
- TPR: Thepharak

97-PK BPK(600MW) TRIP 230KV BUS-VOLTAGE (GREATER BANGKOK AREA)

Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1 -○-	1806	STB	104.09	60.55	100.54	100.26
2 -△-	1807	BN	103.96	60.15	100.43	100.09
3 -□-	1808	SNO	106.64	65.06	102.88	102.38
4 -×-	1809	RS	106.13	59.72	102.53	102.08
5 -◇-	1810	NCO	106.70	46.00	103.38	102.91



97-PK BPK(600MW) TRIP BUS-VOLTAGE (GREATER BANGKOK AREA)

Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1 -○-	1811	ON	105.60	45.41	102.35	101.91
2 -△-	1835	CHN	103.72	49.79	100.49	100.10
3 -□-	1834	RPS	104.15	47.40	100.92	100.51
4 -×-	1836	TPR	105.62	55.49	102.11	101.80

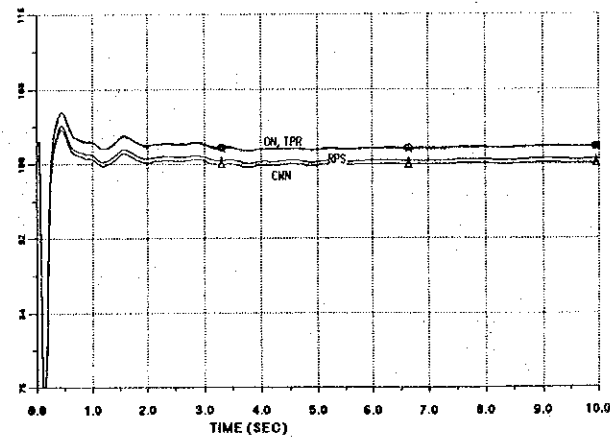


Fig. 6-3-1

2001 Power Flow (System Peak)
Base - Case

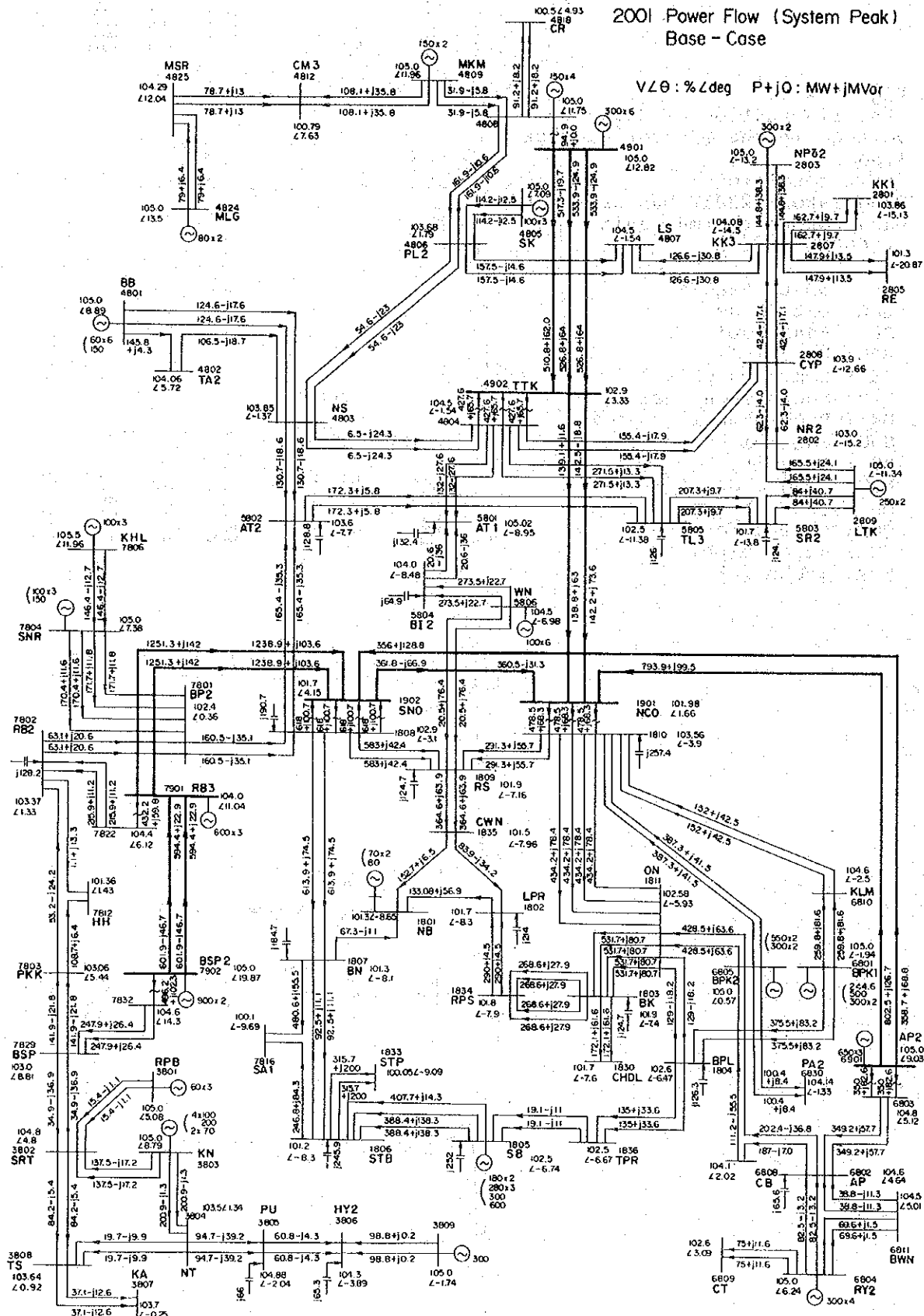


Fig. 6-3-2

2001 Power Flow (System Peak)
Sai Noi 500kV Transformer 5-unit

V∠θ : %∠deg P+jQ: MW+jMVar

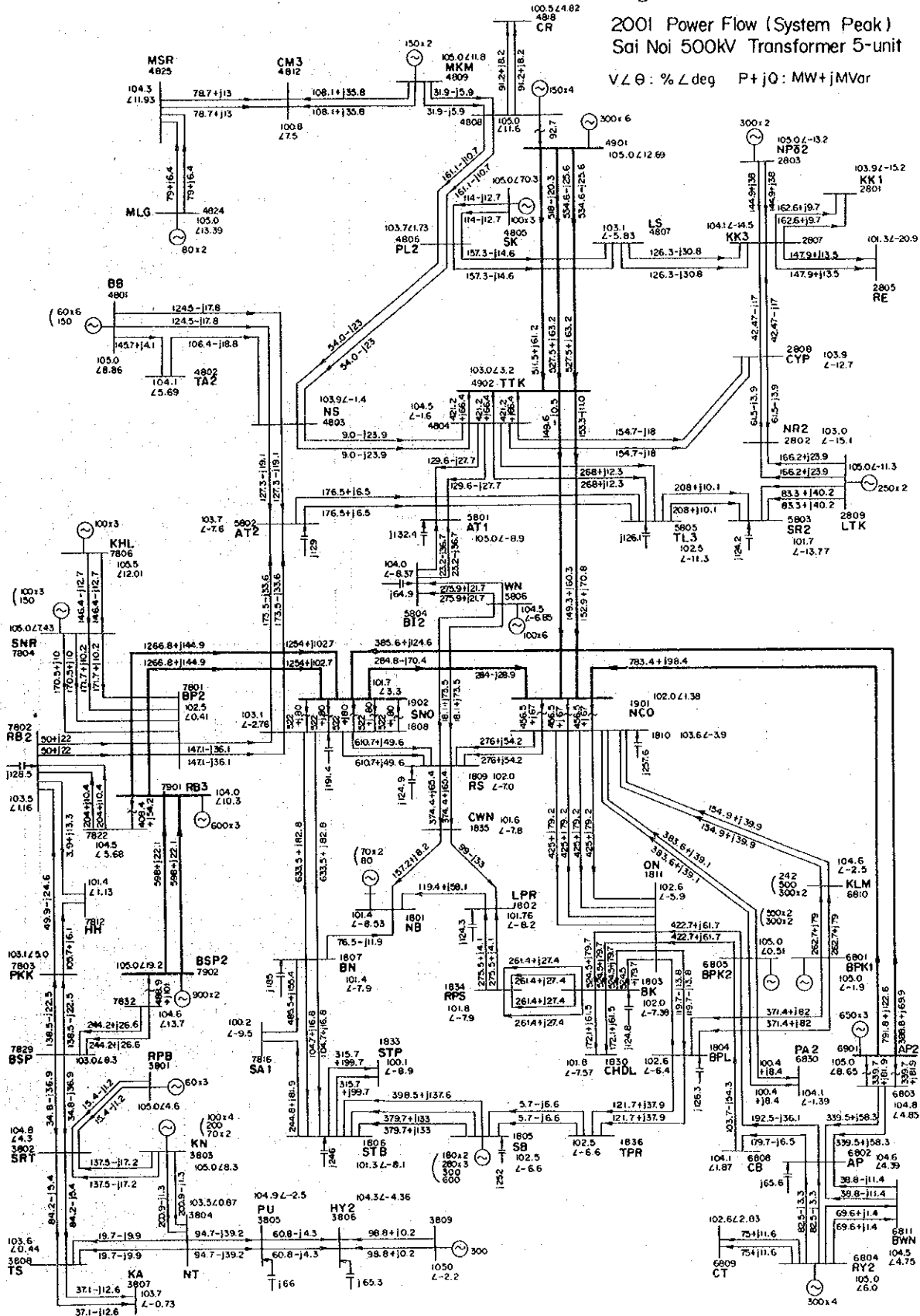
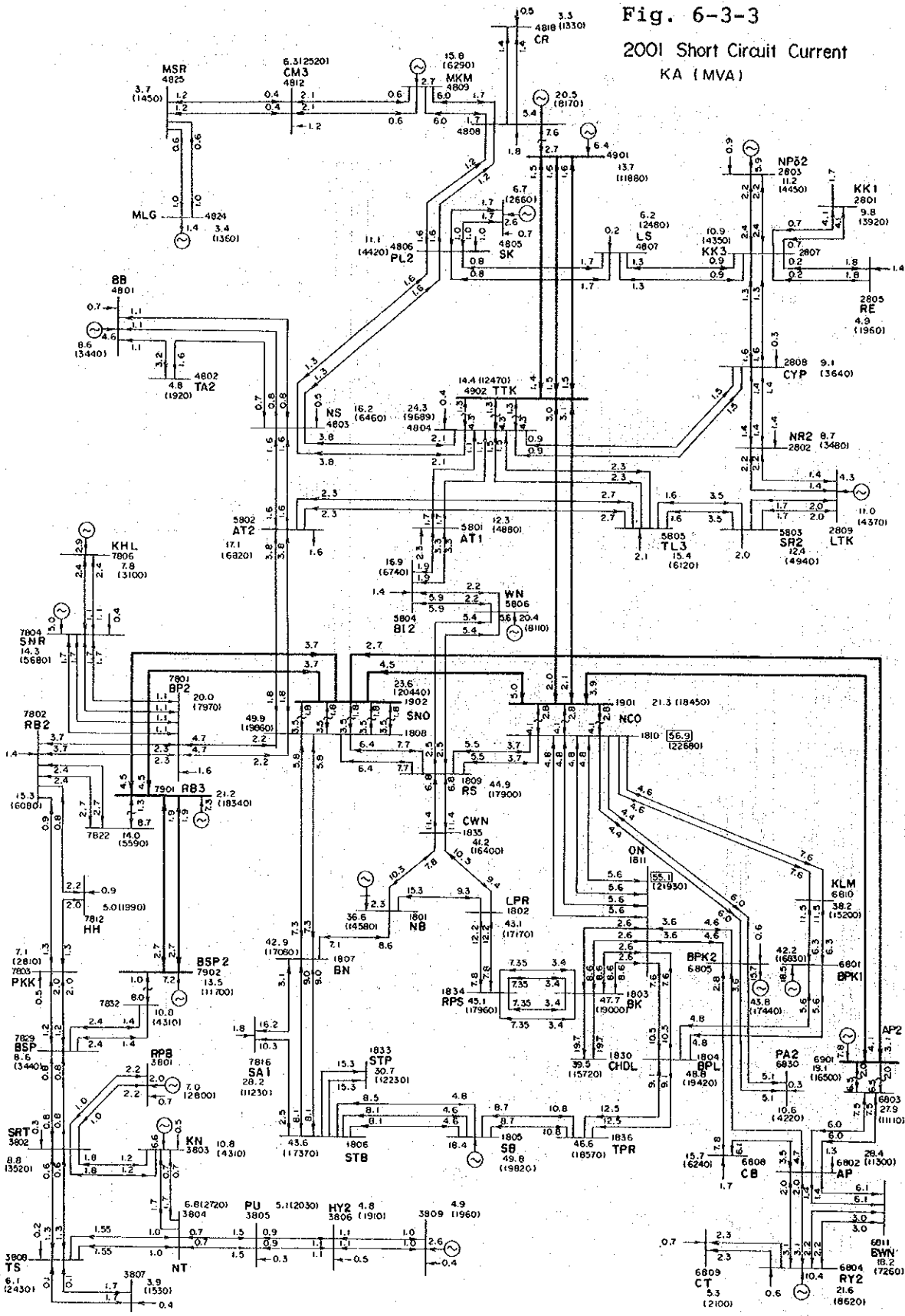


Fig. 6-3-3
200I Short Circuit Current
KA (MVA)



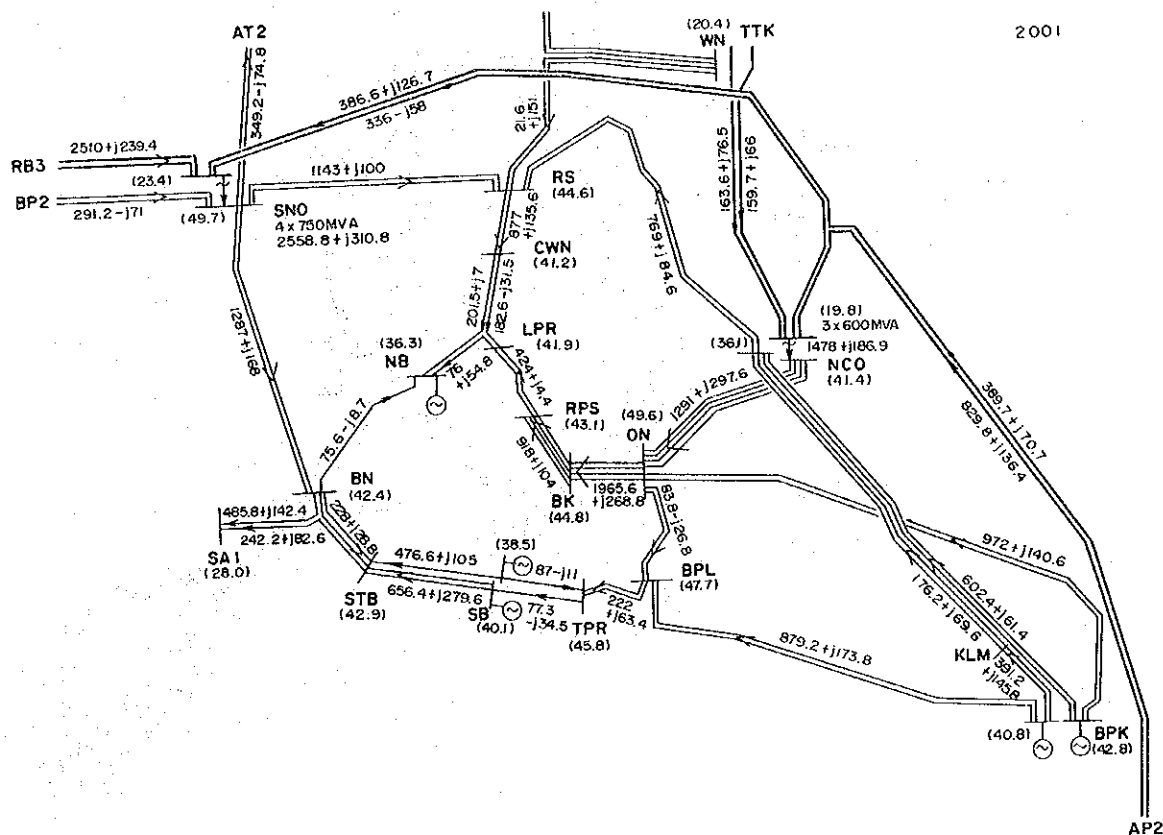


Fig. 6-3-4
 the results of load flow and short circuit current in 2001's
 power system having been taken countermeasures for reducing short
 circuit current

short circuit current levels are shown in parentheses (KA)

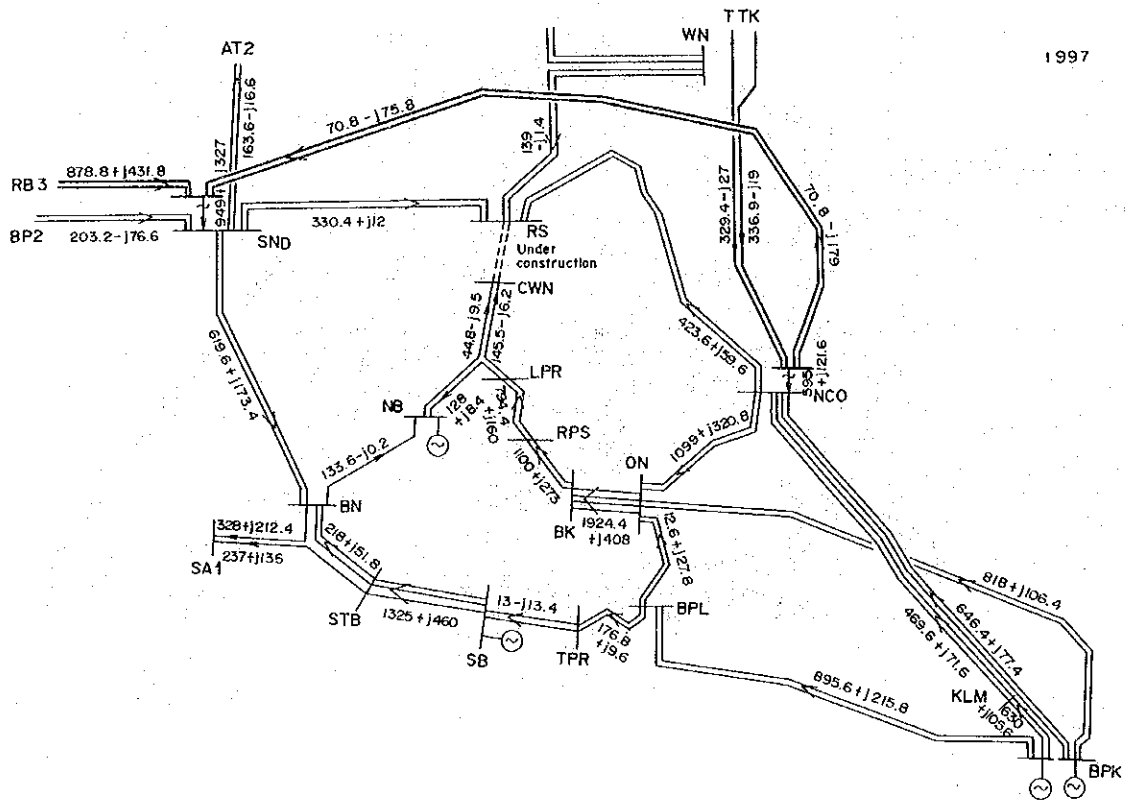


Fig. 6-3-5
 the result of load flow under construction of Rangsit - Chaeng
 Watthana line section in 1997's network system.

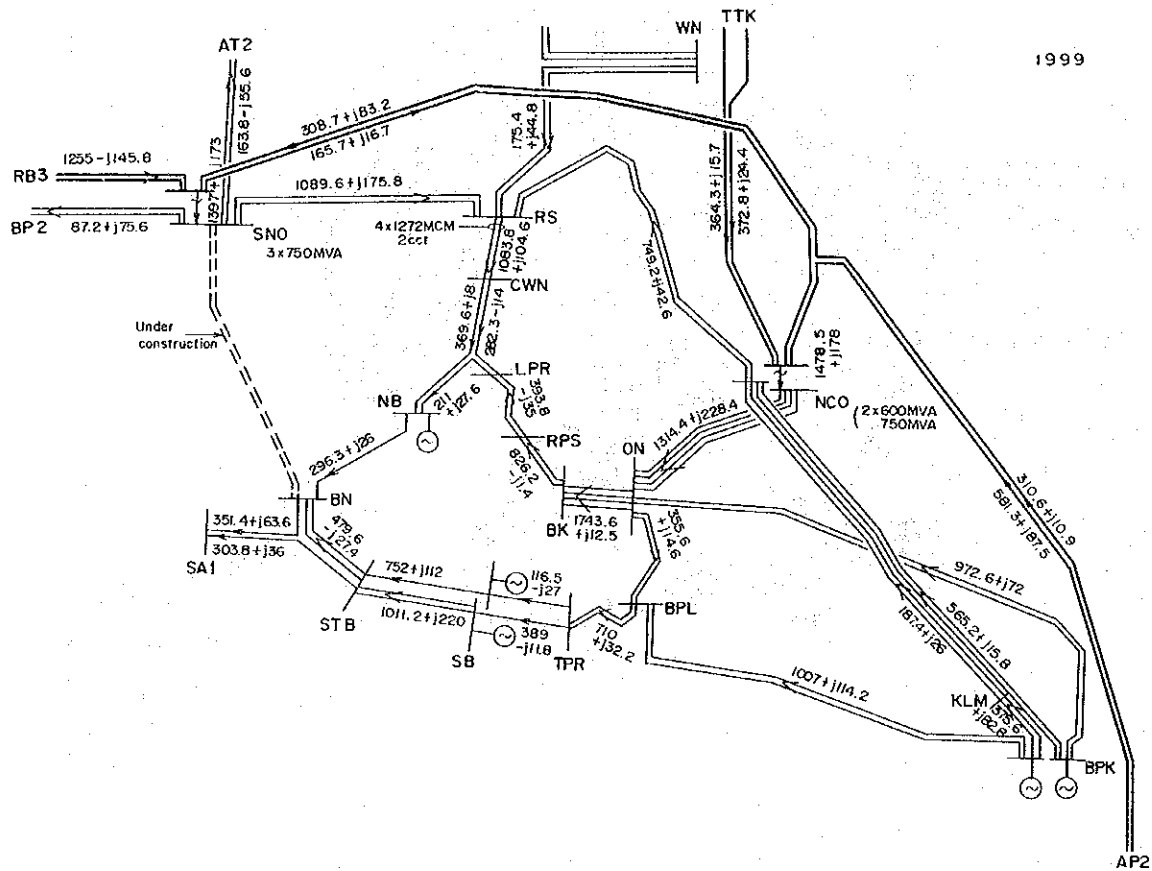


Fig. 6-3-7
 the result of load flow under construction of Bangkok Noi - Sai
 Noi in 1999's network system

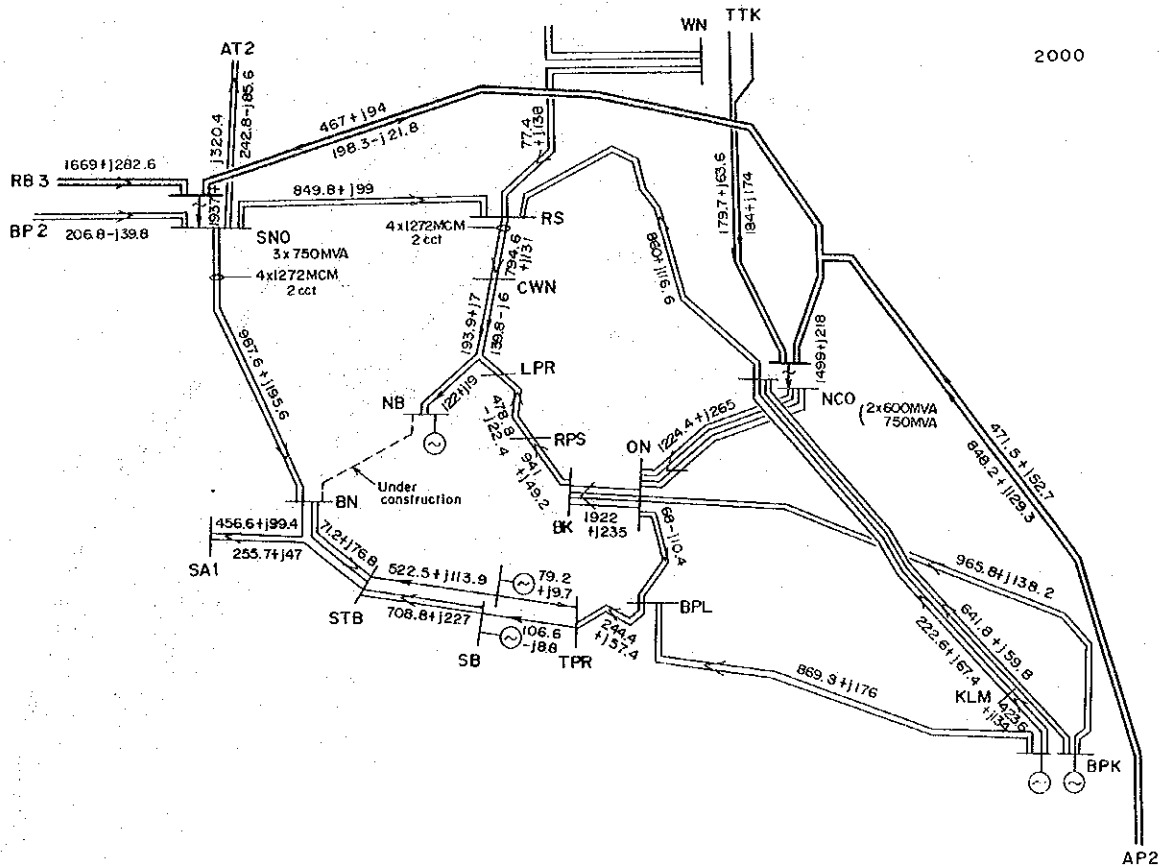


Fig. 6-3-8
 result of load flow under construction of North Bangkok -
 Bangkok Noi in 2000's network system

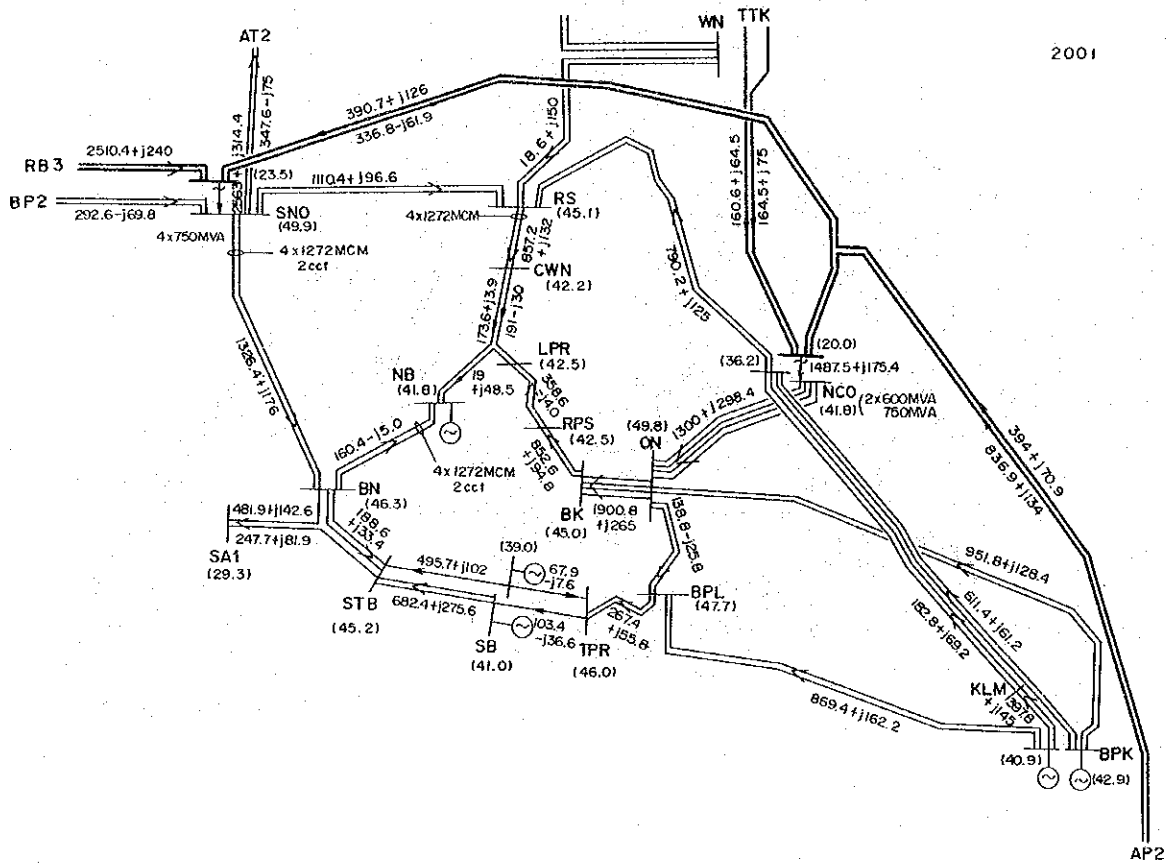
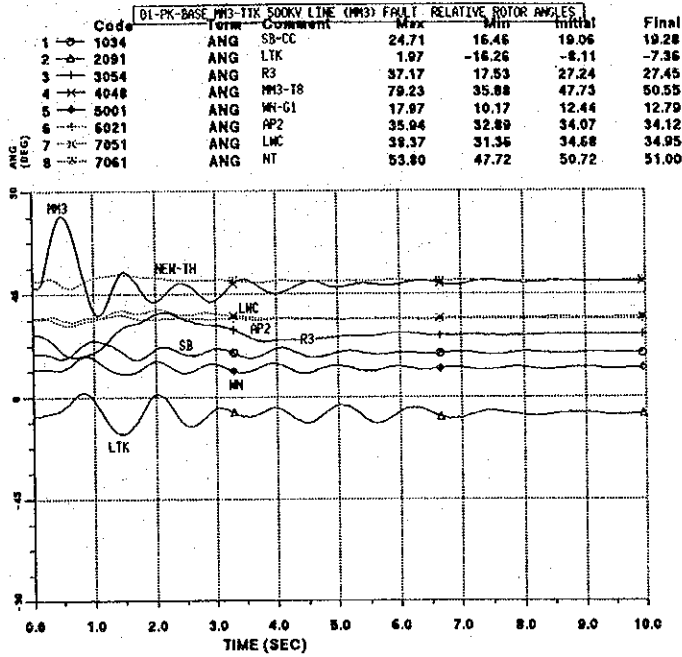


Fig. 6-3-9
 result of load flow and short circuit current under normal
 condition in 2001's network system.

Fig. 6-3-10
 results of system stability
 year 2001 network system in Thailand

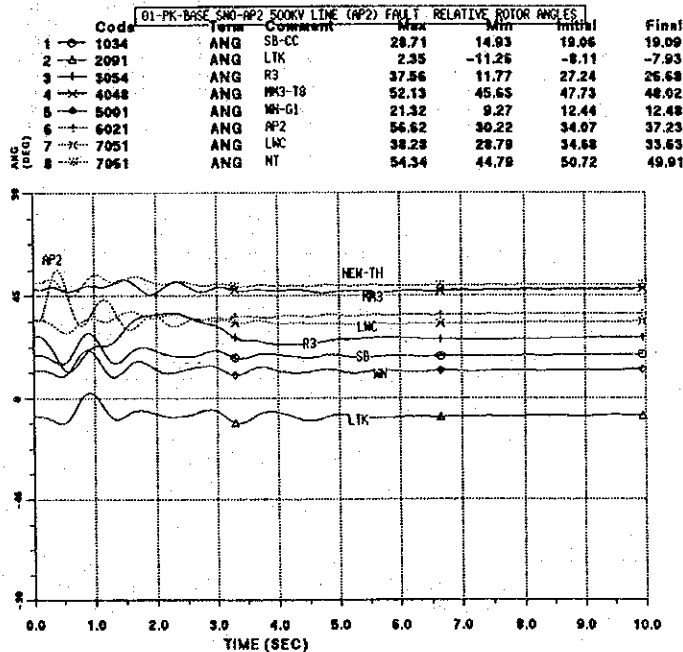
CASE-01-MTM

relative rotor angles :
 three phase 4-cycles fault at MAE MOH 500KV bus
 MAE MOH - THA TAKO 500KV line tripped upon fault clearing



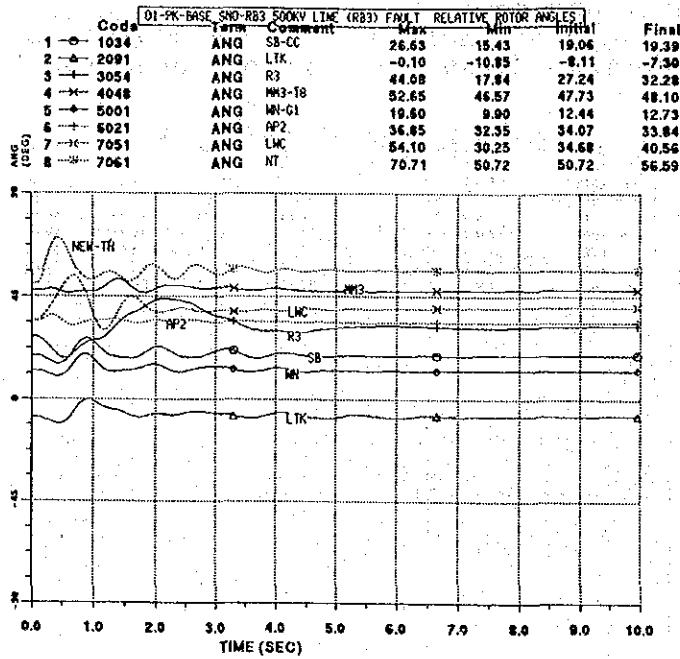
CASE-01-SAA

relative rotor angles :
 three phase 4-cycles fault at AO PHAI 2 500KV bus
 SAI NOI - AO PHAI 2 500KV line tripped upon fault clearing



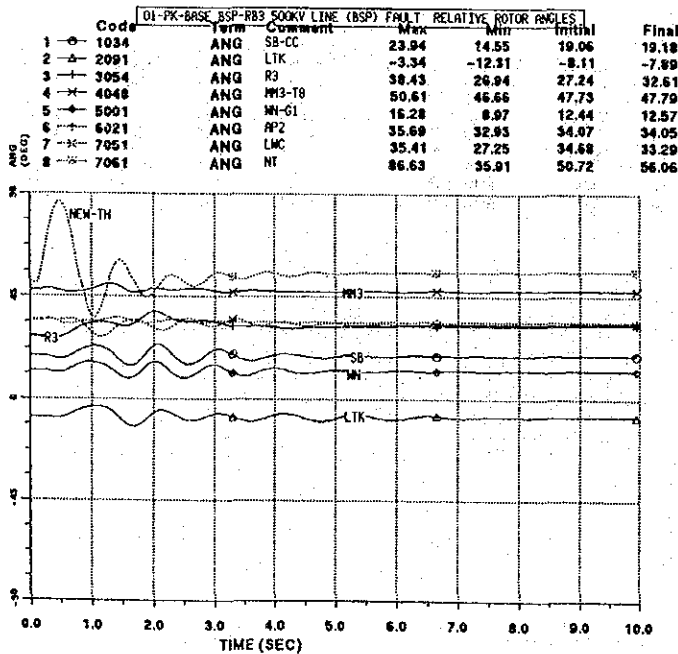
CASE-01-RBB

relative rotor angles :
 three phase 4-cycles fault at BANG SAPHAN 500KV bus
 RATCHABURI 3 - BANG SAPHAN 500KV line tripped upon fault clearing



CASE-01-SRR

relative rotor angles :
 three phase 4-cycles fault at RATCHABURI 3 500KV bus
 SAI NOI - RATCHABURI 3 500KV line tripped upon fault clearing



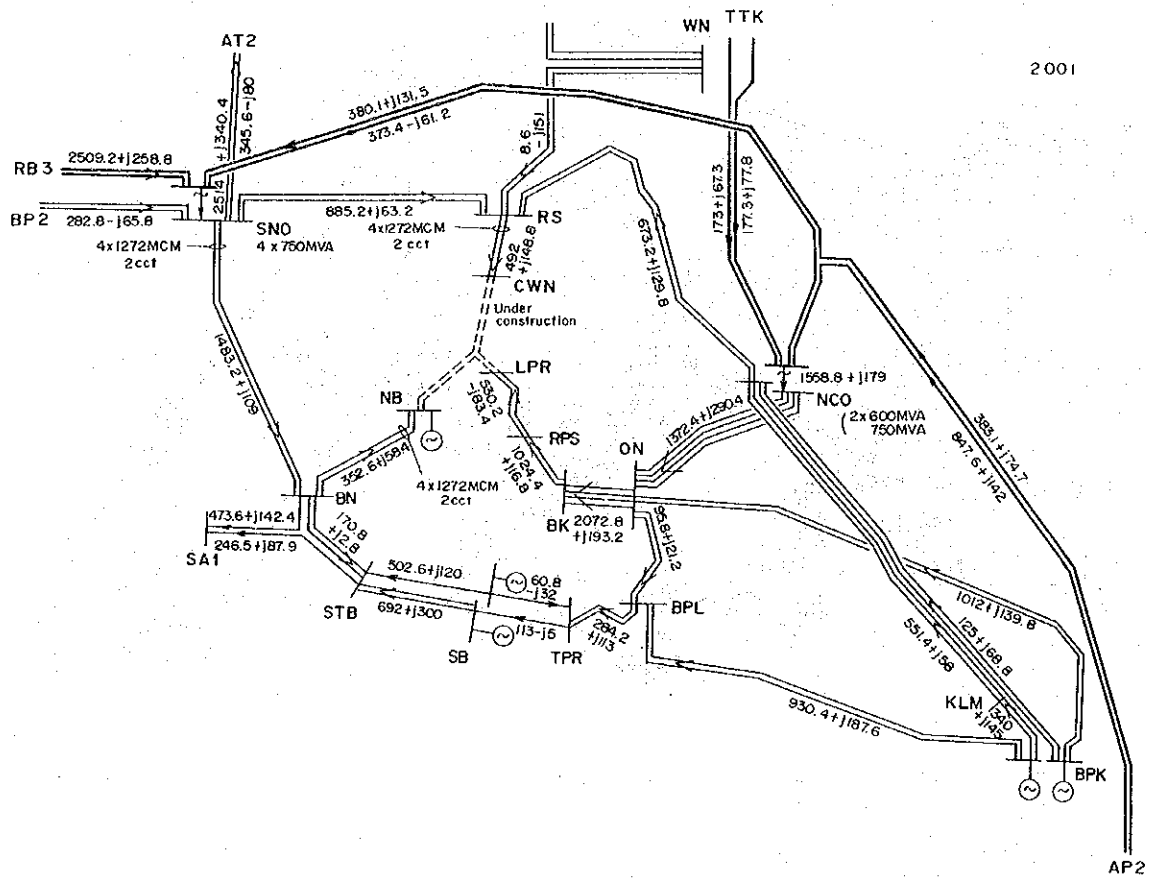


Fig. 6-4-4
 result of load flow under construction of North Bangkok - Lat Phrao - Chaeng Watthana in 2001's network system

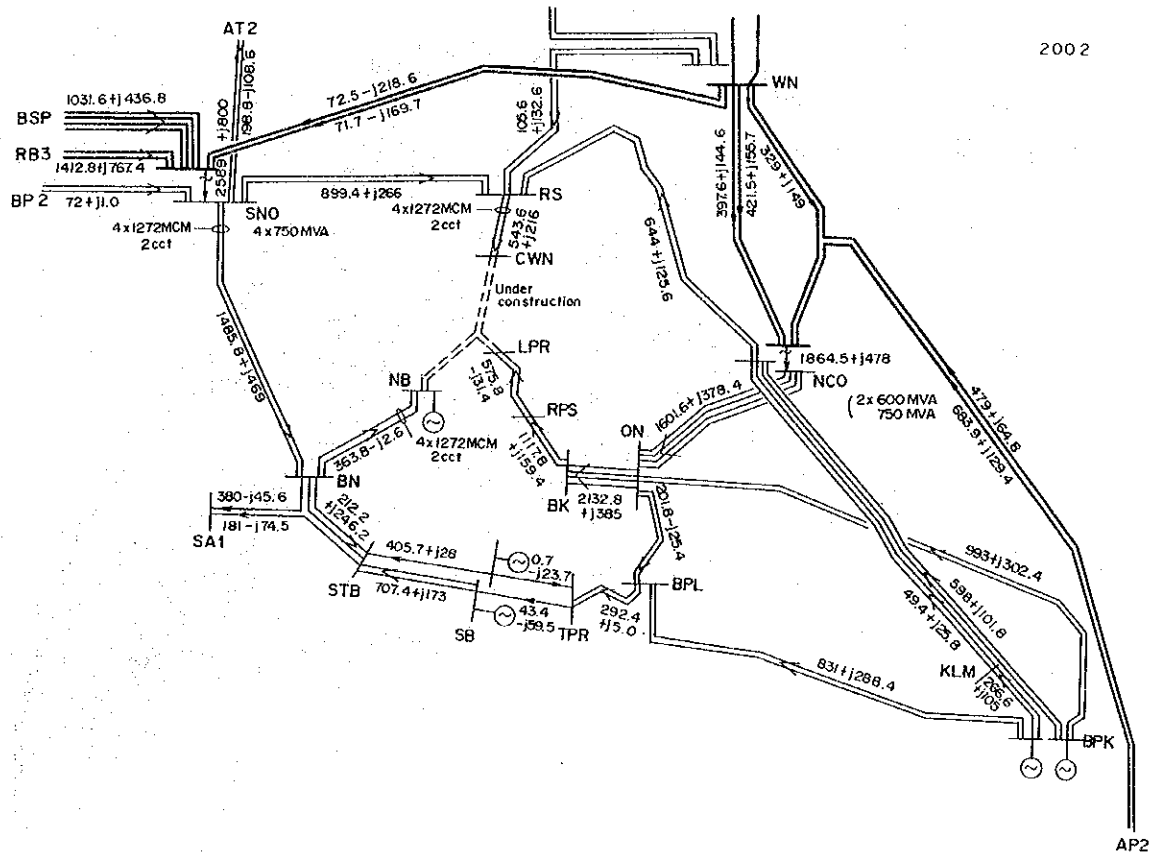


Fig. 6-4-5
 result of load flow under construction of North Bangkok - Lat
 Phrao - Chaeng Watthana in 2002's network system

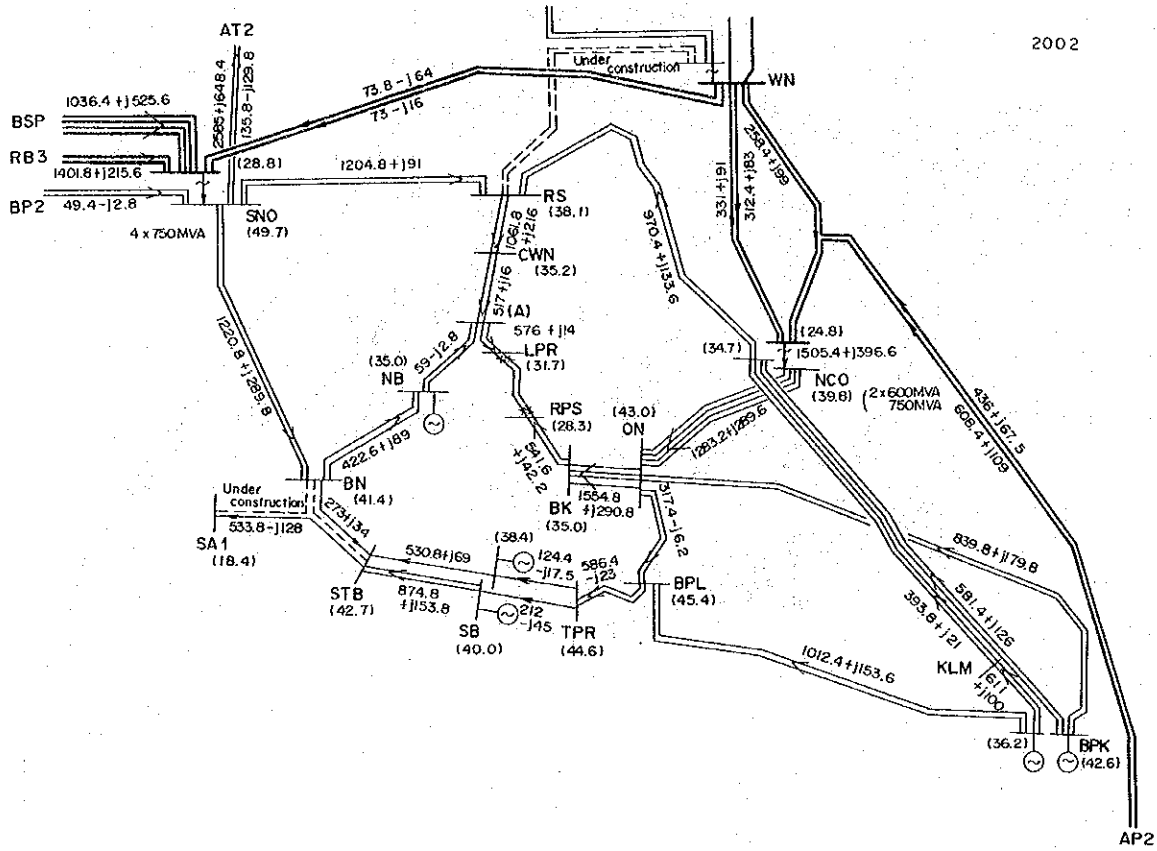


Fig. 6-4-6
 result of load flow and short circuit current under construction
 of Rangsit - Wang Noi and Bangkok Noi - Sam Phran 1 in 2002's
 network system

short circuit current levels are shown in parentheses (KA)

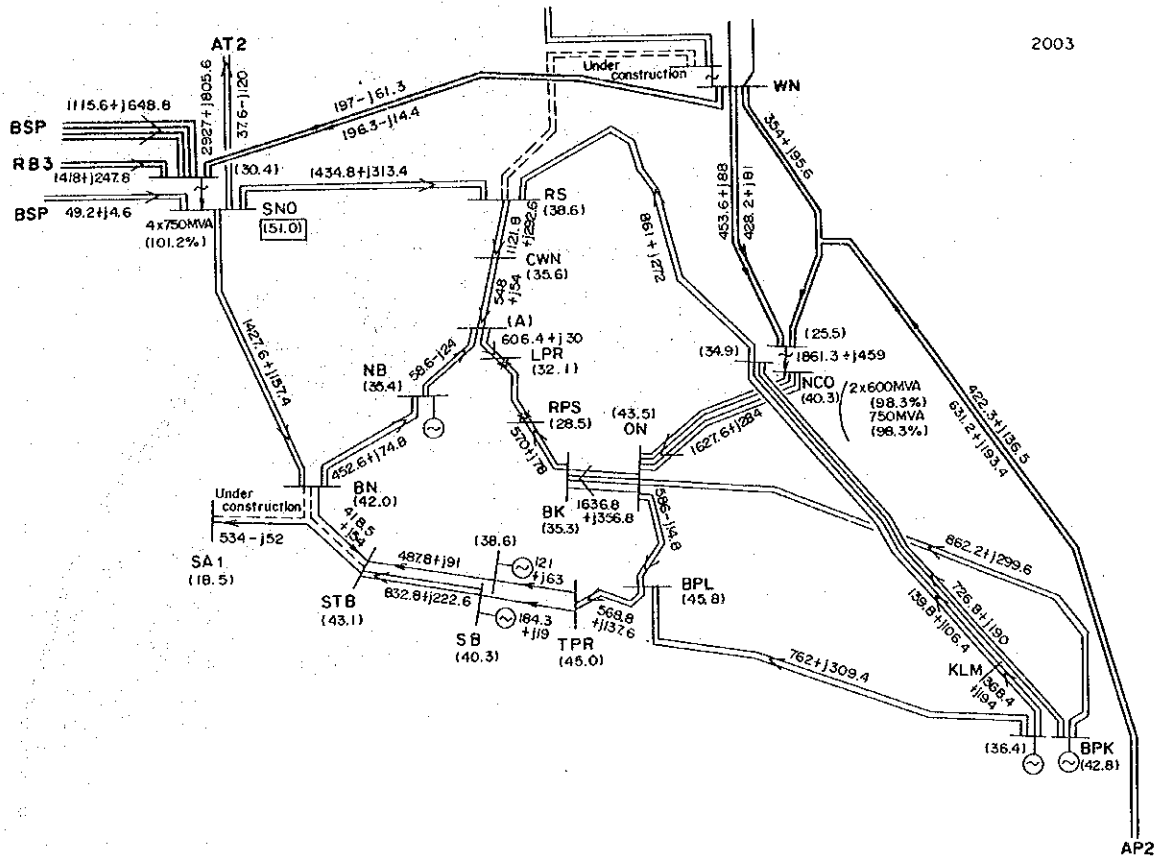


Fig. 6-4-7
 result of load flow and short circuit current under construction of Rangsit - Wang Noi and Bangkok Noi - Sam Phran 1 in 2003's network system in the case of Bangkok Noi - Sai Noi transmission line with 230kV operation

short circuit current levels are shown in parentheses (KA)

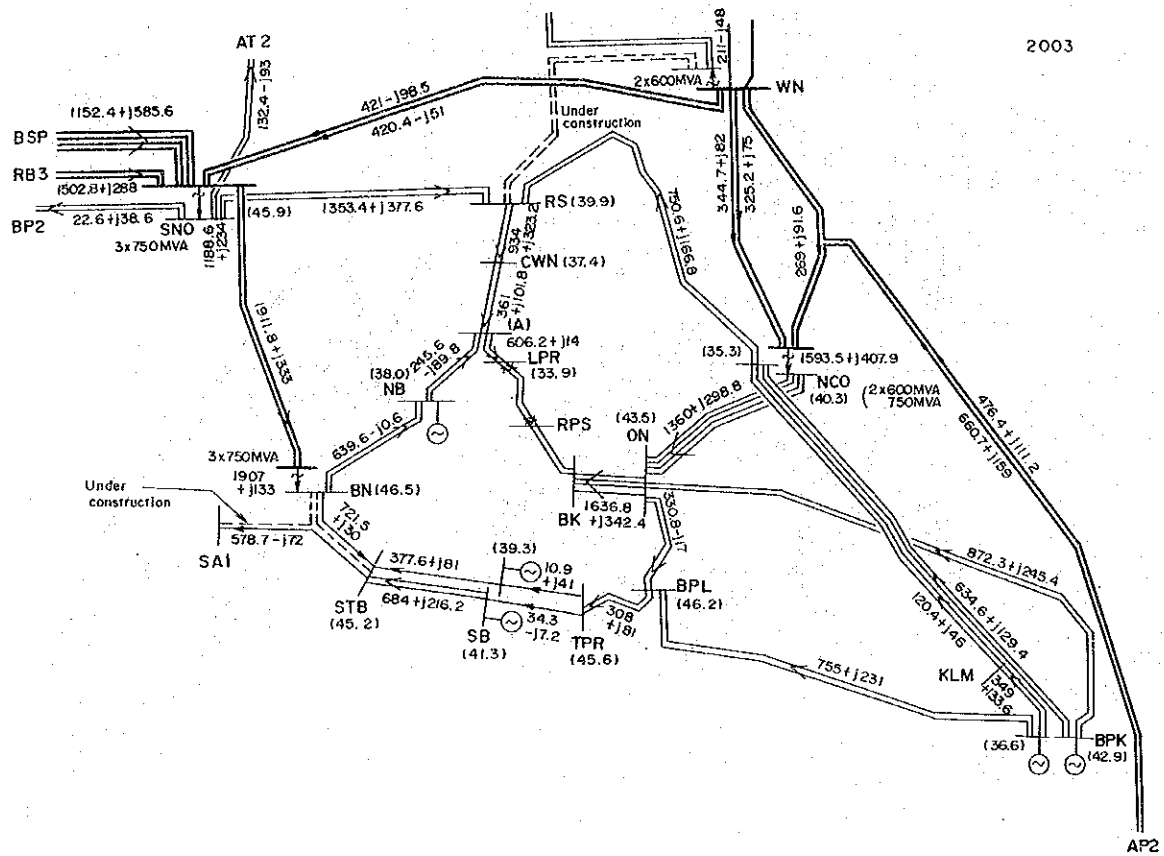


Fig. 6-4-8
 result of load flow and short circuit current under construction
 of Rangsit - Wang Noi and Bangkok Noi - Sam Phran 1 in 2003's
 network system in the case of Bangkok Noi - Sai Noi transmission
 line with 500kV operation

short circuit current levels are shown in parentheses (KA)

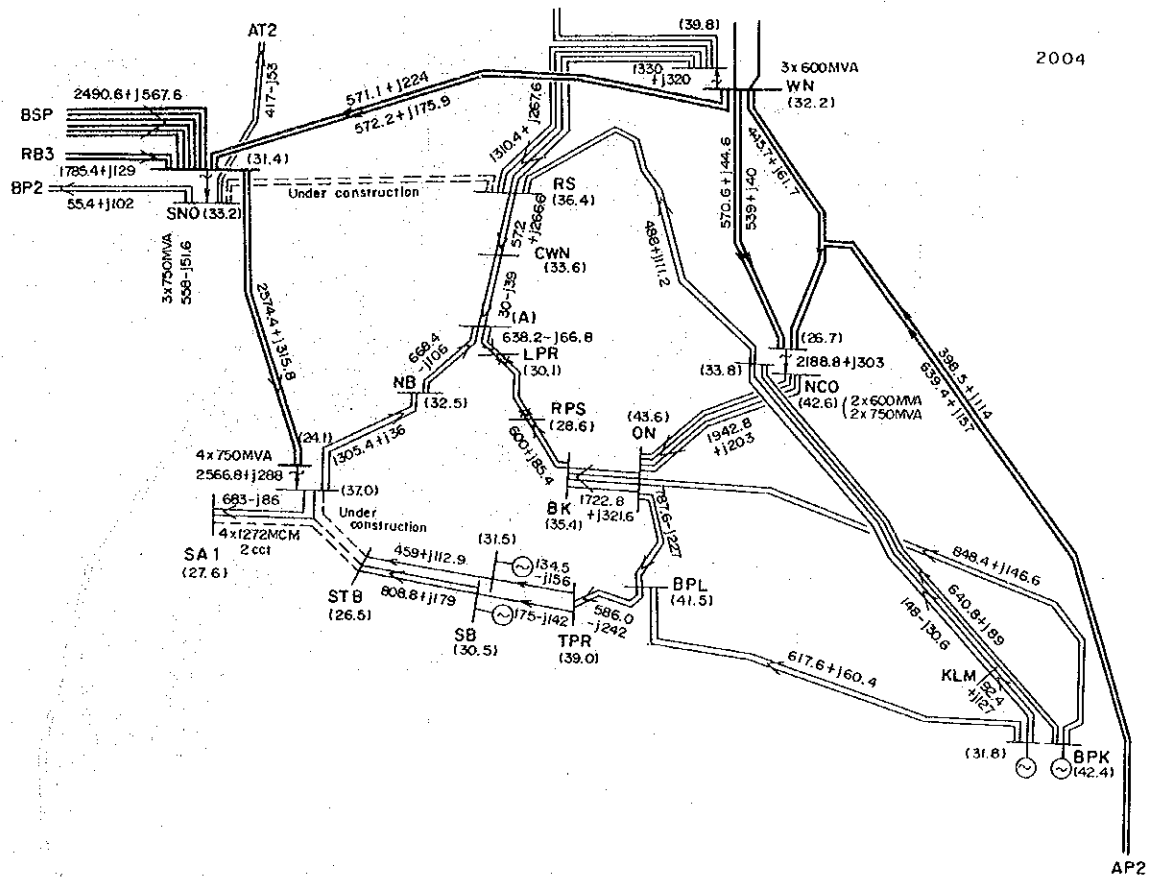


Fig. 6-4-9
 result of load flow and short circuit current under construction
 of Sai Noi - Rangsit in 2004's network system

short circuit current levels are shown in parentheses (KA)

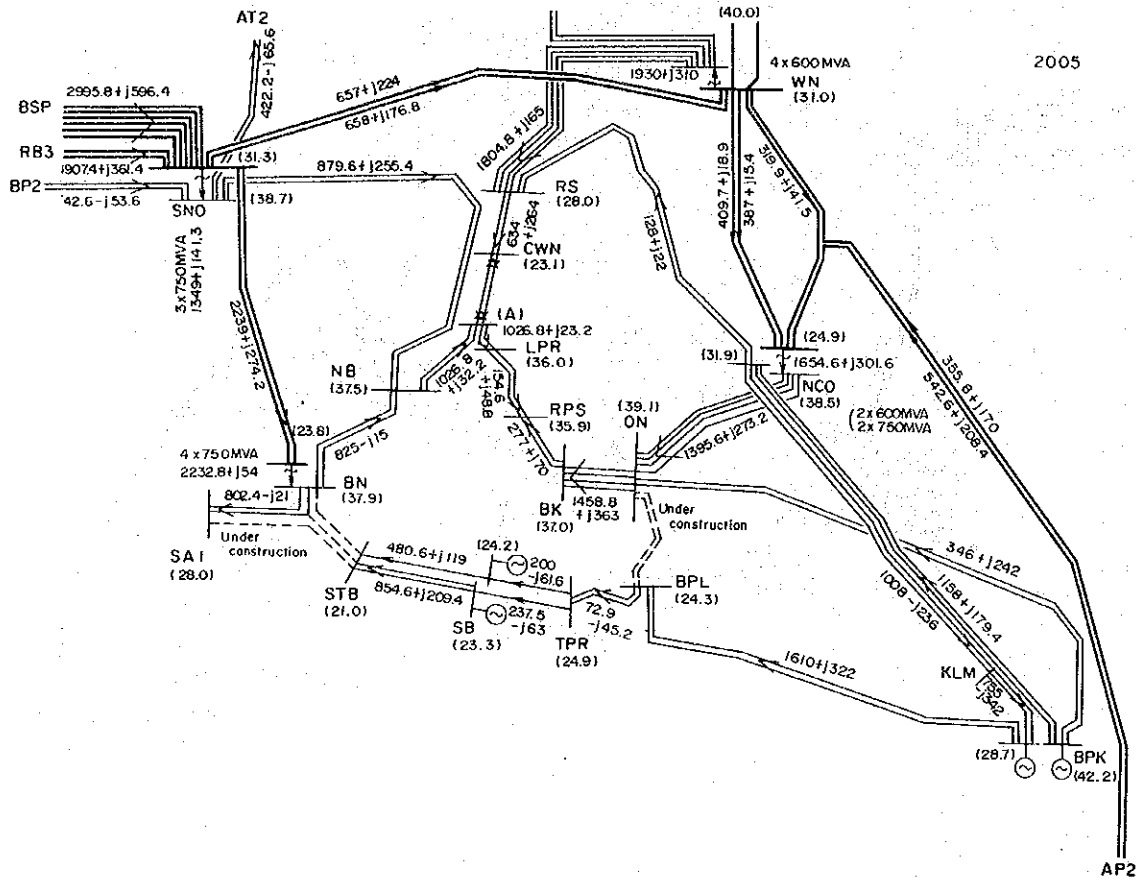


Fig. 6-4-10
 result of load flow and short circuit current under
 construction of South Thon Buri - Sam Phran 1 - Bangkok Noi and
 Bang Phli - On Nuch in 2005's network system

short circuit current levels are shown in parentheses (KA)

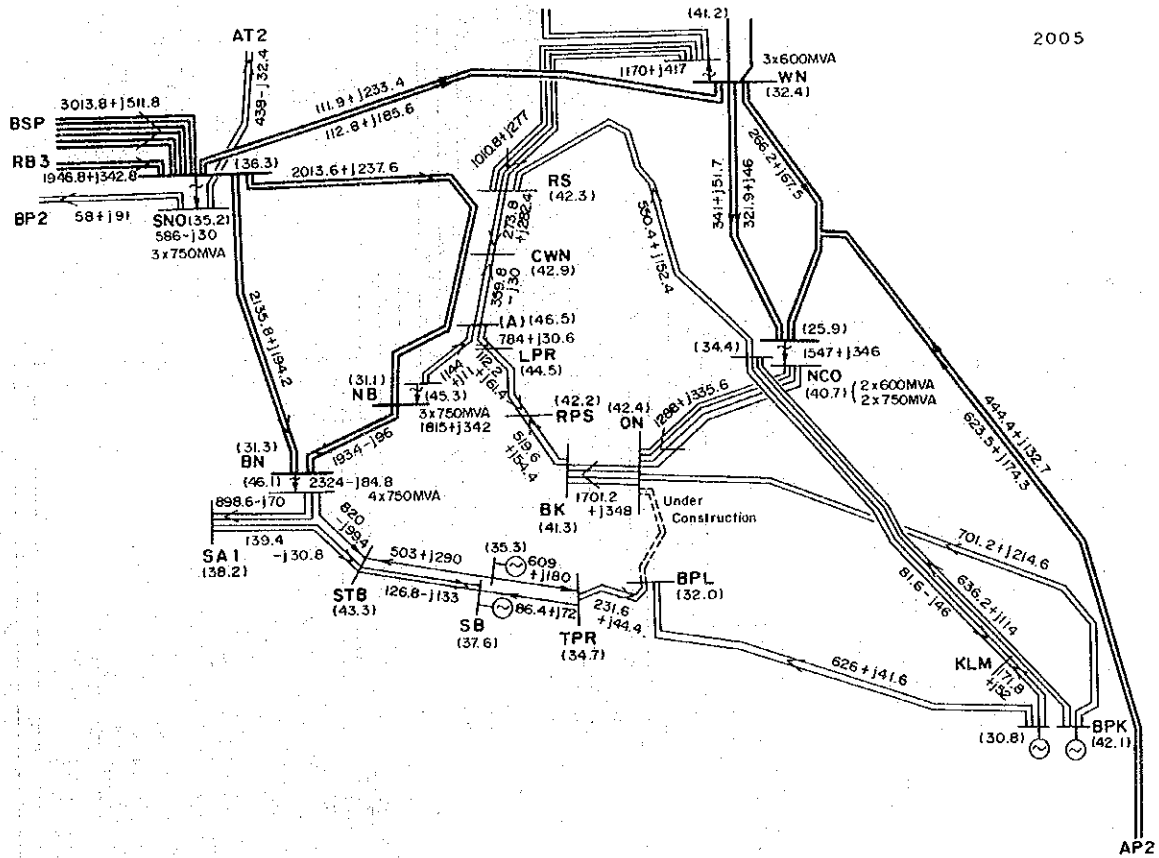


Fig. 6-4-11
 result of load flow and short circuit current under construction
 of Bang Phli - On Nuch in 2005's network system

short circuit current levels are shown in parentheses (KA)

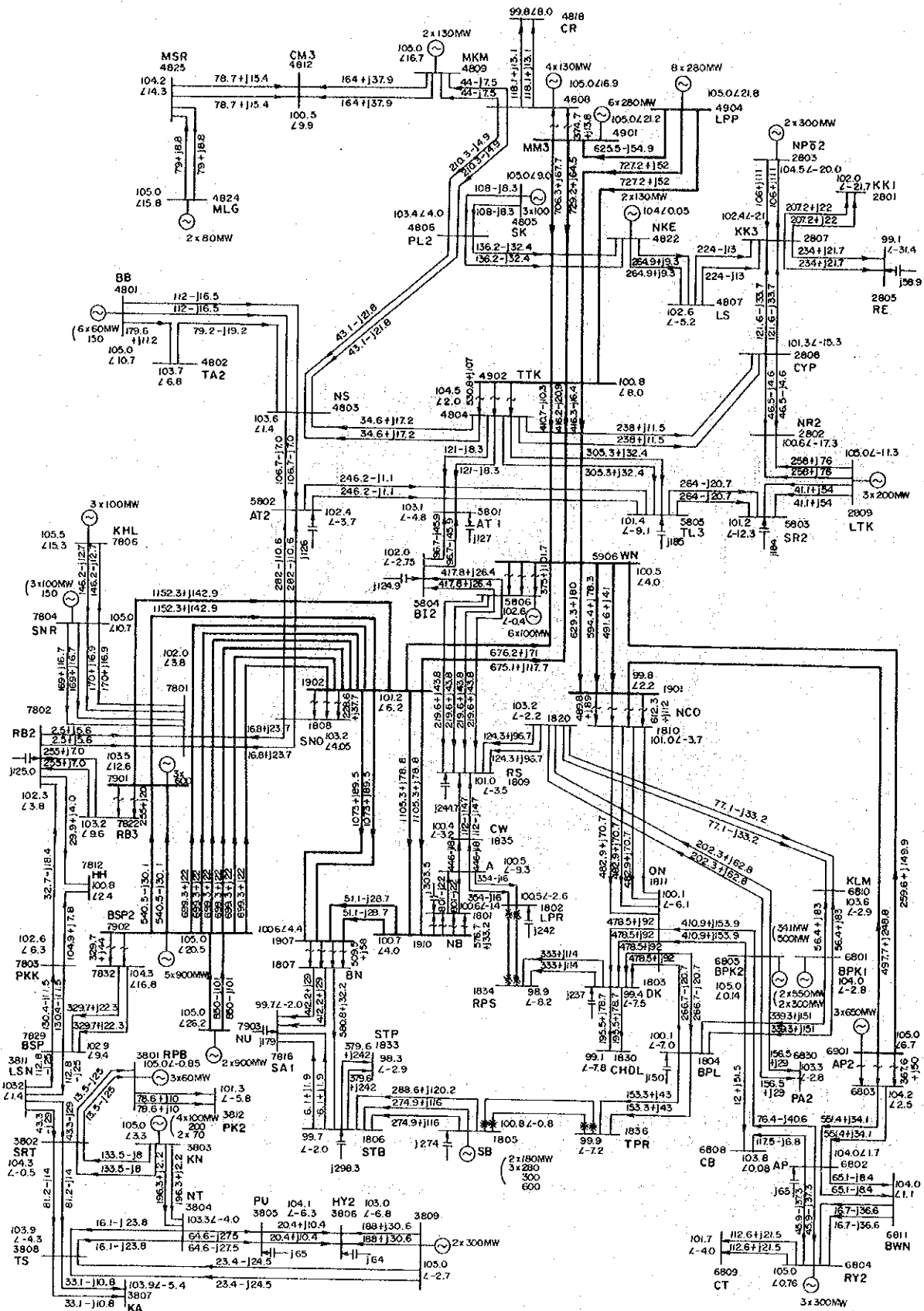


Fig. 6-4-12
 result of load flow under normal condition in 2006's network system
 South Bangkok - Theparak transmission lines are put into scheduled outage without South Bangkok bus-split and Lat Phrao - Ratchadaphisek transmission lines are put into scheduled outage due to reducing short circuit current

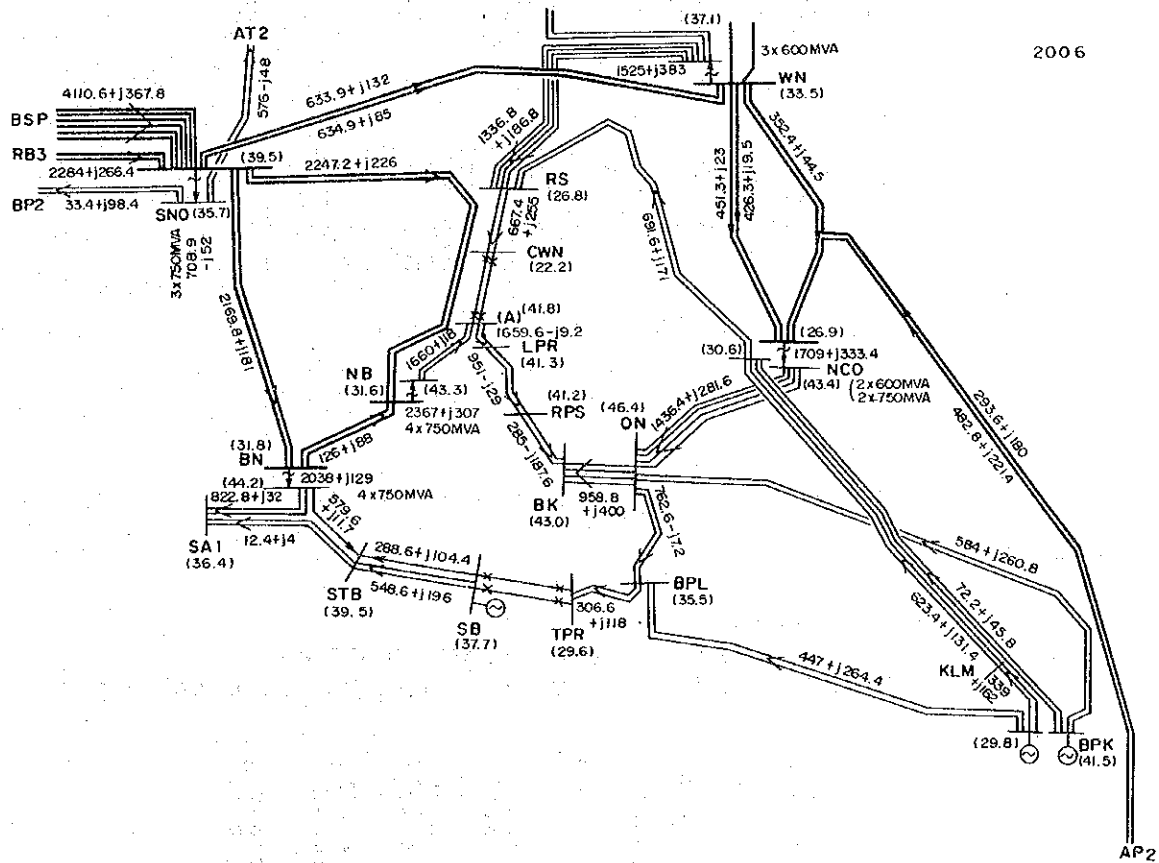


Fig. 6-4-13

result of load flow and short circuit current under normal condition in 2006's network system

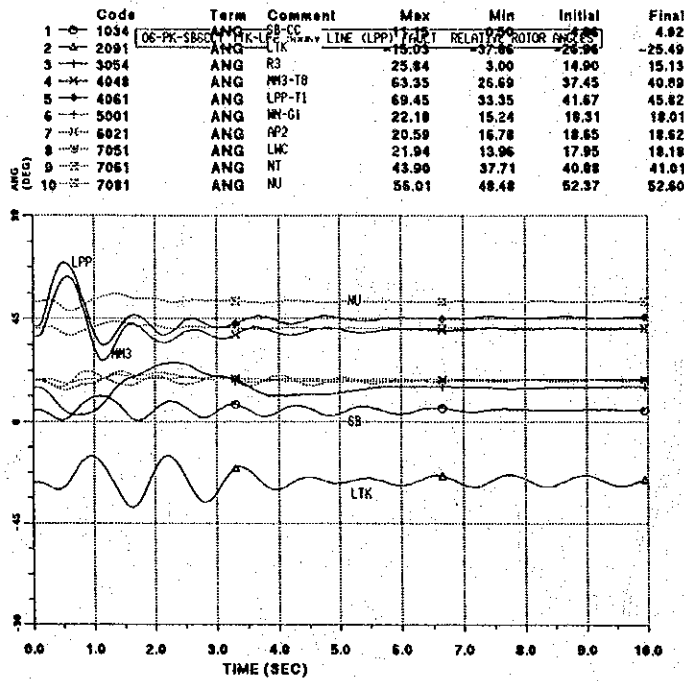
South Bangkok - Theparak transmission lines are put into scheduled outage without South Bangkok bus-split and Chaeng Watthana - new substation "A" transmission lines are put into scheduled outage due to reducing short circuit current

short circuit current levels are shown in parentheses (KA)

Fig. 6-4-14
 results of system stability
 2006's network system in Thailand

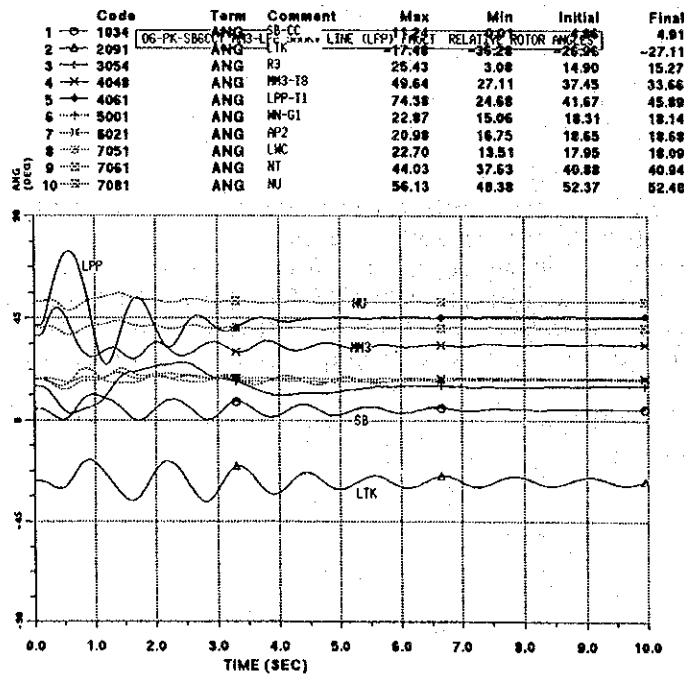
CASE-06-TLL

relative rotor angles
 three phase 4-cycles fault at LAMPANG 500KV bus
 LAMPANG - THA TAKO 500KV line tripped upon fault clearing



CASE-06-MLL

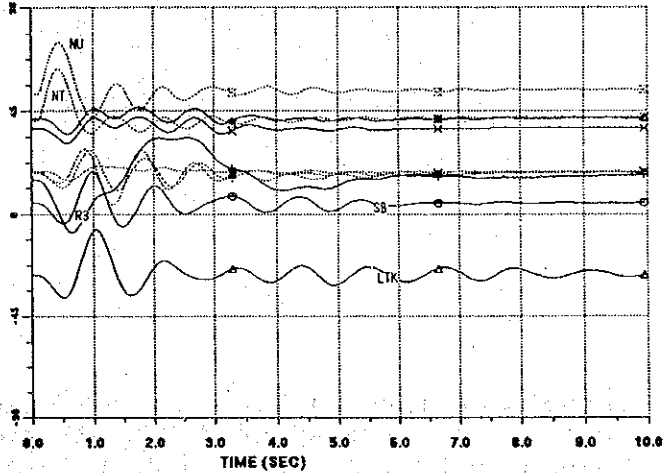
relative rotor angles :
 three phase 4-cycles fault at LAMPANG 500KV bus
 MAE MOH - LAMPANG 500KV line tripped upon fault clearing



CASE-06-SBB

relative rotor angles :
 three phase 4-cycles fault at BANG SAPHAN 500KV bus
 SAI NOI - BANG SAPHAN 500KV line tripped upon fault clearing

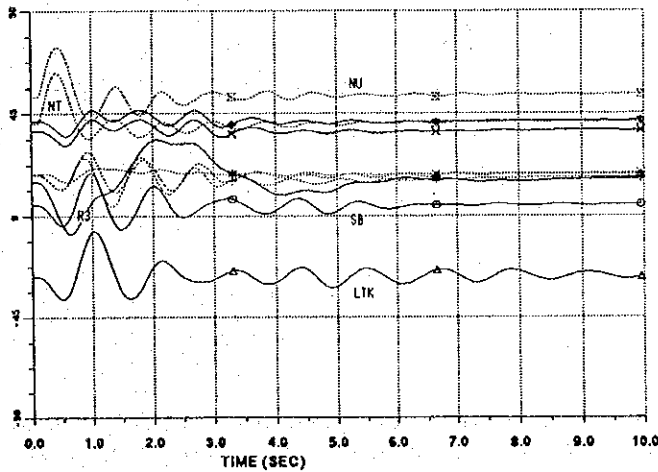
	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	1034	ANG	SB-CC	19.72	5.25	14.90	4.97
2	2091	ANG	SAI NOI - BANG SAPHAN 500KV LINE (BSP)	19.72	5.25	14.90	4.97
3	3054	ANG	LTK	6.69	-36.96	26.96	-26.78
4	4048	ANG	R3	33.34	-8.06	14.90	16.91
5	4061	ANG	MM3-T8	42.50	31.12	37.45	37.74
6	5001	ANG	LPP-T1	46.68	35.07	41.67	41.95
7	6021	ANG	MM-G1	27.95	10.37	18.31	18.07
8	7051	ANG	AP2	20.96	14.73	18.65	18.73
9	7061	ANG	LWC	28.48	4.24	17.95	18.45
10	7081	ANG	NT	63.33	35.29	40.88	42.30
			MU	74.82	42.39	52.37	54.24



CASE-06-RBB

relative rotor angles :
 three phase 4-cycles fault at BANG SAPHAN 500KV bus
 RATCHABURI 3 - BANG SAPHAN 500KV line tripped upon fault clearing

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	1034	ANG	SB-CC	19.72	5.25	14.90	4.94
2	2091	ANG	SAI NOI - BANG SAPHAN 500KV LINE (BSP)	19.72	5.25	14.90	4.94
3	3054	ANG	LTK	6.69	-36.96	26.96	-26.98
4	4048	ANG	R3	33.27	-8.01	14.90	16.30
5	4061	ANG	MM3-T8	42.45	31.20	37.45	37.62
6	5001	ANG	LPP-T1	46.50	35.16	41.67	41.84
7	6021	ANG	MM-G1	28.20	10.29	18.31	18.24
8	7051	ANG	AP2	21.11	14.80	18.65	18.71
9	7061	ANG	LWC	25.68	4.21	17.95	17.14
10	7081	ANG	NT	62.83	34.06	40.88	41.37
			MU	74.31	40.99	52.37	53.33



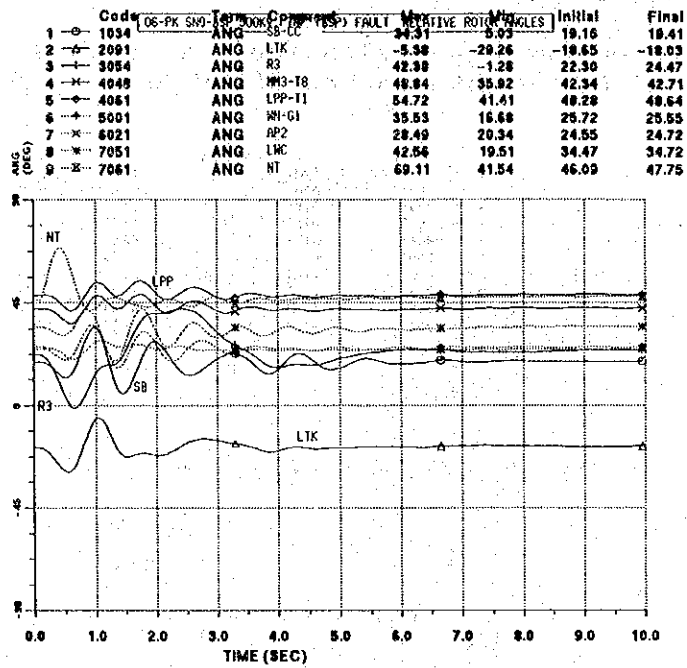
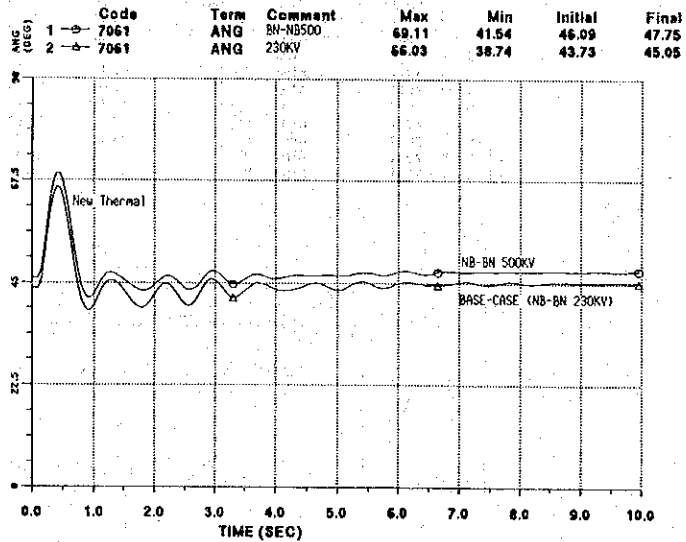


Fig. 6-4-15
 the result of system stability in the expanded power system
 three phase 4-cycles fault at BANG SAPHAN 500KV bus
 SAI NOI - BANG SAPHAN 500KV line tripped upon fault clearing
 relative rotor angles

COMPARISON OF SNO-BSP 500KV LINE (BSP)

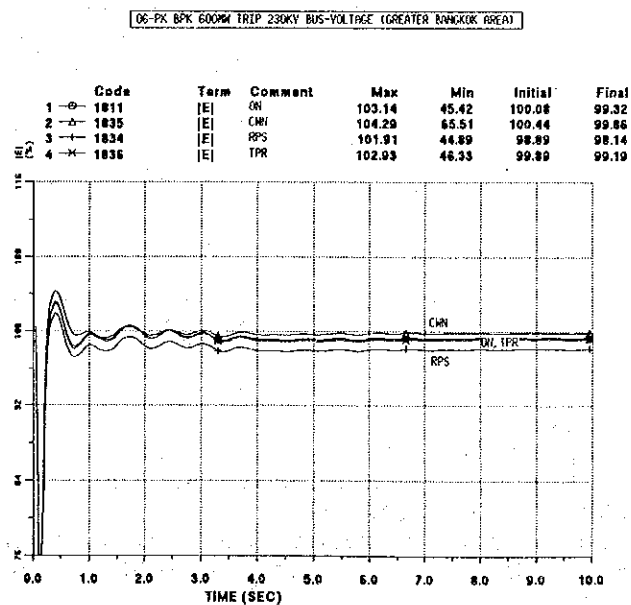
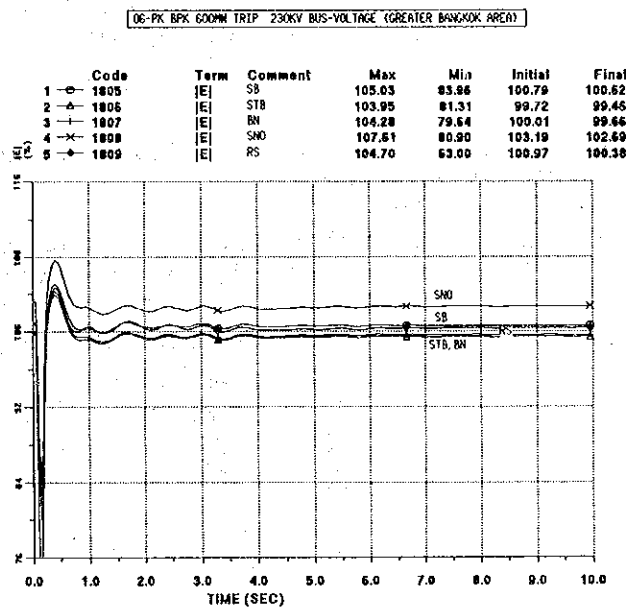
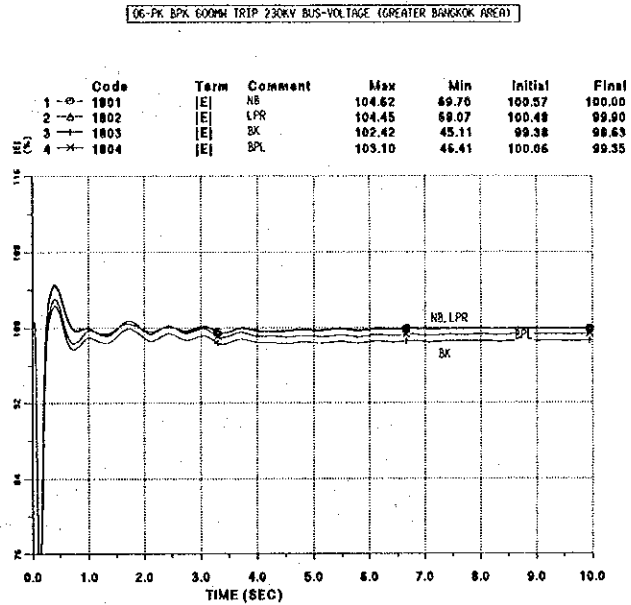


comparison of system stability between EGAT's plan and power
 system augmented North Bangkok and Bangkok Noi with 500kv
 substation

Fig. 6-4-16
fluctuation of 230kV bus
voltage in the Greater
Bangkok Area

fault condition
Bang Pong bus fault
Bang Pong thermal unit
(600MW) trip

NB : North Bangkok
LPR: Lat Phrao
BK : Bang Kapi
BPL: Bang Phli
SB : South Bangkok
STB: South Thon Buri
BN : Bangkok Noi
SNO: Sai Noi
RS : Rangsit
NCO: Nong Chok
ON : On Nuch
CWN: Chaeng Watthana
RPS: Ratchadaphisek
TPR: Theparak



11-PK-(1000MW) SMO-BSP 500KV LINE (BSP) FAULT COMPARISION 6cct WITH 8

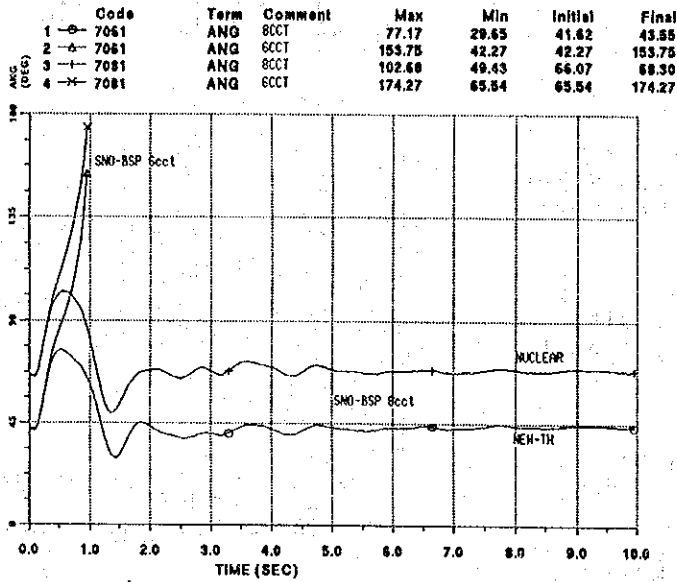


Fig. 6-5-1
 comparison of system stability between 6cct and 8cct on SAI NOI
 - BANG SAPHAN line
 fault condition:
 three phase 4-cycles fault at BANG SAPHAN 500KV bus
 SAI NOI - BANG SAPHAN 500KV line tripped upon fault clearing

11-PK-(1000MW) RB3-BSP 500KV LINE (BSP) FAULT BSP-RB3-SMO 8CCT AND 10

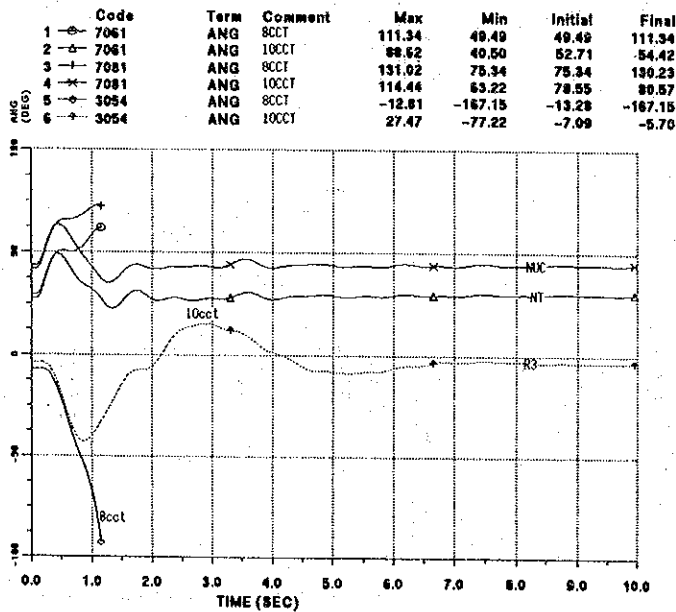


Fig. 6-5-2
 comparison of system stability between 8cct and 10cct on
 RATCHABURI 3 - BANG SAPHAN line
 fault condition:
 three phase 4-cycles fault at BANG SAPHAN 500KV bus
 RATCHABURI 3 - BANG SAPHAN 500KV line tripped upon fault clearing

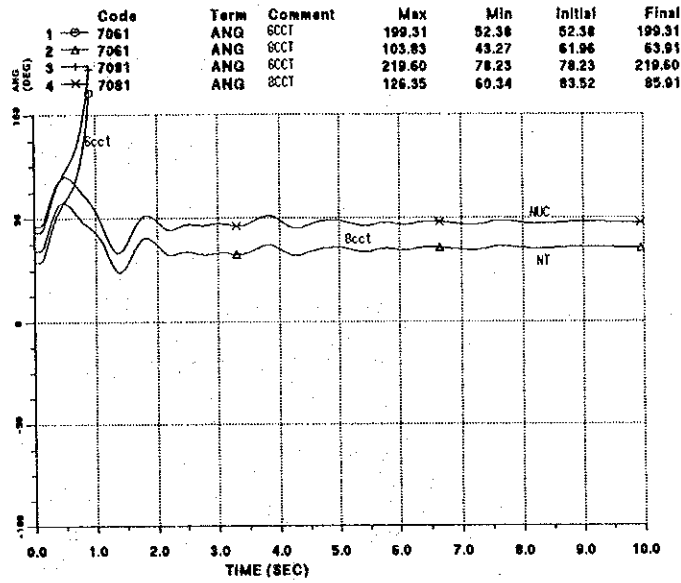


Fig. 6-5-3

comparison of system stability between 6cct and 8cct on RATCHABURI 3 - BANG SAPHAN line in the case of interconnection between BANG SAPHAN and SURAT THANI (region-3) with 500kv

fault condition :

three phase 4-cycles fault at BANG SAPHAN 500KV bus

RATCHABURI 3 - BANG SAPHAN 500KV line tripped upon fault clearing

2011

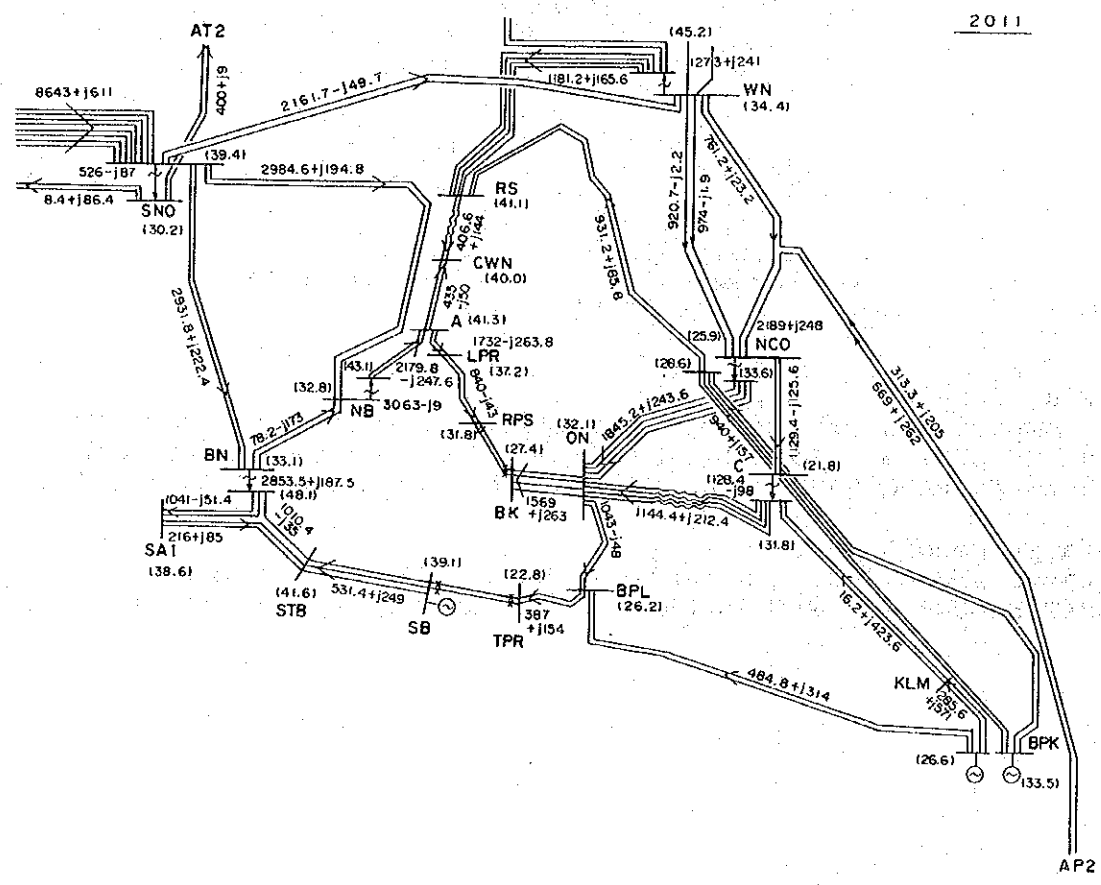


Fig. 6-5-4
the result of load flow and short circuit current in 2011's power system

short circuit current levels are shown in parentheses (KA)

第7章

基本設計

第 7 章 基本設計

7.1 計画年の電力系統構成

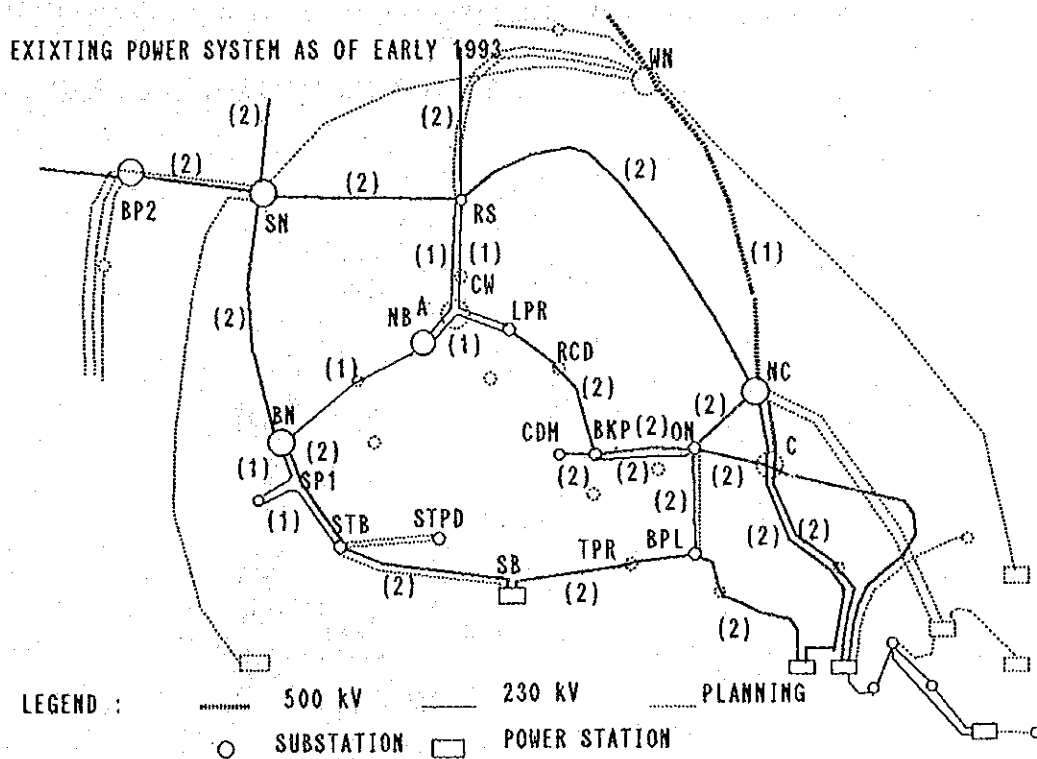
前の第5章と第6章に記載した最適電力系統計画と解析、ならびに第8章の建設工程に基づいて、計画年における電力系統構成を Fig.7-2、7-3、7-4 および Fig.7-5 に示した。

計画年は、1997、2001、2006および2011年である。

1993年始めにおける既設電力系統を、以下に示す (Fig.7-1)。

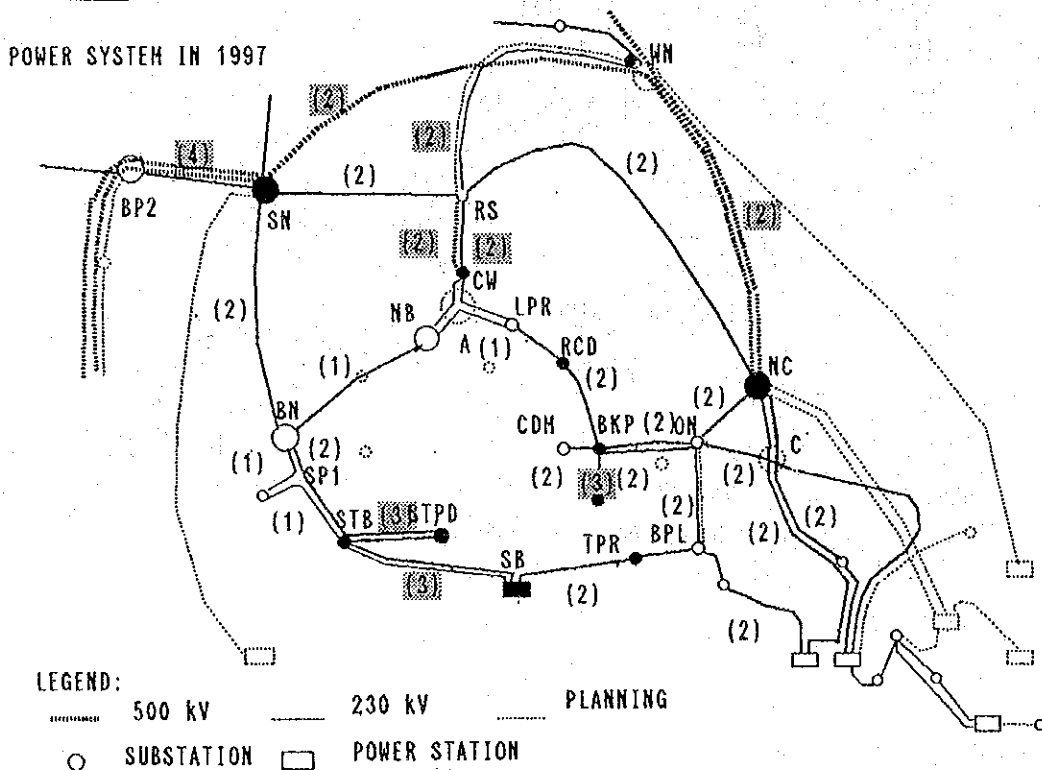
それぞれの年における電力系統構成の概要を、次のページに示す。

Fig.7-1



- (1) 1997年まで
- a) SAI NOI～NONG CHOK間にWANG NOIを經由して、500kV 2回線送電線を新設する（1995年）。
 - b) 海岸地帯中心部～SAI NOI～BAN PONG 2を經由して、500kV 2回線送電線を新設する。
 - c) 海外地帯の西側～SAI NOIまで、500kV 2回線送電線を新設する。
 - d) RANGSIT～CHANG WATTHANA間の230kV 2回線送電線を500kV/230kV 4回線送電線に建て替え、当面230kVで運用する（1997年）。
 - e) 既設230kV 2回線送電線をTEPARAKへ引き込む（1993年 SOUTH BANGKOK～BANG PHLI間）。
 - f) RANGSIT～WANG NOI間に、4回線送電線用鉄塔で230kV 2回線送電線を新設する（1995）。
 - g) BANG KAPI～KHRONG TOEYまで、230kV 3回線送電線（地中ケーブル）を新設する（1996年）。
 - h) SOUTH BANGKOK～SATU PRADITまで、230kV 3回線送電線（地中ケーブル）を新設する（1996年）。
 - i) SOUTH BANGKOK～SOUTH THONBURIまで、230kV 1回線送電線を新設する（1997年）。
 - j) 既設230kV 2回線送電線をRATCHADAPISEKへ引き込む（1994年 LATPRAO～BANG KAPI）。
 - k) WANG NOI、CHABNG WATHANAおよびTEPARAKに230kVの新変電所を新設する（1997年）。

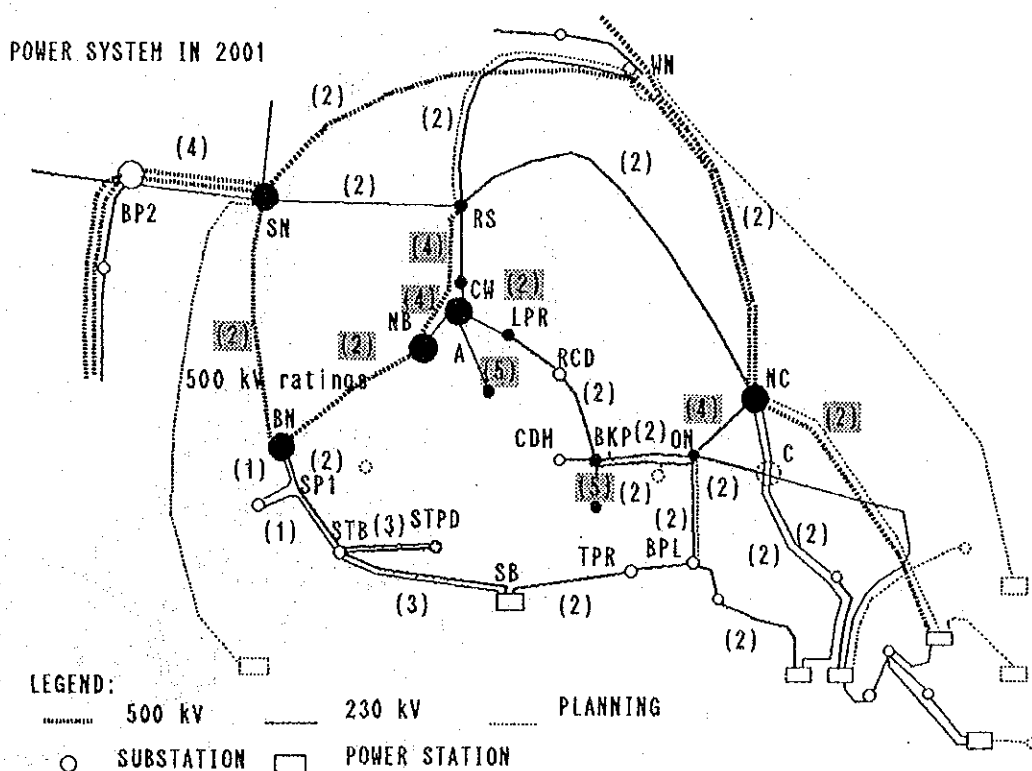
Fig.7-2



(2) 2001年まで

- a) AO PHAIからNONG CHOKまで、500kV 2回線送電線を新設する。
- b) SAI NOI～BANGKOK NOI間の230kV 2回線送電線を500kV 2回線送電線に建て替え、当面230kVで運用する（2000年）。
- c) NORTH BANGKOK～BANGKOK NOI間の230kV 1回線送電線を、500kV 2回線送電線に立て替え、当面は230kVで運用する（2000年）。
- d) <A>～NORTH BANGKOK間および<A>～CHANG WATTHANA間の230kV 2回線送電線を500kV/230kV 4回線送電線に建て替える（2002年）。
- e) <A>～LAT PHRAO間の230kV 2回線送電線を、4 導体 2回線送電線に建て替える（2002年）。
- f) NONG CHOK～ON NUCH間の230kV 2回線送電線を、230kV 4回線送電線に建て替える（1998年）。
- g) RANG KAPI～THRONG TOBY間に230kV 2回線送電線（地中ケーブル）を増設する（2000年）。
- h) <A>～SANANPAO間に、230kV 5回線送電線（地中ケーブル）を新設する（2000年）。
- i) <A>変電所を新設する（2001年）。

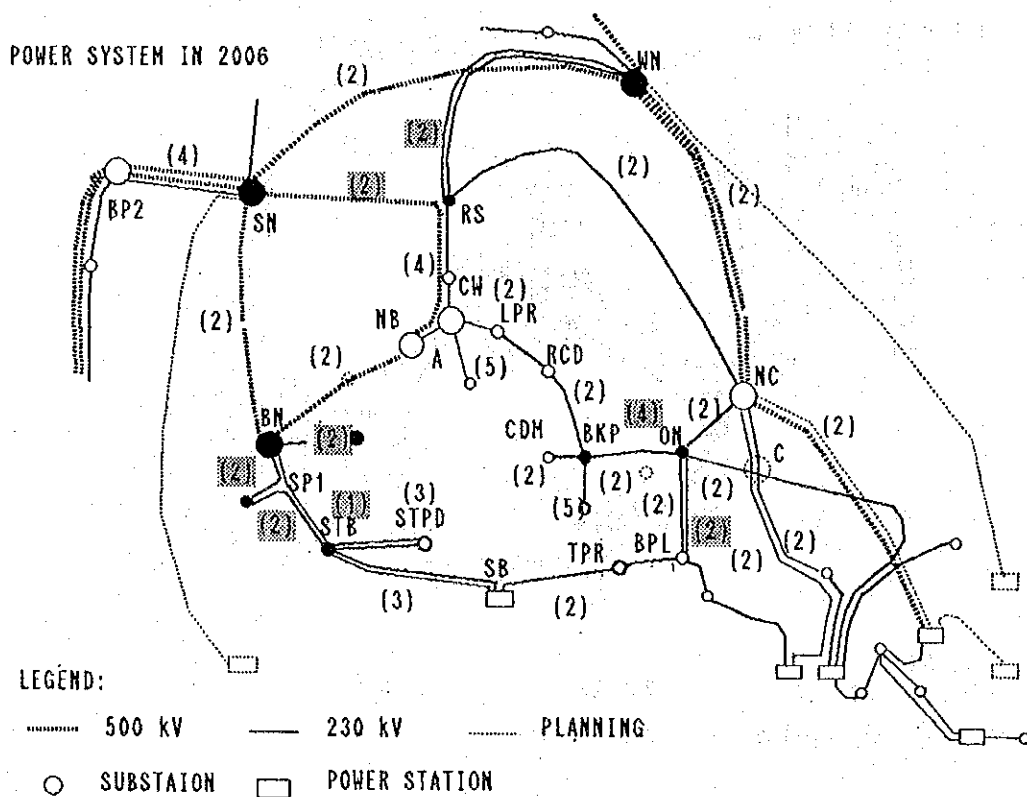
Fig.7-3



(3) 2006年まで

- a) SAI NOI~BANGKOK NOI線を、500kVに昇圧する(2002年)。
- b) SAI NOI~RANGSIT地点間の230kV 2回線送電線を、500kV 2回線送電線に建て替える(2004年)。
- c) RANGSIT地点を通過するSAI NOI~NORTH BANGKOK間の送電線およびNORTH BANGKOK~BANGKOK NOI間の送電線を、500kVに昇圧する(2005年)。
- d) RANGSIT~WANG NOI間に、230kV 2回線送電線を増設する(2003年)。
- e) BANG NOI~SAM PHRAN 1間の引き込線を230kV 4 導体 3回線に建て替え、2回線をSAM PHRAN 1へ引き込む(2003年)。
- f) 230kV 3回線送電線のSOUTH THONBURI~SAM PHRAN 1間の送電線およびSAM PHRAN 1の引き込み線を、230kV 4 導体 3回線送電線に建て替え、そのうち2回線送電線をSAM PHRAN 1に引き込み、他の1回線送電線をBANGKOK NOI送電線に接続する(2004年)。
- g) ON NUCH~BANG KAPI間の既設230kV送電線を、230kV 4回線送電線に建て替える(2005年)。
- h) BANGKOK NOI~THONBURI間に230kV 2回線送電線を新設する(2005年)。
- i) ON NUCH~BANG PHLI間に230kV 2回線送電線を新設する(2005年)。

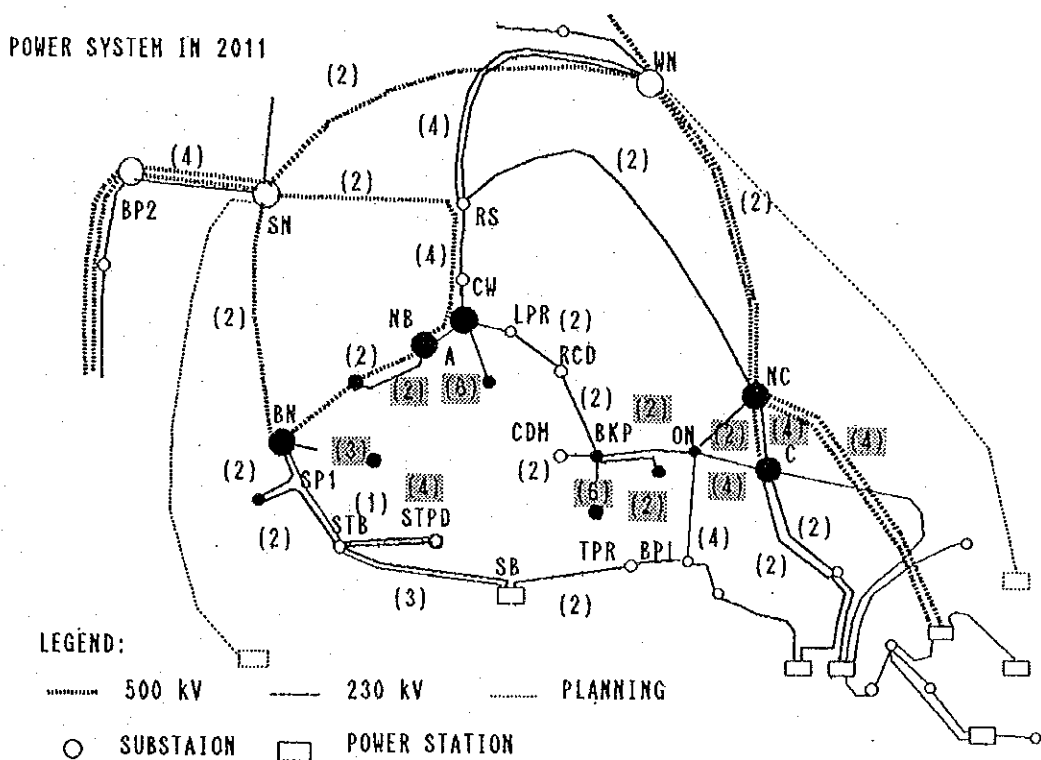
Fig.7-4



(4) 2011年まで

- a) NONG CHOK~AO PHAI間に500kV 2回線送電線を新設する。
- b) 既設の230kV送電線 (NONG CHOK~BANG PAKONG間、ON NUCH~BANG PAKONG間) を230kV 4回線送電線に建て替える (2009年)。
- c) <C>~ON MUCH間の230kV 2回線送電線架空送電線を230kV 4回線送電線に建て替える。なお、空港を横切る区間は地中ケーブルとし、他は架空送電線とする (2007年)。
- d) <C>~NONG CHOK間の既設230kV送電線を、230kV 4回線送電線に建て替える (2009年)。
- e) <C>~NONG CHOK間に500kV 2回線送電線を新設する (2010年)。
- f) 送電線直下でTALINGCHANへ引き込む (2009年 North Bangkokからの500/230kV送電線)。
- g) BANGKOK NOI~THONBURI間に、230kV 1回線送電線 (地中ケーブル) を増設する (2011年)。
- h) BANG KAPI~KHRONG TOEY間に230 kV 1回線送電線 (地中ケーブル) を新設する (2010年)。
- i) SOUTH THONBURI~SATU PRADIT間に230kV 1回線送電線 (地中ケーブル) を増設する (2010年)。
- j) <A>~SANAMPAO間に230kV 1回線送電線 (地中ケーブル) を増設する。
- k) BANG KAPIとPATANAKANの引き込み間の230kV 2回線送電線を230kV 4回線送電線に建て替え、そのうち2回線をPATANAKANに引き込む (2010年)。
- l) 既設230kV 2回線送電線をKHLONG MAIへ引き込む (2009年 <C>~BANG PAKONG間)。
- m) 変電所<C>を新設する (2008年)。

Fig.7-5



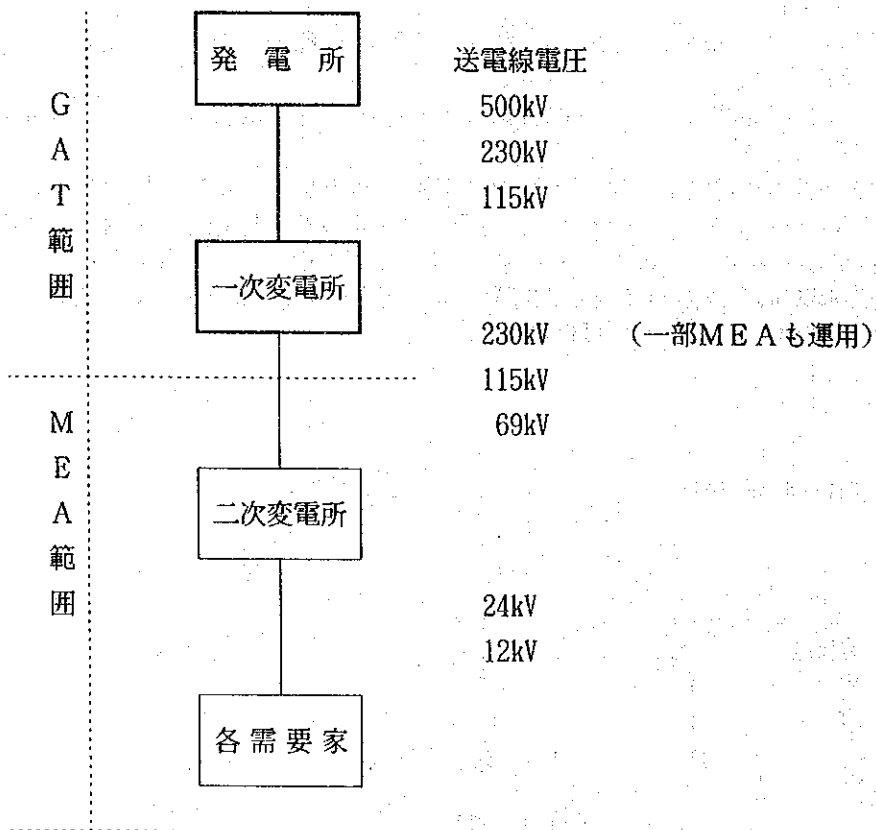
7.2 送電線

7.2.1 現地調査の概要

(1) 送電線系統の現状

本計画の対象地区であるタイ王国の首都圏送変電設備は、タイ国発電公社（EGAT）が主要送電線を建設し、首都圏配電公社（MEA）に電力を供給している。

MEAは、首都圏の電力を配電しており主要な送電系統は、次のようであります。



(2) 送電線設備の現状

EGATに於ける1992年7月現在の送電線設備の現状は、次の通りである。

送電線電圧	回線巨長 (km)	備 考
500kV	533	
230kV	7,022	MEA分は15km
115kV	10,058	
69kV	484	MEA分は536km

(3) 送電線設備回線数の現状

EGATの送電線の設備の基本は、1回線ルートが主であったが、電力需要および用地事情により多回線化されている。

電 圧 別	送 電 線 巨 長 (km)		
	2 回 線	1 回 線	合 計
500kV	26	507	533
230kV	6,786	236	7,022
115kV	4,569	5,489	10,058

(4) 送電線の将来増強計画

タイ王国の首都圏送変電設備増強計画は、東南アジアの内、特に経済の発展、生活水準の向上に伴って電力需要の伸びが大きく、EGATは、発送変電設備増強計画を策定してそれに従って、設備の増改良計画を1997年迄に計りつつある。

送電線電圧	回線巨長 (km)	備考
500kV	660	
230kV	1,080	
115kV	1,000	

(5) 送電線の導体数

BGATの送電線の導体面積および、導体数については、おおむね次のようになっているのが標準であります。

電圧	単導体	複導体	4導体
500kV 500kV	— —	— —	795MCM ACSR × 4 1,272MCM ACSR × 4
230kV	1,272MCM ACSR × 1	1,272MCM ACSR × 2	
115kV 115kV	795MCM ACSR × 1 477MCM ACSR × 1		

7.2.2 送電線の各年度別の開発計画

本計画の将来の系統計画による送電線の各年度別の開発計画は、別紙一に示す通りであるが、その主要な問題点を示すと次のとおりであります。

(1) 1997年まで

BGATで現在、増改良計画されている送電線が完成されれば1997年度までの送電容量は、確保されるので特に送電線の増改良は必要ない。

なお、2001年の電力供給を考慮して次の通りとしたい。

- RANGSIT ~ CHAENG WATTANA 間を 500/230kV、2/2 cct、4 x 1272MCM
- WANG NOI ~ NONG CHOK 間を 500kV、2 cct、4 x 1272MCM
- SAI NOI ~ WANG NOI 間を 500kV、2 cct、4 x 1272MCM
- WANG NOI ~ RANGSIT 間を 230kV、2 cct、2 x 1272MCM
- SOUTHTHONBURI ~ I(Thanontok) 間を 230kV、3 cct、ケーブル化。
- Bang Kapi ~ H(Klong Toey) 間を 230kV、3 cct、ケーブル化。

(2) 2001年まで

2001年までに送電線の増改良は、次の通りである。

a) 500kV化する送電線の増改良区間。

- ・ BAN PONG 2 ~ SAI NOI 間を 500kV、2 cct、4 x 1272MCM化。
- ・ SAI NOI ~ BANGKOK NOI 間を 500kV、2 cct、4 x 1272MCM化。
- ・ BANGKOK NOI ~ F(TALINGCHAN) 間を 500kV、2 cct、4 x 1272MCM化。
- ・ F(TALINGCHAN) ~ NORTH BANGKOK 間を 500/230kV、2/2cct、4/2x1272MCM化。
(230kVは追って増架する)

b) 230kV送電線の増改良化する区間。

- ・ NONG CHOK ~ ON NUCH 間を 230kV、4 cct、2 x 1272MCM化

c) 230kV 送電線のケーブル化する区間。

- ・ "A" Sudstation ~ G(SANAMPAO) 間を 230kV、5 cct、ケーブル化。
- ・ BANG KAPI ~ H(KLIONG TOBY) 間を 230kV、2 cct、ケーブル化。

(3) 2006年まで

2006年までに送電線の増改良は、次の通りである。

a) 500kV化する送電線の増改良区間。

- ・ SAI NOI ~ RANGSIT 間を 500kV、2 cct、4 x 1272MCM化。
- ・ CHAENG WATTANA ~ SITE "A" 間を 500/230kV、2/2 cct、4 x 1272M化。
- ・ SITE "A" ~ NORTH BANGKOK 間を 500/230kV、2/2 cct、4 x 1272M化。

b) 230kV送電線の増改良化する区間。

- ・ ON NUCH ~ BANG PHLI 間を 230kV、2 cct、2 x 1272MCM化。
- ・ ON NUCH ~ BANG KAPI 間を 230kV、4 cct、2 x 1272MCM化。
- ・ SITE A ~ LAT PHRAO 間を 230kV、2 cct、4 x 1272MCM化。
- ・ WANG NOI ~ RANGSIT 間を 230kV、2 cct、2 x 1272MCM化。
- ・ BANGKOK NOI ~ J. Near BKK NOI 間を 230kV、2 cct、2 x 1272MCM化。
- ・ BANGKOK NOI ~ SAM PHRAN 1 間を 230kV、4 cct、4 x 1272MCM化。
- ・ J. Near BKK NOI ~ SOUTH THONBURI 間を 230kV、2 cct、4 x 1272MCM化。
- ・ BANGKOK NOI ~ SOUTH THONBURI 間を 230kV、2 cct、4 x 1272MCM化。
- ・ WANG NOI ~ RANGSIT 間を 230kV、2 cct、2 x 1272MCM化。

c) 230kV送電線のケーブル化する区間。

・ BANGKOK NOI ~ J(THONBURI) 間を 230kV、2 cct、ケーブル化。

(4) 2011年まで

2011年までに送電線の増改良は、次の通りである。

a) 500kV化する送電線の増改良区間。

2011年までに500kV化する送電線は、特に必要はない。

・ NONG CHOK ~ SITE C 間を 500kV、2 cct、4 x 1272MCM化。

b) 230kV送電線の増改良化する区間。

2011年までに230kV送電線の増改良化する区間は、特に必要はない。

・ NONG CHOK ~ SITE C 間を 230kV、2 cct、4 x 1272MCM化。

・ NONG CHOK ~ SITE C 間を 230kV、4 cct、2 x 1272MCM化。
(一部ケーブル区間)

・ F(TALINGCHAN) ~ NORTH BANGKOK 間を 230kV、2 cct、2 x 1272MCMの
増架を行う。

c) 230kV送電線のケーブル化する区間。

・ SITE A ~ G(SANAMPAO) 間を 230kV、6 cct、ケーブル化。

・ SOUTH THONBURI ~ I(THANON TOK) 間を 230kV、4 cct、ケーブル化。

・ BANGKOK NOI ~ J(THONBURI) 間を 230kV、3 cct、ケーブル化。

・ BANG KAPI ~ H(KLONG TOBY) 間を 230kV、6 cct、ケーブル化。

7.2.3 送電線の基本設計

(1) 送電線ルートを選定。

タイ王国の首都圏送変電設備増強計画の送電線のルート選定にあたり電力需要の伸びおよび、各年度別増強計画に則した需要地を考慮する必要があるが、タイ国首都圏のここ数年の経済開発、地域開発、国民生活の向上等により送電線下用地の確保が難しくなっており新規開発の送電線は建設が不可能に近いので出来るだけ既設送電線下の用地を使用して増改良を行うようにした。

(2) 送電線の選定上の条件

首都圏への送電線の系統計画については、特に次の様な条件に留意して選定する必要がある。

- ・首都圏への送電容量の増大。

首都圏への送電容量の増大にたいしては、多回線化および、多導体化で対処。

- ・新規ルート of 用地確保が困難（特に230kV環状系統内は不可能）

極力既設送電線ルートの活用を図る増強対策を考慮する。

- ・首都圏への送電線は地下ケーブル等を考慮する。

- ・各変電所の短絡電流の抑制。

各変電所の短絡電流の抑制のため、500kV送電系統を首都圏に計画する。

以上の結果により首都圏に500kV送電系統の増設および、改造は、次の様に計画される。

- ・BANGKOK NOI変電所への500kV送電線導入。
- ・NORTH BANGKOK変電所への500kV送電線導入。
- ・C変電所への500kV/230kV送電線導入。
- ・Rangsit変電所の母線分離による送電線ルートの確保。
- ・都心部変電所（G, H, I, J）の設置による地下ケーブルの建設。

(3) 首都圏の電力供給と将来計画

首都圏の電力供給は、現在NORTH BANGKOK および、SOUTH BANGKOK 両火力発電所からの230kV送電線網と、これに連系されるRegion 1 および、Region 2 より水力、火力電源を500kV、230kV送電線で送られている。

現在、電力需要の増大に対処するために、首都圏地区への電力供給する送電網を強化しておく必要がある。

また、北部地区のMae Moh、Lampang両火力発電所、Region 1 の東部臨海地帯、西部臨海地帯および、Region 3 に大規模な電源開発が計画されいおりこれら電力は、500kVまたは、230kV送電線で首都圏の電力供給することが可能であるものとする。

(4) 首都圏の将来需要供給予測

首都圏の将来電力需要予測については、EGATおよび、JICAチームに於ける電力需要予測については、次の通り予測される。

各年度	EGAT 需要予測	JICA需要予測	備 考
1997	6,089 MW	6,089 MW	
2001	7,952 MW	7,952 MW	
2006	10,264 MW	10,264 MW	
2011	13,569 MW	13,569 MW	

(5) 送電線の送電容量の仮定

多回線（N回線）の送電容量は、1回線の送電容量のN-1倍を持って多回線の送電容量とする。

電圧	導 体 本 数 (ACSR)	多回線（N回線）の送電容量（MVA）			備 考
		1 回 線	2 回 線	4 回 線	
500	795MCM X 4	(0) 2,830	(2,830) 5,660	(8,490) 11,320	()はn-1の時
	1,272MCM X 4	(0) 3,730	(3,730) 7,460	(11,190) 14,920	
230	795MCM X 1	(0) 330	(330) 660	(990) 1,320	
	1,272MCM X 1	(0) 430	(430) 860	(1,290) 1,720	
	795MCM X 2	(0) 650	(650) 1,300	(1,950) 2,600	
	1,272MCM X 2	(0) 860	(860) 1,720	(2,580) 3,440	
	795MCM X 4	(0) 1,300	(1,300) 2,600	(2,900) 5,200	
	1,272MCM X 4	(0) 1,720	(1,720) 3,440	(5,160) 6,880	
115	477MCM X 1	(0) 180	(180) 360	(540) 720	
	795MCM X 1	(0) 330	(330) 660	(990) 1,320	
	1,272MCM X 1	(0) 430	(430) 860	(1,290) 1,720	

(6) 各送電線ルートを選定。

首都圏送変電設備増強計画に沿った各送電線ルートを選定については、次の通りである。

a) 1997年までの送電線ルートを選定。

1997年までに必要な送電線ルートを選定については、次の通りである。

- ・EGATが現在建設中の送電線が完成すれば1997年までに送電線ルートは、必要がない。

区間 ~ 区間	Power Flow Under Normal Condition	Power Flow Under Contingency Condition
Nong Chok ~ On Nuch 230kV, 2cct, 2 x 1272MCM	463 MW/cct	673 MW
Bang Kapi ~ Ratchada Phisek 230kV, 2cct, 2 x 1272MCM	421 MW/cct	764 MW
Bangkok Noi ~ Sai Noi 230kV, 2cct, 1 x 1272MCM	233 MW/cct	323 MW
Bang Khli ~ Bang Pakong 230kV, 2cct, 2 x 1272MCM	435 MW/cct	619 MW
Thermal Limit of Conductors	: 1 x 1272MCM ACSR = : 2 x 1272MCM ACSR =	429 MW 858 MW

- ・各変電所の短絡電流を低減させるため、次の区間の送電線を計画変更したほうがよい。

区間 ~ 区間	亘長	現在規模	変更規模
RANGSIT ~ CHAENGWATTANA	10.0km	230kV 2 cct, 1 x 1272MCM	500/230 kV, 2/2cct 4/4 x 1272MCM
WANG NOI ~ NONG CHOK	64.0km	—————	500kV, 2cct 4 x 1272MCM
SAI NOI ~ WANG NOI	56.0km	—————	500kV, 2cct 4 x 1272MCM

b) 1997～2001年までの送電線ルートを選定。

1997～2001年までに必要な送電線ルートを選定については、次の通りである。

- ・各変電所の短絡電流を低減させるため、次の区間の送電線を計画変更したほうがよい。

区間 ～ 区間	亘長	現在規模	変更規模
NONG CHOK ～ ON NUCH	16.8km	230 kV, 2 cct 2 x 1272MCM	230 kV, 4 cct 4 x 1272MCM
BANGKOK NOI ～ SAI NOI	29.6km	230 kV, 2 cct 1 x 1272MCM	500 kV, 2 cct 4 x 1272MCM
NORTH BANGKOK ～ F(TALINGCHAN)	9.2km	230 kV, 2 cct 1 x 1272MCM	500/230kV, 2/2cct 4/4 x 1272MCM
F(TALINGCHAN) ～ BANGKOK NOI	9.2k	230 kV, 2 cct 1 x 1272MCM	500 kV, 2 cct 4 x 1272MCM

c) 2001～2006年までの送電線ルートを選定。

2001～2006年までに必要な送電線ルートを選定については、次の通りである。

- ・各変電所の短絡電流を低減させるため、次の区間の送電線を計画変更したほうがよい。

区間 ～ 区間	亘長	現在規模	変更規模
CHAENG WATTANA～ NORTH BANGKOK	4.4km	230 kV, 2 cct., 1 x 1272MCM	500/230kV, 2/2cct 4 x 1272MCM
	10.0km		230kV, 2 cct., 4 x 1272MCM
	6.5km		500/230kV, 2/2cct 4 x 1272MCM

区 間 ～ 区 間	巨 長	現 在 規 模	変 更 規 模
RANGSIT ～WANG NOI	50.0km	230 kV, 2 cct., 1 x 1272MCM	230 kV, 4 cct., 2 x 1272MCM
BANGKOK NOI ～ SAN PHRAN 1	11.7km	230 kV, 1 cct., 2 x 1272MCM	230 kV, 2 cct., 4 x 1272MCM
RANGSIT ～SAI NOI	24.5km	230 kV, 2 cct., 2 x 1272MCM	500 kV, 2 cct., 4 x 1272MCM
SOUTH THONBURI～ SAN PHRAN 1	13.0km	230 kV, 1 cct., 2 x 1272MCM	230 kV, 2 cct., 4 x 1272MCM
SOUTH THONBURI～ BANGKOK NOI	19.8km	230 kV, 2 cct., 2 x 1272MCM	500 kV, 2 cct., 4 x 1272MCM
BANG PHLI ～ ON NUCH	10.5km	230 kV, 2 cct., 1 x 1272MCM	500 kV, 2 cct., 2 x 1272MCM

d) 2006～2011年までの送電線ルートを選定。

2006～2011年までに必要な送電線ルートを選定については、次の通りである。

- ・各変電所の短絡電流を低減させるため、次の区間の送電線を計画変更したほうがよい。

区 間 ～ 区 間	巨 長	現 在 規 模	変 更 規 模
NONG CHOK ～ SITA C	19.0km	230 kV, 2 cct., 2 x 1272MCM	500 kV, 2 cct., 4 x 1272MCM
NONG CHOK ～ SITE C	19.0km	230 kV, 2 cct., 2 x 1272MCM	230 kV, 2 cct., 4 x 1272MCM
ON NUCH ～ SITE C	22.0km	230 kV, 2 cct., 2 x 1272MCM	500 kV, 4 cct., 2 x 1272MCM (一部ケーブル)
NORTH BANGKOK ～F(TALINGCHAN)	9.2km	—————	230 kV, 2 cct., 2 x 1272MCM 区間の増架

・500kV送電線の増強。

500kV送電線の増強は、次の区間とする。

区間 ～ 区間	亘長	現在規模 230kV	変更規模 500kV
Sai Noi ～ Bangkok Noi	29.6km	2 cct, 2 x 1272MCM	2 cct, 4 x 1272MCM
Sai Noi ～ Bangsit	24.5km	2 cct, 2 x 1272MCM	2 cct, 4 x 1272MCM
Bangsit ～ North Bangkok	19.4km	2 cct, 2 x 1272MCM	2 cct, 4 x 1272MCM
Sai Noi ～ Ban Pong 2	53.6km	2 cct, 2 x 1272MCM	2 cct, 4 x 1272MCM
Non Chok ～ Site C	19.0km	2 cct, 2 x 1272MCM	2 cct, 4 x 1272MCM
Sai Noi ～ Wang Noi	56.0km		2 cct, 4 x 1272MCM
Wang Noi ～ Non Chok	64.0km		2 cct, 4 x 1272MCM

(7) 送電線の基本設計

a) 基本設計

本計画における送電線の基本設計は、次のように考えるものとする。

首都圏の送電線の 신설および、増改良については、極力既設設備の変更の少ないようにするものとし、現在タイ国内で使用している規格または、基準に準拠して計画を作成するものとする。

送電線の増改良および、将来計画の基本設計は、各1997、2001、2006、および、2011年度の各断面の電力系統に適用出来るようにするものとする。

なお、現地調査により将来新規ルートの建設が難しい場合には、既設送電線の増改良(多回線または多導体化)を考慮する。

また、送電線下用地の増加が出来ない箇所では狭線間鉄塔および、地下ケーブル化を検討して設計を行うものとする。

既設送電線の増強区間では、超高压化、多回線または多導体化が必要になるので、次のように考えるものとする。

i) 500kV、2回線化。

ii) 500kV、2回線および、220kV、2回線の併架。

iii) 220kVの多回線（4回線）または、多導体化。

b) 送電線の使用電圧

現在タイ国内で使用している電圧は、500kV、230kV、115kVおよび、69kVであり国際的にも規格があうので本計画における送電線の使用電圧は、次の通りの電圧を使用する。

主 要 送 電 線	電 圧
基幹送電線	500kV
基幹連系送電線	230kV
その他送電線	115kV

c) 送電線の使用回線数

現在タイ国内で使用している回線数は、500kVでは、1回線が多く、230kVでは、2回線が多く、115kVでは、1または、2回線が約半分であります。

将来規模の増強計画では、タイ国首都圏の経済開発、地域開発がここ数年に大きく発展しており用地確保が難しいので送電線規模は、多回線、多導体化が必要であり既設送電線線下用地を出来るだけ利用した設備とし、次のような回線数を推奨したい。

現 状 規 模	将 来 規 模
230kV, 2回線	500kV, 2回線化 500kV, 2回線と230kV, 2回線併架 230kV, 4回線化
115kV, 2回線	230kV, 2回線化 230kV, 2回線と115kV, 2回線併架 115kV, 4回線化

注) 架空線の建設が不可能な場合には、地下ケーブルを計画する。

d) 送電線の使用導体数

本計画の送電線は、比較的単距離（10～50km）の送電線であり、送電容量は、導体の熱容量で決定されるので、容量増加は多導体化によって確保するものとし、次のような導体数を推奨したい。

また、単導体では、コロナノイズおよび、ラジオ障害等が発生するので導体の表面電位傾度の少なくなるようにする。

導体単面積	導体数
1272MCM ACSR	1、2および、4導体数
795MCM ACSR	1、2および、4導体数
477MCM ACSR	1

なお、地下ケーブルを計画する場合には、1回線当たりの送電容量は、変電所の変圧器のバンク容量を送電出来る設備とし、次のように計画するものとする。

使用電圧	地下ケーブルの送電容量
230kV	300 MVA/cct 、 200 MVA/cct
115kV	200 MVA/cct 、 100 MVA/cct

e) 支持物

本計画の送電線に使用する支持物は、多回線、多導体化が必要であり設計荷重が大きくなるので、自立式鉄塔を推奨したい。

また、材料はアングル材のX断面の組み合わせでは、強度的に不足する場合には、パイプ材の鉄塔も考慮する必要がある。

なお、送電線の導体の地上高は、電界強度によって決定されるので、周囲の環境を考慮の上、地上高を選定する必要がある。

既設送電線線下を利用するので、線下の増設が不可能な場合によっては、鉄塔の導体線間を「狭線間」にした鉄塔の型状を考慮する必要がある。

地下ケーブルの場合には、首都圏地域の地質は軟弱地盤が多いので直埋設でなくコンクリートダクトまたは、トレンチを使用した埋設方法で行うように計画すべきである。

地下ケーブルの側溝の横断には、地下ケーブルを一端地上にだし架橋型のケーブルダクトを計画するものとする。

また、河川を横断には、地下ケーブルを一端地上にだし鉄塔径間にて計画する。

f) 碍子装置

送電線用地の関係から導体の横振れ幅が少なくなるように碍子装置（V吊装置または耐張装置）の使用により送電線下用地幅の低減を図る。

本計画の送電線に使用する碍子類は、既設送電線線下を利用する場合は多いので懸垂碍子装置は、電力線の横振れが小さくなるように「V型懸垂装置」または、狭線間であるので「耐張型装置」と「ジャンパー横振れ防止型懸垂装置」の組み合わせも考慮して計画されるべきである。

現在のEGATの送電線の碍子装置には、アーキングホーンまたは、シールドリングを付けていない物がおおいが、送電線落雷事故時に故障アークの除去を速やかにするため、将来建設される送電線の碍子装置には、アーキングホーンまたは、シールドリングを取り付ける構造として、事故率の低減を図るよう計画するものとする。

g) 送電線の鉄塔基礎型

本計画の送電線の経過地は、おおむね軟弱地盤が多く存在するので、鉄塔の不動沈下を生ずるおそれがあるので、送電線の鉄塔基礎には「杭打ち基礎」を使用して鉄塔の強度上不安のない構造とすべきである。

また、鉄塔基礎の反力の大きい箇所では、「杭打ち基礎」と「マット基礎」の組み合わせにより対応するものとする。

杭の種類は現在EGATでは、既設コンクリート杭を使用しているが、基礎反力が大きくなるので、「現場打ち杭」を使用して鉄塔基礎反力にあつた杭径と本数を決定するように計画するものとする。

h) 電力線の導体

電力線の導体の選定に当たっては、最適電力系統計画より決定されるが、送電容量より見て将来は、多導体化が必要になるので2～4導体化を考慮して計画するものとする。

なお、タイ王国の送変電設備は、ACSR1,272MCM（鋼芯アルミ撚線）を標準としているので電力系統計画が決定した時点で見直しをする。

導体の選定条件は次の通りとする。

- i) 所要送電容量があること（許容熱電流）
- ii) 導体の最大電位傾度
- iii) コロナ雑音レベル
- iv) 導体の機械強度特性
- v) 耐蝕性および、耐振性の良いこと

・送電線下用地が確保出来ない場合

送電線下用地が確保出来ない場合には、地下ケーブルの検討を行うものとする。

なお、地下ケーブルの種類は次のとおりの物を選定。

- i) 油入りケーブル（OFケーブル）
- ii) 架橋ポリエチレンケーブル（XPLEケーブル）
- iii) ガス絶縁ケーブル（SF6ケーブル）

また、現状では、油入りケーブルの利用が多く実績もあるが、今後の技術開発および、環境等を考慮して架橋ポリエチレンケーブルまたは、ガス絶縁ケーブルの使用も考慮するものとする。

・環境技術調査

超高圧送電線網の充実、拡大ならびに、高電圧、大容量化に伴い送電線設備が周辺環境へ影響を及ぼす可能性があるので、事前に十分な対策および、検討をしておく必要がある。

- i) 静電、電磁誘導の防止
- ii) テレビ受信調査
- iii) ラジオ受信調査
- iv) 風騒音の調査

・送電線周辺の調査

送電線周辺の調査は、送電線設備維持管理、建設工事の難容易、経済性に大きく影響するので事前に、十分な調査および、検討をしておく必要がある。

i) 地形地質の調査（断層、軟弱地盤、河川横過等）

ii) 気象調査（風、塩塵害、雷等）

i) 送電線の環境面からの制限

送電線の環境面からの制限については、特に電界強度による人体への影響および、風、コロナ騒音等による問題を十分に検討の上、次の対策を行うようにしたい。

i) 電界強度

送電線の地上高を決定にさいし電界強度（ $50\text{V}/\text{cm}$ ）以下になるように電力線の地上高を決定する。

ii) コロナ騒音

送電線より発生するコロナ騒音を防止するために導体を多導かまたは、碍子装置にコロナシールドリング等の装着を考慮する。

なお、導体の表面電位傾度は、 $15\text{V}/\text{cm}^2$ 以下になるようにする。

iii) 風騒音

送電線の導体に風が当たると風騒音が発生するのでこれらの対策として「風騒音防止スパイラルロッド」等を電力線に装着し、風騒音の発生防止対策を実施する。

iv) 航空障害

送電線による航空障害の恐れがある地区では、鉄塔地上高を60m以内にするか、航空標識塗装を施すものとし、航空機の進入禁止処置を施すものとする。

また、架空地線には、航空標識バールンを設置するものとする。

v) その他

環境地区で鉄塔の形状等による環境阻害のおそれがある場所では、環境上より美観のよい支持物を考慮する場合もあるので十分に検討するものとする。

j) 送電線下用地の補償。

送電線下用地の補償は、BGATでは次のようになっているが将来市街地化される箇所がおおいのでできれば送電線下用地の補償も考慮する必要がある。

用地範囲	補償範囲	
	現在の補償	将来の補償
鉄塔敷地	敷地のみ補償	敷地のみ補償
送電線線下用地	補償なし	一時補償（地価の％） または 借地補償（3－5年毎）

7.3 変電所

7.3.1 更新および新設工事

それぞれの計画年で最適電力系統構成を実現するために、変電所の更新および新設を行うが、それぞれの工事の内容は、付録に記載するとともに、以下のページに変電所毎の概要を示す。

変電所更新と新設の工事の概要は以下の通りである。

(1) NONG CHOK

付録参照。

既設の500 kV 1回線送電線と2基の600 MVAバンクの他に、2011年までに、新設500 kV送電線7回線を引き込み、750 MVAバンク3基を新設する。

引き込みを行う500 kV送電線は、以下の通りである。

- 1997年までに、THA TAKO向け1回線を引き込む。
- 1997年までに、SAI NOI向け2回線を引き込む。
- 2001年までに、AO PHAT向け2回線を引き込む。
- 2011年までに、<C>変電所向け2回線を引き込む。
- 2011年までに、AO PHAI向け2回線を更に引き込む。

500 kV変圧器バンクに付いては、1バンク（500 kV/230 kV、750 MVA）を2001年に新設し、2006年までに更に1バンクを新設する。

既設の230 kV 8回線に付いては：

- ON NUCH線（2回線）を、1999年までに4回線に建て替える。
- BANG PAKONG線（4回線）を分離し、1009年までに<C>変電所に引き込む。

MEAの需要に対応して、1997年までに変圧器1バンクを（230 kV、300 MVA）設置し、2006年までに更に1バンクを設置する。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 500 kV GIS (1-1/2遮断器、4ベイ)	1式
- 引き出し鉄構 (500 kV、4回線)	1式
- 変圧器 (単相、500 kV/230 kV、250 MVA)	6台
- 変圧器 (3相230 kV/115 kV)	2台
- 鉄構、電線、碍子、金具および雑材料	1式

(2) SAI NOI

付録参照。

1997年までにWANG NOI経由NONG CHOK向けの500 kV 2回線と、LOWER CENTRAL向けの2回線、および西部海岸向けの2回線をこの変電所から引き出す。

2001には、BANGKOK NOI向けの既設230 kV 2回線を、500 kV設計2回線に建て替え、230 kVで運用し、2002年には500 kVに昇圧する。

2005年までには、BANGSIT向けの既設230 kV 2回線を、500 kV 2回線に建て替え、500 kVで運用する。

既設の230 kV 8回線 (BANG PONG向け2、BANGKOK NOI向け2、RANGSIT向け2およびANGTHONG向け2)、および6回線 (BANG PONG向けの2本の送電線を含む)は、500 kVに建て替える。

1997年までには2バンク (500 kV、750 MVA)、更に2001年までに2バンクが必要となる。

2011年には、ANGTHONG向け230 kVフィーダーは、2回線のみ必要となる。

MEAの需要に対応して、1997年までに変圧器1バンクを (230 kV、300 MVA)、1997年、2001年および2011年に設置する。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 500 kV GIS (アルミパイプ母線、1-1/2遮断器、8ベイ)	1式
- 引き出し鉄構 (500 kV、4回線)	1式
- 変圧器 (3相、500 kV/230 kV、250 MVA)	12台
- 変圧器 (単相230 kV/115 kV、300 MVA)	4台
- 鉄構、電線、碍子、金具および雑材料	1式

(3) NORTH BANGKOK

付録参照。

2001年までには、BANGKOK NOI向けの既設の230 kV 1回線を500 kV設計の2回線に建て替え、2005年には500 kV運用を行う。

2002年には、RANGSITとLAT PHRAO向けの既設230 kV 2回線送電線を500 kV/230 kV 4回線送電線に建て替え、〈A〉変電所に引き込み、230 kVで運用し、2005年には500 kVに昇圧する。

1997年と2006年に変圧器1バンク（230 kV、300 MVA）を増設する。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- | | |
|---------------------------------|-----|
| - 500 kV GIS（1-1/2遮断器、8ベイ） | 1式 |
| - 引き出し鉄構（500 kV、4回線） | 1式 |
| - 変圧器（単相、500 kV/230 kV、250 MVA） | 12台 |
| - 230 kV GIS（二重母線、10ベイ） | 1式 |
| - 引き出し鉄構（230 kV、5回線） | 1式 |
| - 変圧器（3相230 kV/115 kV、300 MVA） | 2台 |
| - 鉄構、電線、碍子、金具および雑材料 | 1式 |

(4) BANGKOK NOI

付録参照。

2001年には、SAI NOI向けの既設の230 kV 2回線送電線を500 kV設計の2回線送電線に建て替え、これを230 kVで運用し、2002年には500 kVに昇圧する。

また2001年までには、NORTH BANGKOK向けの既設230 kV 1回線送電線を500 kV設計2回線送電線に建て替え、これを230 kVで運用し、2005年に500 kVに昇圧する。

2006年には4バンク（500 kV、750 MVA）が必要となり、更に2011年に1バンクの増設が必要となる。

2004年には、SANPHRAN 1の引き込む天満での230 kV 3回線を4導体3回線送電線に建て替え、そのうち2回線をSANPHRAN 1に引き込む。

THONBURI向けの新設230 kV送電線は、2006年に引き込み、更にTHONBURI向けの送電線1回線を2009年に引き込む。

MEAの需要に対応して、1997年までに変圧器3バンク（230 kV、300 MVA）が必

要となり、更に1バンクが2001年までに必要となる。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 500 kV GIS (1-1/2遮断器、5ベイ) 1式
- 引き出し鉄構 (500 kV、4回線) 1式
- 変圧器 (単相、500 kV/230 kV、250 MVA) 15台
- 230 kV GIS (二重母線、9ベイ) 1式
- 引き出し鉄構 (230 kV、3回線) 1式
- 変圧器 (3相230 kV/115 kV、300 MVA) 2台
- 230 kV電力ケーブルおよび付属品 1式
- 鉄構、電線、碍子、金具および雑材料 1式

(5) RANGSIT

付録参照。

1996年には、WANG NOI向けの230 kV 2回線フィーダーが新設され、ANGTHONG 1向けの既設2回線送電線は撤去され、更にWANG NOI向けの230 kV 2回線フィーダーが2004までに建設される。

1998年には、NORTH BANGKOKとLAT PHRAO向けの既設230 kV送電線を500 kV/230 kV 4回線送電線に建て替え、これをCHAENG WATHANAへ引き込む。

2005年には、SAI NOI向けの既設の230 kV 2回線送電線を、新設の500 kV 2回線送電線に建て替える。

MEAの需要に対応して、1997年までに変圧器3 2バンク (230 kV、300 MVA) の増設が必要となり、更に2001年まで1バンク、2006年までに2バンクが必要となり、2011年までには総計で1 2バンクが必要となる。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 230 kV開閉所装置 (アルミパイプ、1-1/2遮断器、
3ベイ) 1式
- 引き出し鉄構 (230 kV、1回線) 1式
- 変圧器 (3相230 kV/115kV、300 MVA) 6台
- 鉄構、電線、碍子、金具および雑材料 1式

(6) SOUTH BANGKOK

付録参照

1997までに、SOUTH THONBURI向け新設230 kV 1回線フィーダーを増設する。

MEAの需要に対応して、1997年までに変圧器2バンク（230 kV、300 MVA）の増設が必要となり、更に1バンクが2001年までに必要となる。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 230 kV開閉所装置（アルミパイプ、1-1/2遮断器、
3ベイ） 1式
- 引き出し鉄構（230 kV、1回線） 1式
- 変圧器（3相230 kV/115kV、300 MVA） 2台
- 鉄構、電線、碍子、金具および雑材料 1式

(7) SAMPHRAN 1

付録参照

2004年には、BANGKOK NOI向けの230 kV 1回線送電線と、SOUTH THONBURI向けの他の1回線を、2回線送電線（4回線鉄塔）に建て替える。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 230 kV開閉所装置（二重母線、2ベイ） 1式
- 引き出し鉄構（230 kV、2回線） 1式
- 変圧器（3相230 kV/115kV、300 MVA） 1台
- 鉄構、電線、碍子、金具および雑材料 1式

(8) SOUTH THONBURI

付録参照。

1997年には、SOUTH BANGKOK向けの230 kV 1回線のフィーダーを増設する。

1997年には、てゃのNTOK向けの230 kV、3回線フィーダーを引き込み、2011年には引き込みベイを増設する。

2004年には、SANPHRAN 1とBANGKOK NOI向けの230 kV 3回線送電線を、4導体の3回線送電線に建て替え、その2回線をSANPHRAN 1に引き込む。

1997年までには、更に2バンク（230 kV、300 MVA）が必要となる。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 230 kV開閉所装置（二重母線、3ベイ） 1式
- 引き出し鉄構（230 kV、2回線） 1式
- 変圧器（3相230 kV/115kV、300 MVA） 2台
- 鉄構、電線、碍子、金具および雑材料 1式

(9) BATCHADAPISEK

付録参照

1997年までには3バンク（230 kV、300 MVA）が必要となり、更に2001年に2バンク、2011年に2バンクが必要となる。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 変圧器（3相230 kV/115kV、300 MVA） 3台

(10) BANG KAPI

付録参照

新設のKHRONG TOEY向け230 kV 3回線送電線を1997年に引き込み、2001年には更に2回線、2010年には更に1回線を引き込む。

既設のON NUCH向けの230 kV送電線は、2006年に230 kV 4回線送電線に建て替える。

1997年には1バンク（230 kV、300 MVA）を増設し、2001年には更に1バンクを増設する。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 230 kV GIS（二重母線、8ベイ） 1式
- 引き出し鉄構（230 kV、8回線） 1式
- 変圧器（3相230 kV/115kV、300 MVA） 2台

(11) ON NUCH

付録参照。

NONG CHOKI向けの既設230 kV 2回線送電線は、1999年に4回線に建て替える。

既設のBANG KAPI向けの230 kV 4回線送電線は、2006年に建て替える。

既設のBANG PAKONG向けの230 kV 2回線送電線は、<C>変電所までを4回線に建て替える。

BANG PHIL向けの新設230 kV 2回線送電線は、2006年に分岐する。

1997年までに3バンク (230 kV、300 MVA) 必要となり、2006年には更に1バンクが必要となる。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 変圧器 (3相230 kV/115kV、300 MVA) 4台

(12) LAT PHRAO

付録参照。

既設のNORTH BANGKOKとRANGSIT向けの2回線送電線は、2002年に4導体2回線送電線に建て替える。

既設の4バンク (230 kV、200 目尾が場) は、2006に、230 kV、300 MVAバンク4台と取り替える。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 変圧器 (3相230 kV/115kV、300 MVA) 4台

(13) BANG PHLI

付録参照

ON NUCH向けの新設230 kV 2回線送電線は、2006年に分岐する。

1997年には2バンク (230 kV、300 MVA) が必要となる。

以上の変電所更新工事のためには、以下の機器が必要である。

- 230 kV開閉所装置 (1-1/2遮断器、アルミパイプ、
1ベイ) 1式

- 変圧器 (3相230 kV/115kV、300 MVA) 2台

(14) CHAENG WATHANA

付録参照。

以下の設備を新設する：

RANGSIT向けの500 kV/230 kV 4回線フィーダーを1988年に引き込み、<A>変電所向けの500 kV/230 kV 4回線フィーダーを2002年に引き込む。

1997年には2バンク (230 kV、300 MVA) が必要となり、2001年には更に1バンク、2011にも更に1バンク必要となる。

(15) TAPERAK

付録参照。

以下の設備を新設する：

SOUTH BANGKOKからBANG PHLIの既設230 kV 2回線送電線を変電所へ引き込む。

1997年には4バンク (230 kV、300 MVA) が必要となり、2006年には更に1バンク、2011にも更に1バンク必要となる。

(16) WANG NOI

付録参照。

以下の設備を新設する：

2011年までには、500 kVフィーダー8回線 (SAI NOI向け2回線、NONG CHOK向け4回線尾よりTHA TAKO向け2回線)、3バンク (500 kV、750 MVA) および230kV フィーダー6回線を建設する。

(17) CHIDLOM

付録参照。

更新を行わない。

(18) SATU PRADIT

付録参照。

SOUTH THONBURI向けの230 kV 3回線送電線と3バンク (230 kV、300 MVA)を1997年までに建設し、更に1回線と1バンクを2011年までに建設する。

(19) <A>変電所（開閉所）

付録参照。

以下の設備を新設する：

新設のSANANPAO向け230 kV 6回線を、2001年までに引き出す。

NORTH BANGKOK向けの500 kV/230 kV 4回線、CHAENG WATTHANA向けの500 kV/230 kV 4回線、およびLAT PHRAO向けの230 kV 4 導体 2 回線送電線を2002年までに引き出す。

(20) <C>変電所

付録参照。

以下の設備を新設する：

既設の230 kV送電線（NONG CHOK～BANG PAKONG、ON MUCH～BANG POKONG）を、2008年までに<C>変電所に引き込み、そのうちON MUCH向けの送電線は、2008年に230 kV 4回線に建て替える。

2009年までに、NONG CHOK向けの500 kV 2回線送電線と、4バンク（500 kV/230 kV、750 MVA）を建設する。

2011年までには、4バンク（500 kV、750 MVA）が必要となる。

7.3.2 変圧器バンク数の決定方法

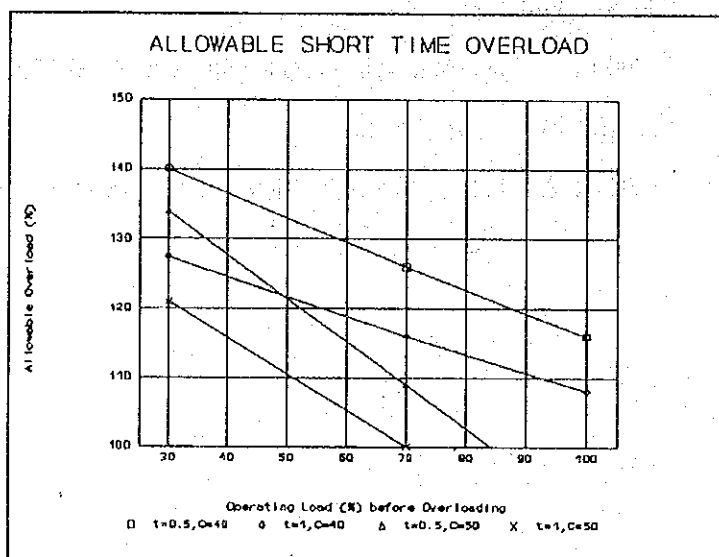
どの変電所で1バンクの停止があった場合にも需要家への停電を必要としないように、変圧器バンクの数は、変圧器の一つが停止したときにも、健全な変圧器の容量の総計が供給の継続のために充分であるようにしなければならない。

経済性を追求するために、または設計の段階で変圧器の数を最小とする目的で、日本では変圧器の「短時間過負荷」の概念が認められていて、これは、日本電気学会の技術報告書第2部、一連番号183号に報告されている。

以上の報告書に記載の許容短時間過負荷は、以下の図に示してある。

図から判るように、周囲温度40°Cで、過負荷の前に定格（100%負荷）で連続運転している強制油冷式変圧器ではでは、30分にわたって116%負荷（16%の過負荷）が許されている。

過負荷の前の運転負荷が小さいほど、更に大きな短時間過負荷が許される。



短時間過負荷として、安全側の115%を採用した場合には、変圧器の台数と変電所の最大ピーク負荷は、以下の公式で与えられる。

$$\frac{115\%}{100} \times (300 \times (N - 1) + 200 \times N') > \frac{P}{\cos\phi}$$

ここで；

N: 300 MVA変圧器の必要な台数

N': 既設の200 MVA変圧器の台数

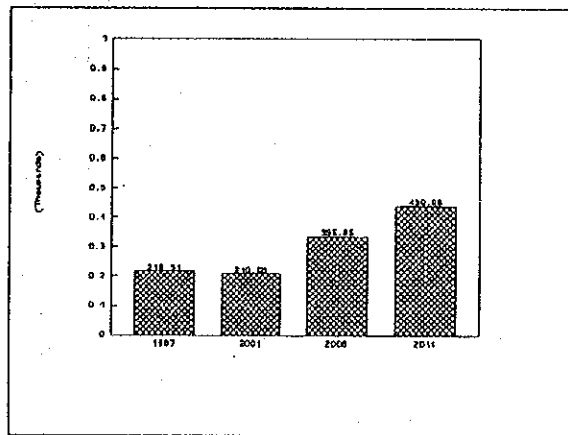
P: 変電所の最大ピーク負荷(MW)

cosφ : 力率 = 0.85

以上の変圧器台数選定の基準に従えば、各変電所の変圧器の必要バンク数は、以下の計算に示すようになる。

(1) NONG CHOK

Existing: 1 bank

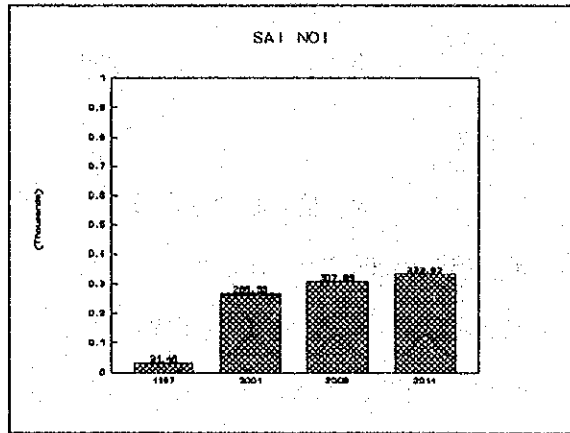


Total number of banks

2 2 3 3

(2) SAI NOI

Existing: 0 bank

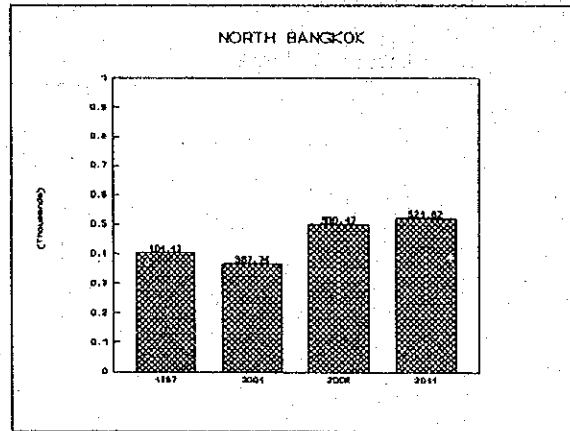


Total number of banks

2 2 2 3
(3) (3) (4)

(3) NORTH BANGKOK

Existing: 3 banks

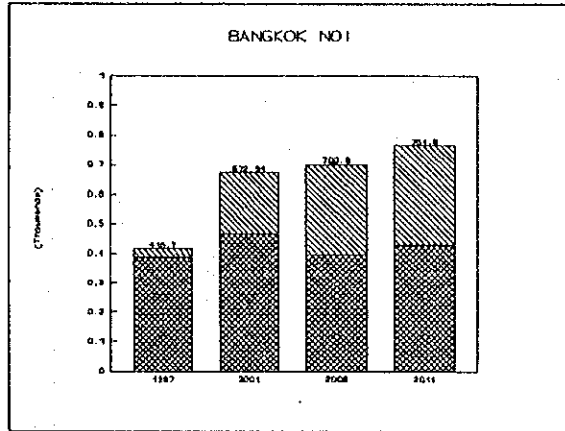


Total number of banks

4 4 4 4
(5) (5)

(4) BANGKOK NOI

Existing: 4 banks



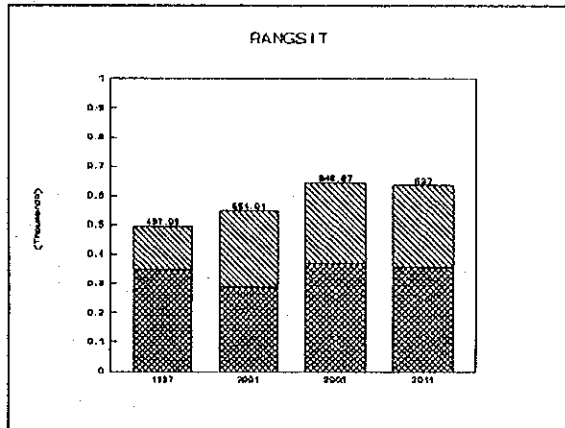
Total number of banks	230/115 kV:	4	4	4	4
	230/ 69 :	2	2	2	3

(7) (8) (8) (8)

29.38 205.67 304.19 334.65
387.32 467.27 396.61 430.15

(5) RANGSIT

Existing: 6 banks



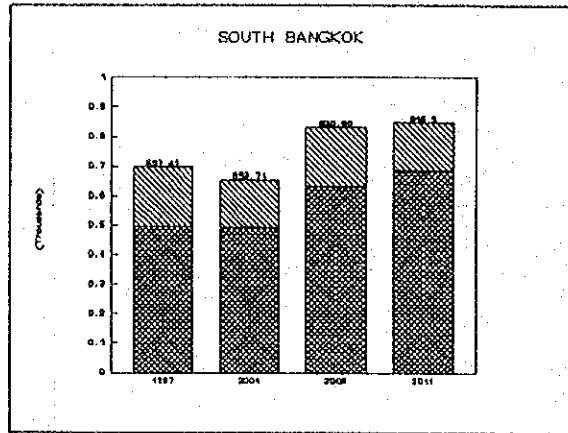
Total number of banks	230/115 kV:	4	4	4	4
	230/ 69 :	3	3	3	3

(9) (10) (12) (12)

145.06 264.47 276.82 278.54
352.03 286.54 369.85 358.46

(6) SOUTH BANGKOK

Existing: 5 banks

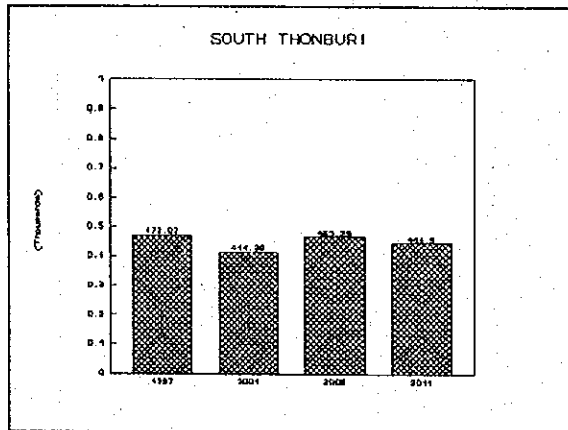


Total number of banks	230/115 kV:	4	4	5	5
	230/ 69 kV:	3	3	3	3
		200.19	163.17	197.7	160.19
		497.26	490.54	633.16	686.71

(7) SAMPHRAN 1

(8) SOUTH THONBURI

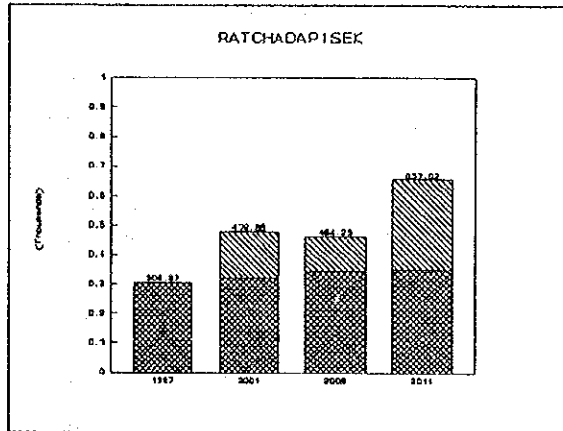
Existing: 2 banks



Total number of banks	4	4	4	4
-----------------------	---	---	---	---

(9) RATCHADAPISEK

Existing: 0 bank



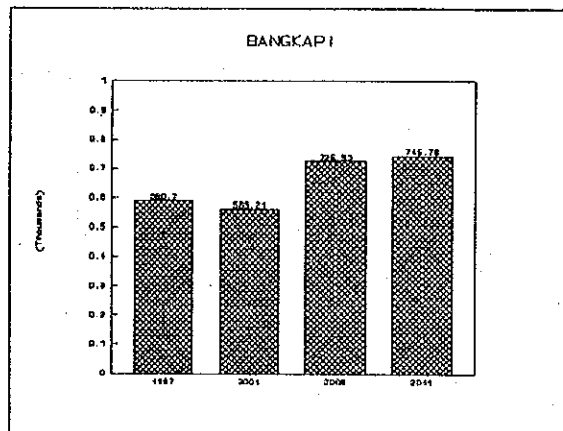
Total number of banks	230/115 kV:	2	3	3	3
	230/ 69 :	1	2	2	2

(6)

-	160.1	116.3	305.69
306.87	319.56	347.93	351.33

(10) BANG KAPI

Existing: 4 banks

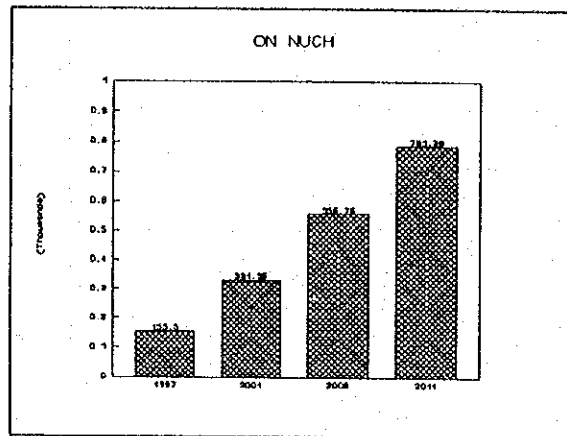


Total number of banks	5	5	5	5
-----------------------	---	---	---	---

(6) (6) (6)

(11) ON NUCH

Existing: 0 bank



Total number of banks

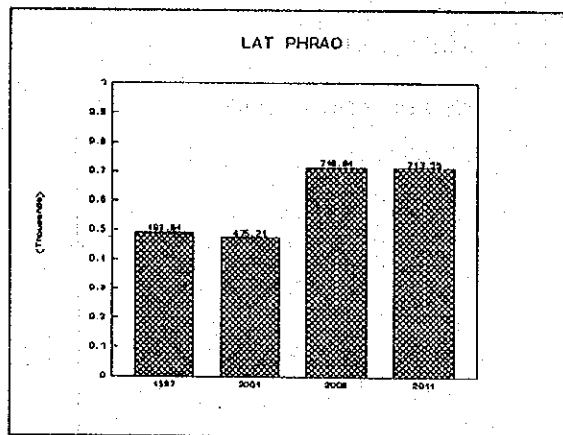
2 3 3 4

(3)

(4)

(12) LAT PHRAO

Existing: 4 banks



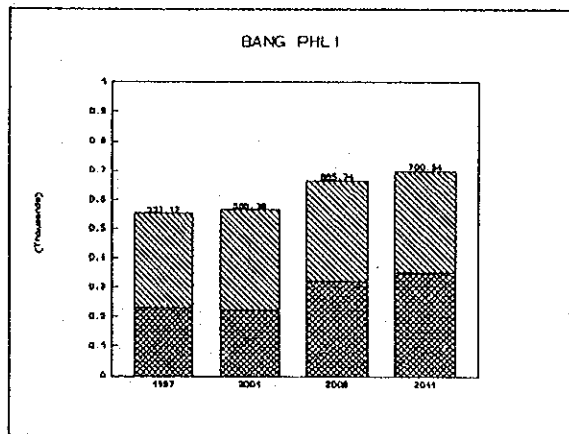
Total number of banks

4 4 5 5

(6) (6)

(13) BANG PHLI

Existing: 4 banks

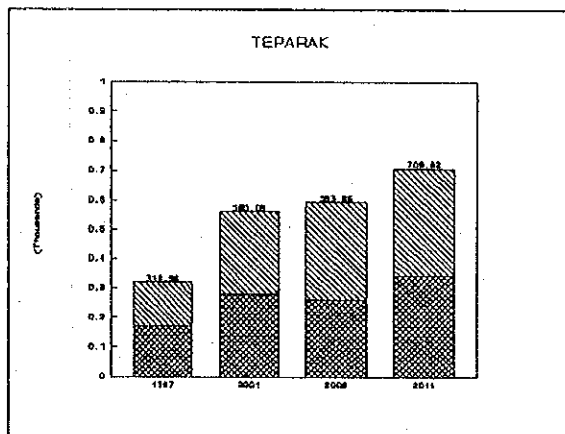


Total number of banks	230/115 kV:	3	3	3	3
	230/ 69 :	3	3	3	3

322.5	346	343.34	350.68
230.62	219.78	322.4	349.66

(14) TEPARAK

Existing: 0 bank

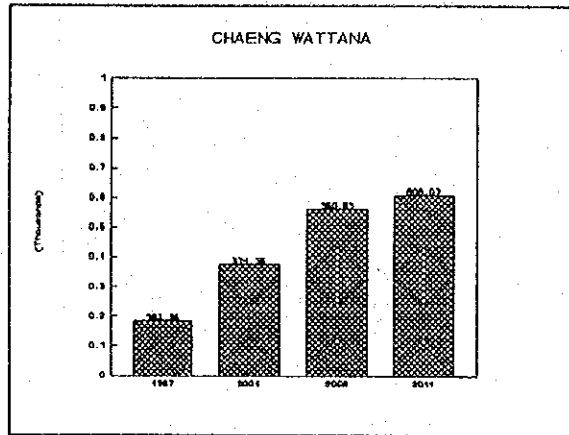


Total number of banks	230/115 kV:	2	2	2	3
	230/ 69 :	2	2	3	3

149.48	280.82	336.65	365.12
170.5	279.27	257.21	343.5

(15) CHAENG WATHANA

Existing: 0 bank

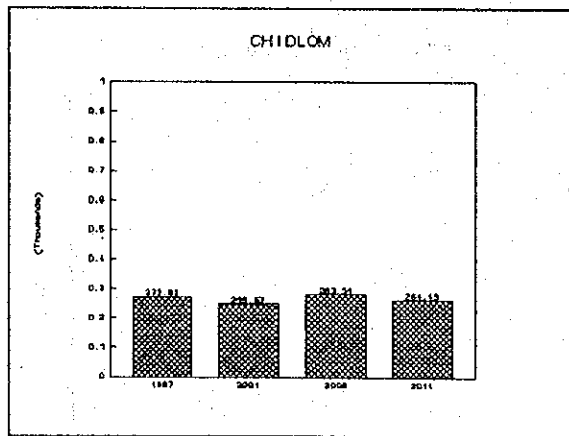


<u>Total number of banks</u>	2	3	3	4
------------------------------	---	---	---	---

(16) WANG NOI

(17) CHIDLOM

Existing: 2 banks

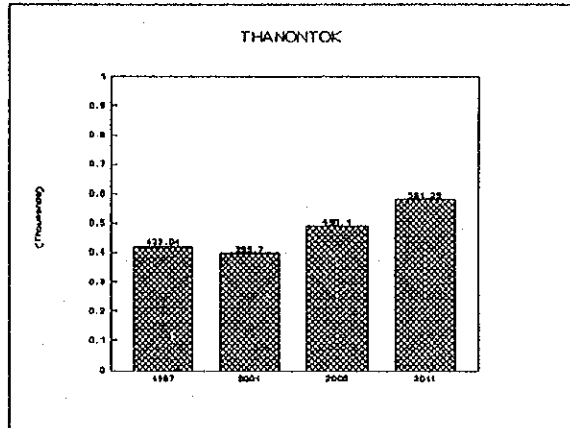


<u>Total number of banks</u>	3	3	3	3
------------------------------	---	---	---	---

(2)	(2)	(2)	(2)
-----	-----	-----	-----

(18) SATU PRADIT (THANONTOK)

Existing: 0 bank

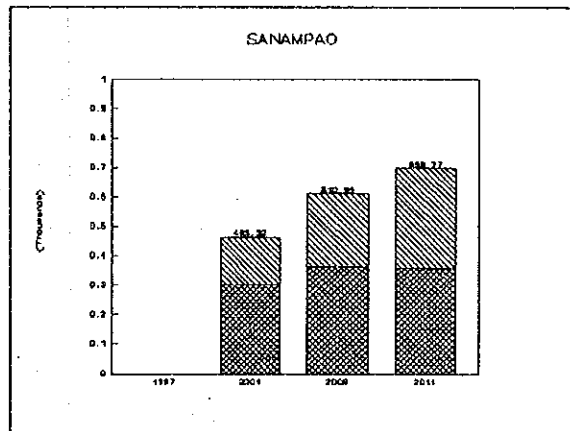


Total number of banks 3 3 3 3

(4)

(19) SANAMPAO

Existing: 0 bank

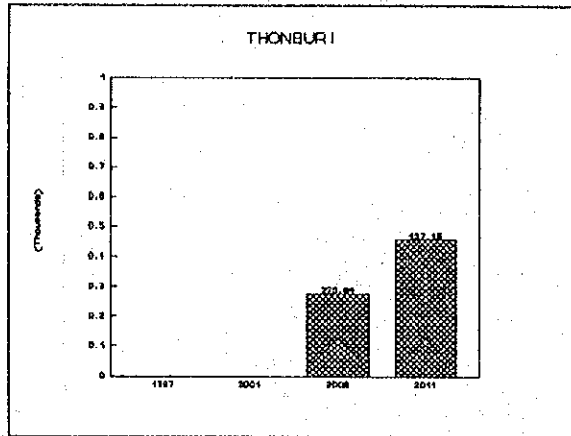


Total number of banks 230/115 kV:
230/ 69 :

- 162.04 247.88 337.15
- 301.28 363.06 359.62

(20) THONBURI

Existing: 0 bank

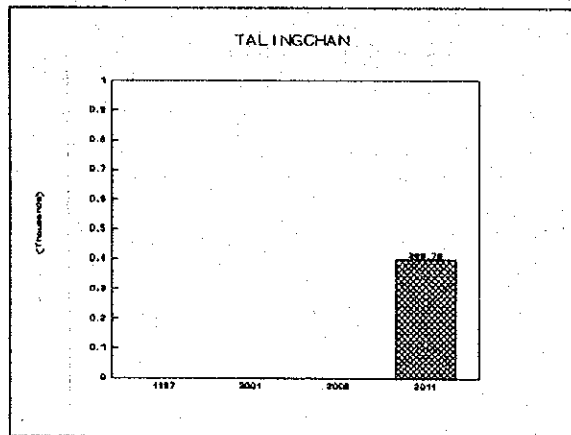


Total number of banks

2 3

(21) TALINGCHAN

Existing: 0 bank

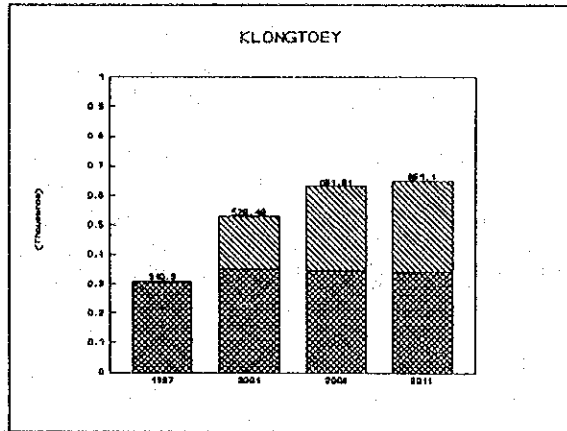


Total number of banks

3

(22) KHRONG TOEY

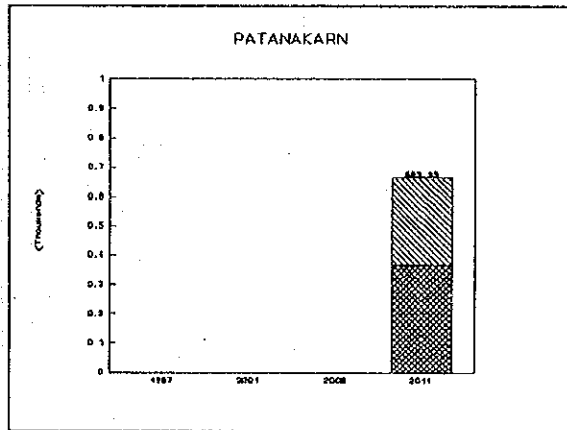
Existing: 0 bank



Total number of banks	230/115 kV:	3	3	3	3
	230/ 69 :	1	2	2	3
		0	180.79	284.98	309.08
		310.3	348.7	346.83	342.02

(23) PATANAKARN

Eisting: 0 bank



Total number of banks	230/115 kV:	3
	230/ 69 :	2
		296
		367.39

7.3.2 Determination of Number of Transformer Banks

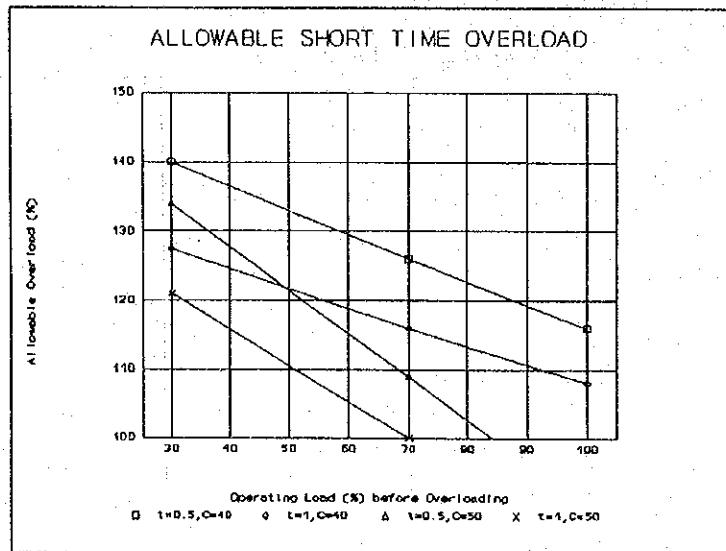
Not to shed power supply to the consumer even in the case of any one bank failure in any substation, the number of transformer banks should be determined in such a way that the sum of the capacity of sound transformers is enough to continue supplying power with one transformer out of service.

To pursue the economy, or to reduce the number of transformers the minimum under the design condition above mentioned in the other words, the concept of "short time overload" is allowed in Japan, which is reported in Technical Report Part 2, serial No.183 of Institute of Electrical Engineers of Japan titled "Operational Limit of Electrical Equipment Served for Power Transmission".

The allowable short time overloading indicated in the above report is shown in the figure below.

From the figure, it can be understood that 116% load (16% overload) for the duration of 30 minutes is allowed for the transformer of oil forced type which is operated at rated capacity (100% load) continuously prior to overloading at ambient temperature of 40 degree celsius

The less the operating load before overloading is, the more the allowable short time overload is.



When a conservative value of 115 % is adopted for short time overload, the relation of required number of transformers and the maximum power demand of the substation is expressed in the following formula.

$$\frac{115\% \times \{300 \times (N-1) + 200 \times N''\}}{100} > \frac{P}{\cos Q}$$

where,

N : Required number of 300 MVA transformer

N'' : Number of existing 200 MVA transformer

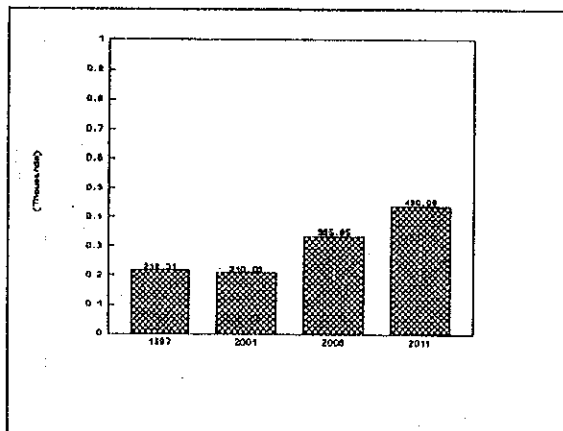
P : Maximum demand of substation (MW)

cosQ : Power factor = 0.85

In accordance with the criteria for selection of required number of transformer banks above mentioned, the required number of transformer banks for each substation is calculated as follows.

(1) NONG CHOK

Existing: 1 bank

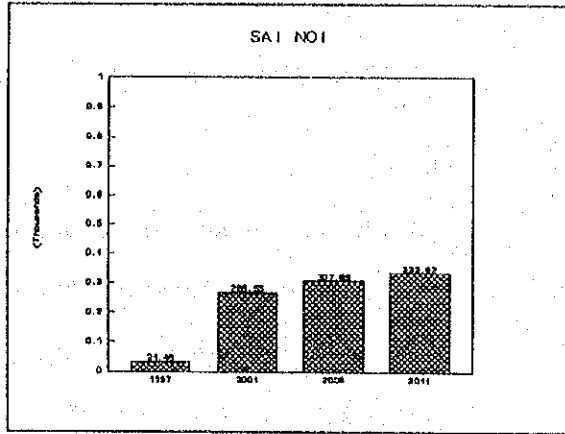


Total number of banks

2 2 3 3

(2) SAI NOI

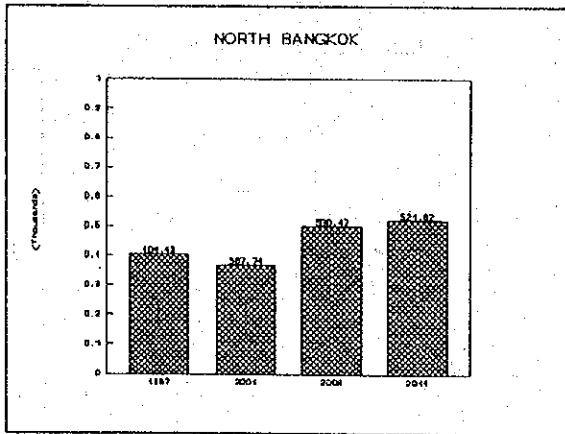
Existing: 0 bank



Total number of banks	2	2	2	3
		(3)	(3)	(4)

(3) NORTH BANGKOK

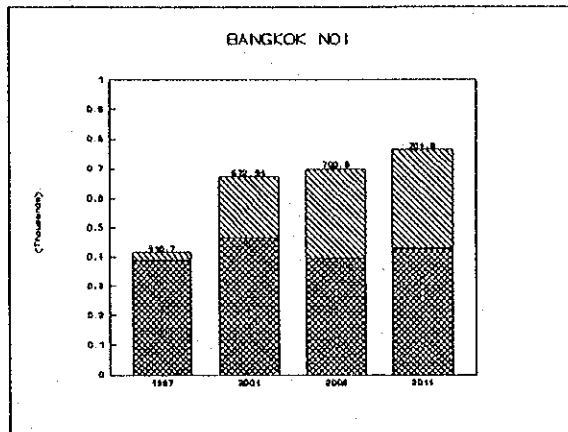
Existing: 3 banks



Total number of banks	4	4	4	4
			(5)	(5)

(4) BANGKOK NOI

Existing: 4 banks

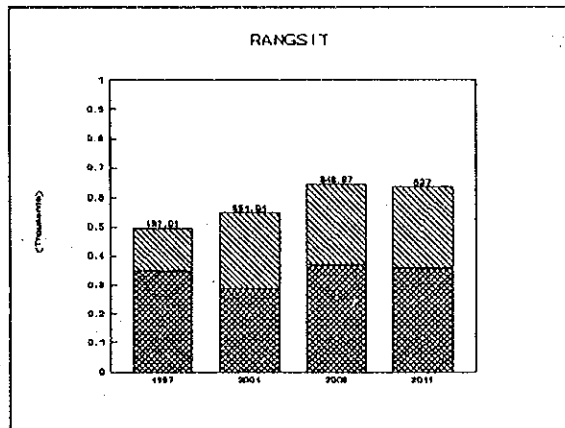


Total number of banks	230/115 kV:			
	1987	2001	2008	2011
	4	4	4	4
	230/ 69 :			
	2	2	2	3
	(7)	(8)	(8)	(8)

29.38	205.67	304.19	334.65
387.32	467.27	396.61	430.15

(5) RANGSIT

Existing: 6 banks

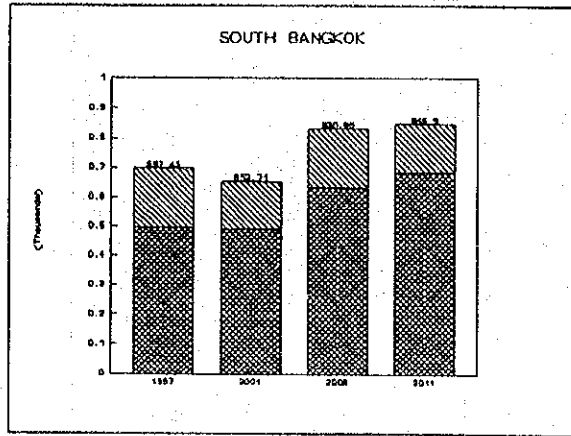


Total number of banks	230/115 kV:			
	1987	2001	2008	2011
	4	4	4	4
	230/ 69 :			
	3	3	3	3
	(9)	(10)	(12)	(12)

145.06	264.47	276.82	278.54
352.03	286.54	369.85	358.46

(6) SOUTH BANGKOK

Existing: 5 banks



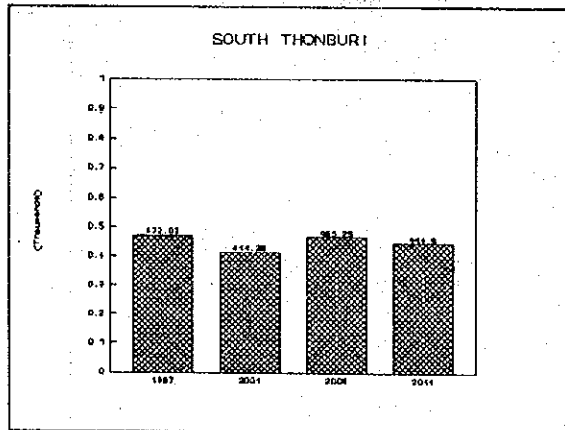
Total number of banks	230/115 kV:	4	4	5	5
	230/ 69 kV:	3	3	3	3

200.19	163.17	197.7	160.19
497.26	490.54	633.16	686.71

(7) SAMPHRAN 1

(8) SOUTH THONBURI

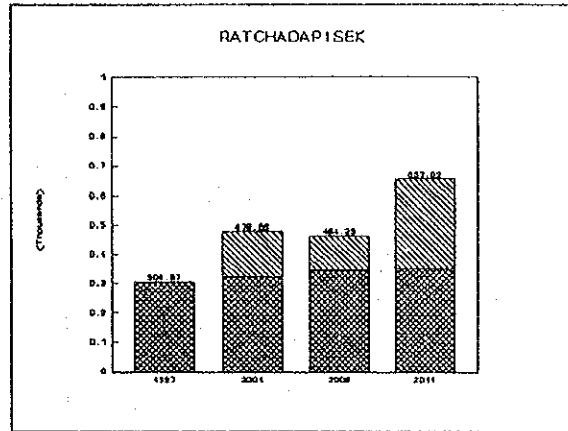
Existing: 2 banks



Total number of banks	4	4	4	4
-----------------------	---	---	---	---

(9) RATCHADAPISEK

Existing: 0 bank



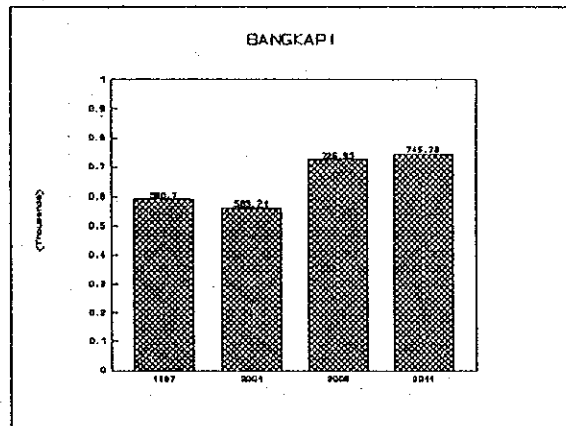
Total number of banks	230/115 kV:	2	3	3	3
	230/ 69 :	1	2	2	2

(6)

-	160.1	116.3	305.69
306.87	319.56	347.93	351.33

(10) BANG KAPI

Existing: 4 banks

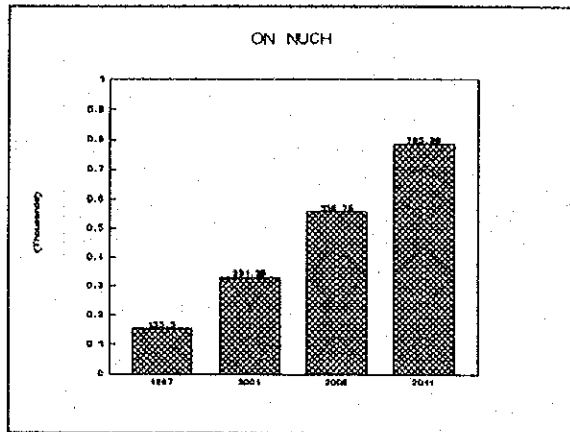


Total number of banks	5	5	5	5
-----------------------	---	---	---	---

(6) (6) (6)

(11) ON NUCH

Existing: 0 bank



Total number of banks

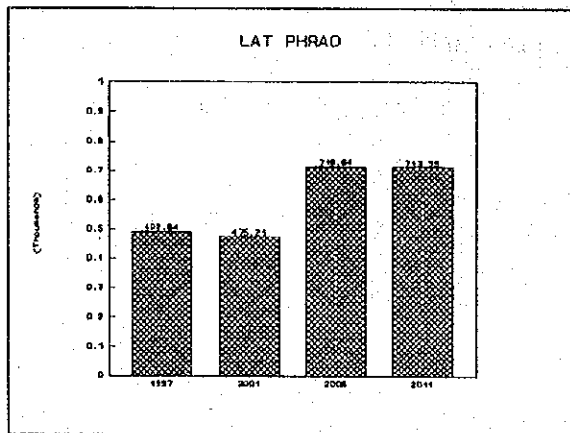
2 3 3 4

(3)

(4)

(12) LAT PHRAO

Existing: 4 banks



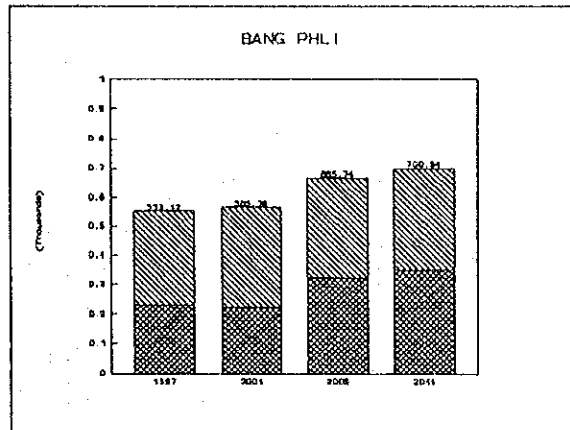
Total number of banks

4 4 5 5

(6) (6)

(13) BANG PHLI

Existing: 4 banks

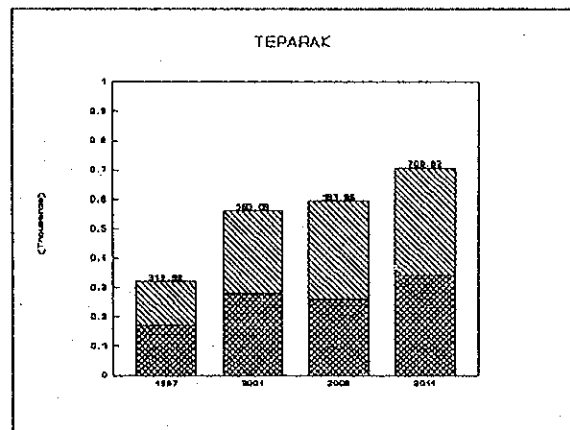


Total number of banks	230/115 kV:	3	3	3	3
	230/ 69 :	3	3	3	3

322.5	346	343.34	350.68
230.62	219.78	322.4	349.66

(14) TEPARAK

Existing: 0 bank

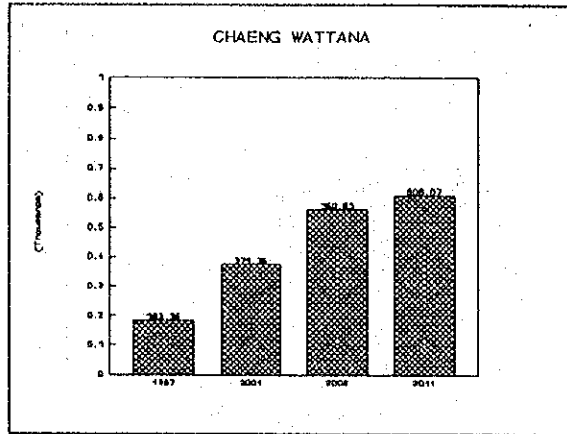


Total number of banks	230/115 kV:	2	2	2	3
	230/ 69 :	2	2	3	3

149.48	280.82	336.65	365.12
170.5	279.27	257.21	343.5

(15) CHAENG WATHANA

Existing: 0 bank

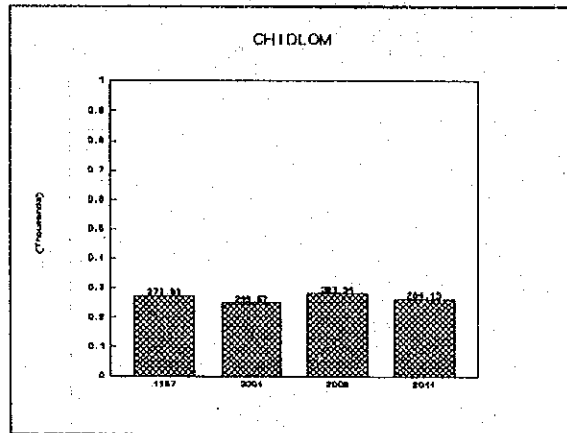


Total number of banks 2 3 3 4

(16) WANG NOI

(17) CHIDLUM

Existing: 2 banks

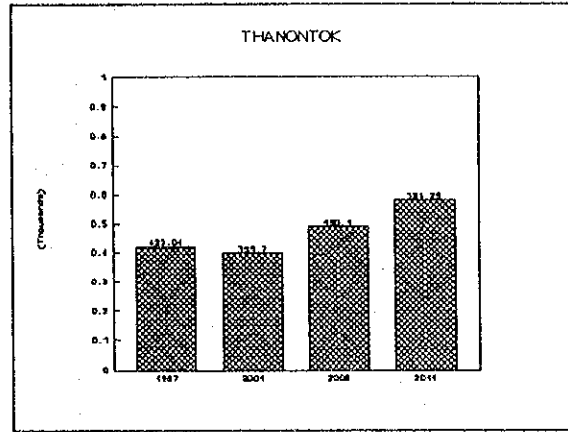


Total number of banks 3 3 3 3

(2) (2) (2) (2)

(18) SATU PRADIT (THANONTOK)

Existing: 0 bank



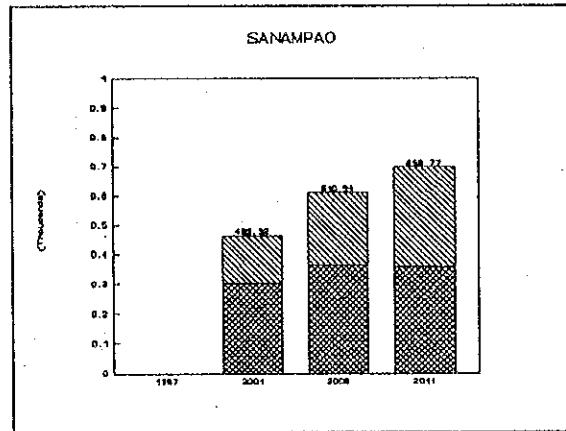
Total number of banks

3 3 3 3

(4)

(19) SANAMPAO

Existing: 0 bank

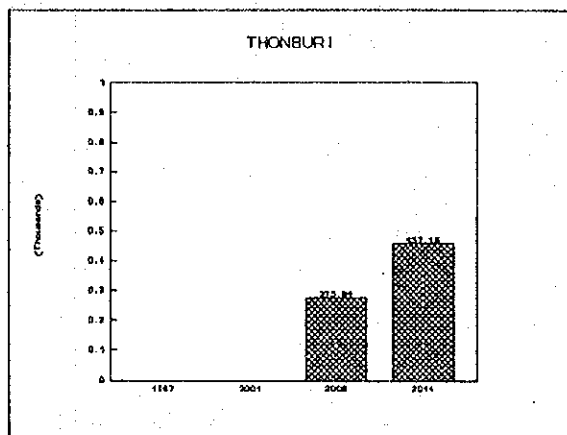


Total number of banks 230/115 kV:
230/ 69 :

- 162.04 247.88 337.15
- 301.28 363.06 359.62

(20) THONBURI

Existing: 0 bank

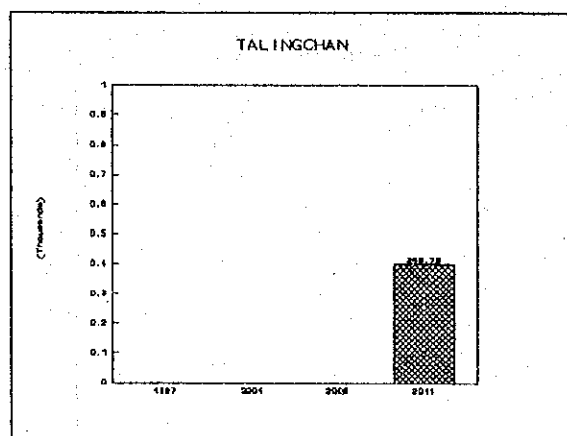


Total number of banks

2 3

(21) TALINGCHAN

Existing: 0 bank

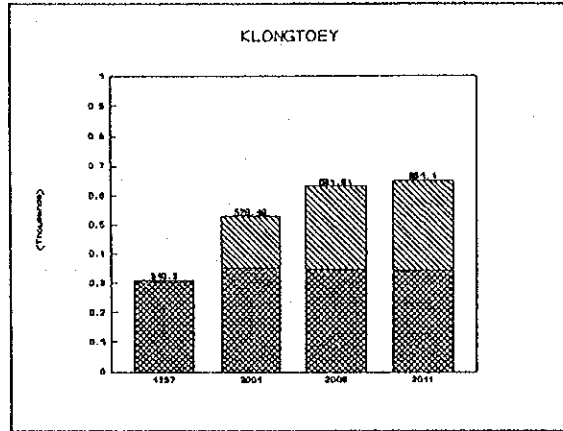


Total number of banks

3

(22) KHRONG TOEY

Existing: 0 bank

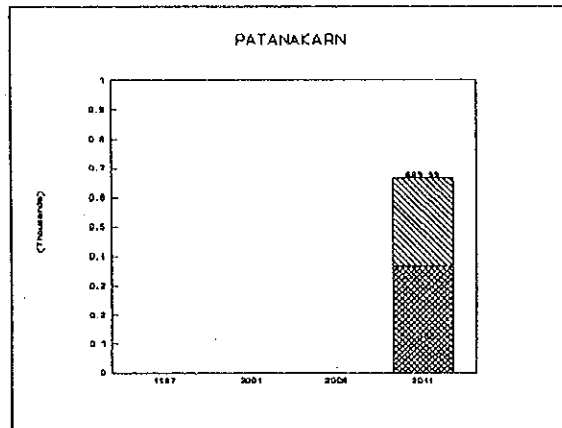


Total number of banks	230/115 kV:	3	3	3	3
	230/ 69 :	1	2	2	3

0	180.79	284.98	309.08
310.3	348.7	346.83	342.02

(23) PATANAKARN

Existing: 0 bank



Total number of banks	230/115 kV:	3
	230/ 69 :	2

296
367.39

第8章

建設費想定および建設工程

第 8 章 建設費想定および建設工程

8.1 建設費想定

8.1.1 建設費想定の方法

第 5 章に推奨した最適系統構成に基づいた第 7 章の基本設計を基本として、本章では、環境保償費を除く送電線と変電所の更新と建設に必要なすべての費用を想定する。

環境保償とのために必要となる費用は、第 9 章の「環境影響調査」において想定する。

それぞれの変電所と送電線の総建設費は、以下の項目に分けられる。

(1) 変電所

- 1) 土地取得費
- 2) 整地費
- 3) 基礎工事費
- 4) 制御所建屋
- 5) 設備費（購入と据え付け）

－鉄構は（引き出し構造物と、断路器、CT、CCPDおよび母線の支持構造物を含む）。

－その他のハードウェア

－主変圧器

－遮断器（その支持構造物を含む）

－計器用変成器

－制御装置と所内電源

－その他

- 6) その他の設備
- 7) その他費用
- 8) 技術料と監督費
- 9) 予備費
- 10) 輸入税

11) 付加価値税

(2) 送電線

1) 送電線ルート測量と地質調査

2) 用地

3) 予備工事

4) 鉄塔基礎

5) 設備費（購入と据え付け）

－鉄塔本体

－碍子連

－電線

－架空地線

－線路付属品

－接地用材料

－その他

6) その他費用

7) 技術料と監督費

8) 予備費

9) 輸入税

10) 付加価値税

以上の変電所の1)から7)項、および送電線の1)から6)項は、直接費として分類し、
その他は間接費として分類する。

間接費のそれぞれの項目は、以下のように定める。

－その他費用： 変電所および送電線についてのルート測量費、地質調査費、および用
地費を除く直接費の5%。

－技術料と監督費： 直接費の7%。

－予備費： 直接費の10%。

－輸入税： それぞれの製品に課せられる金額。

－付加価値税： 輸入税と、用地関係費用、ルート測量費、地質費、用地費を除く直

接費とを加えたものの7%。

間接費に含まれる建設中利子は、プロジェクトの総工事費が想定され、工程の時間的な区分が確定した後に、第11章、「財務分析」の中で決定する。

以上に示した各校目の価格は、「TRANSMISSION SYSTEM COST ESTIMATE CATALOG」に報告されているEGATの最近の経験に基づくものである。

価格のエスカレーション率としては、更新または建設の最初の年を含め、第11章財務分析において年5%と考慮するであろう。

すべての単価と総額は、内貨分と外貨分に分類する。

8.1.2 要 約

建設費は次項の表の通り、尚、価格については1992年現在とする。

送電線ルートを計画するに当たっては、グレートバンコク地域における用地確保の問題を考慮し、また建設費を最小とするために、できるだけ既設の用地を利用することに重点をおいた。

経済的にみれば、地中ケーブルよりも架空送電線が望ましいが、以下のように送電線の建て替えのための用地幅が充分でない場所や、航空機その他の障害となる場所では、地中ケーブルを計画した。

- RANGSIT ~ CHAEWG WATHANA (EGAT)
- SOUTH THONBURI ~ THANONTOK (MEA)
- BANG KAPI ~ KHLONG TOBY (MEA)
- <A> S. S. ~ SANAMPAO (MEA)
- BANGKOK NOI ~ THONBURI (MEA)
- ON NUCH ~ <C> S. S. (EGAT)

送電線の建設費は、ルート在地質（の善し悪し）によって、架空線の場合は鉄塔基礎の費用が、地中ケーブルの場合はトンネル掘削の費用が大幅に異なる。

グレートバンコク地域の大部分では、地表の地質は悪いと考えられるので、送電線の建設費については、悪い地質を想定した見積を行う。

変電所については、母線支持物、鉄構、または変圧器、遮断器、断路器その他の機器の基礎の地質に応じて、パッドまたはパイルの基礎が採用されるが、変電所の総建設費に占める基礎費用の割合が少ないので、それが総建設費に与える影響は少ない。

