

Fig. 4 - 2 Energy Demand at Generating End

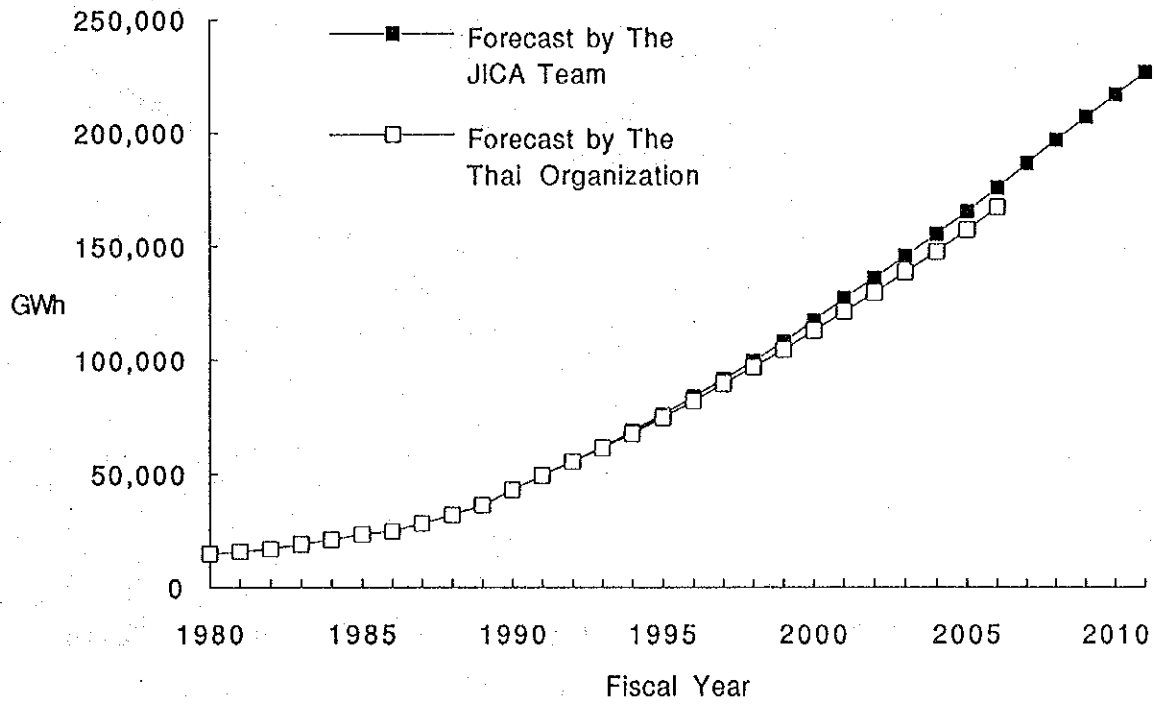


Fig. 4 - 3 Maximum Power Demand at Generating End

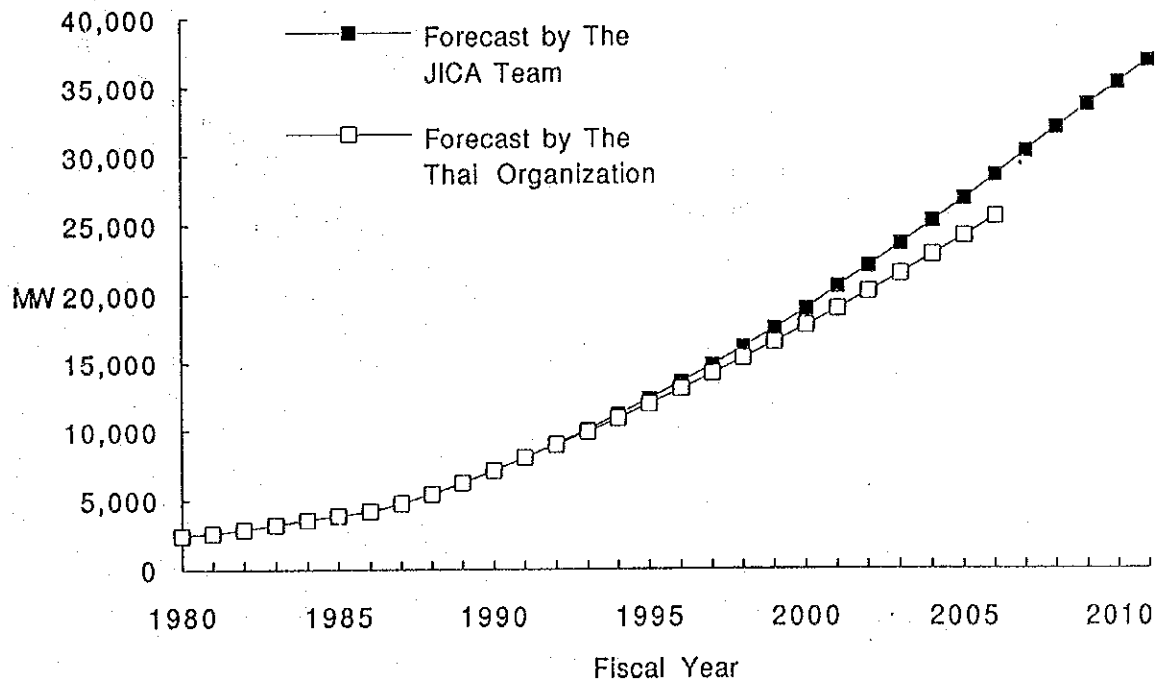


Fig. 4 - 4 Energy Demand by MEA

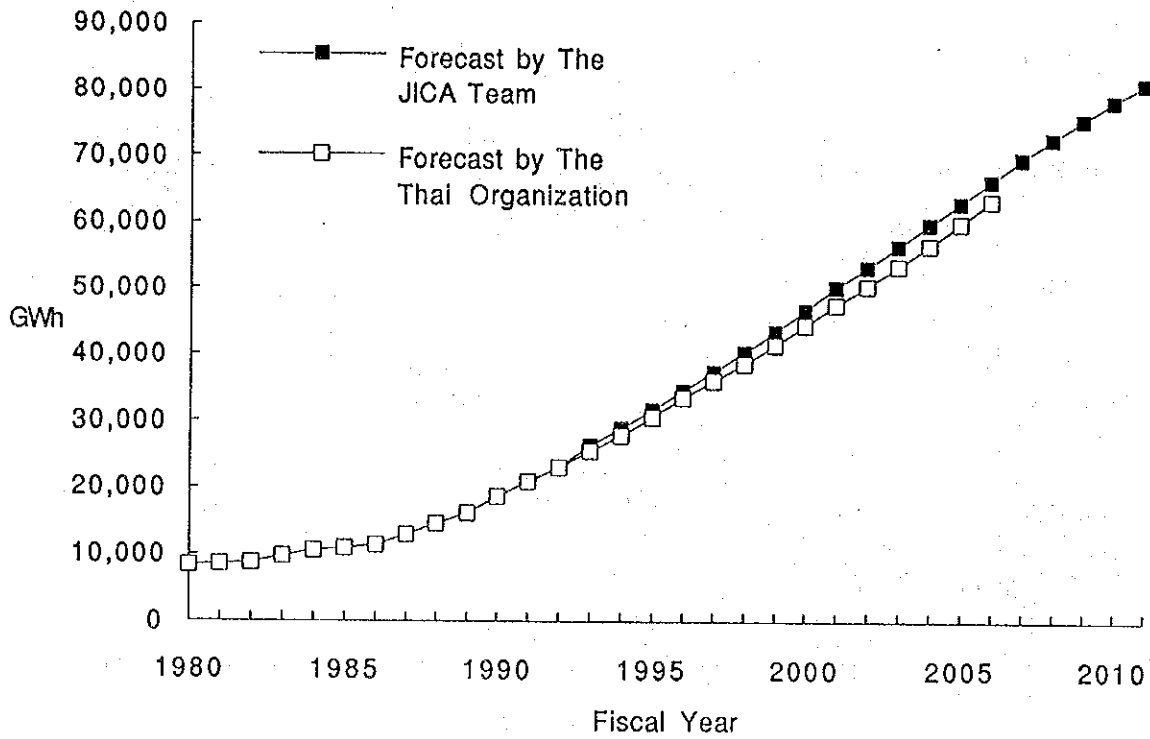
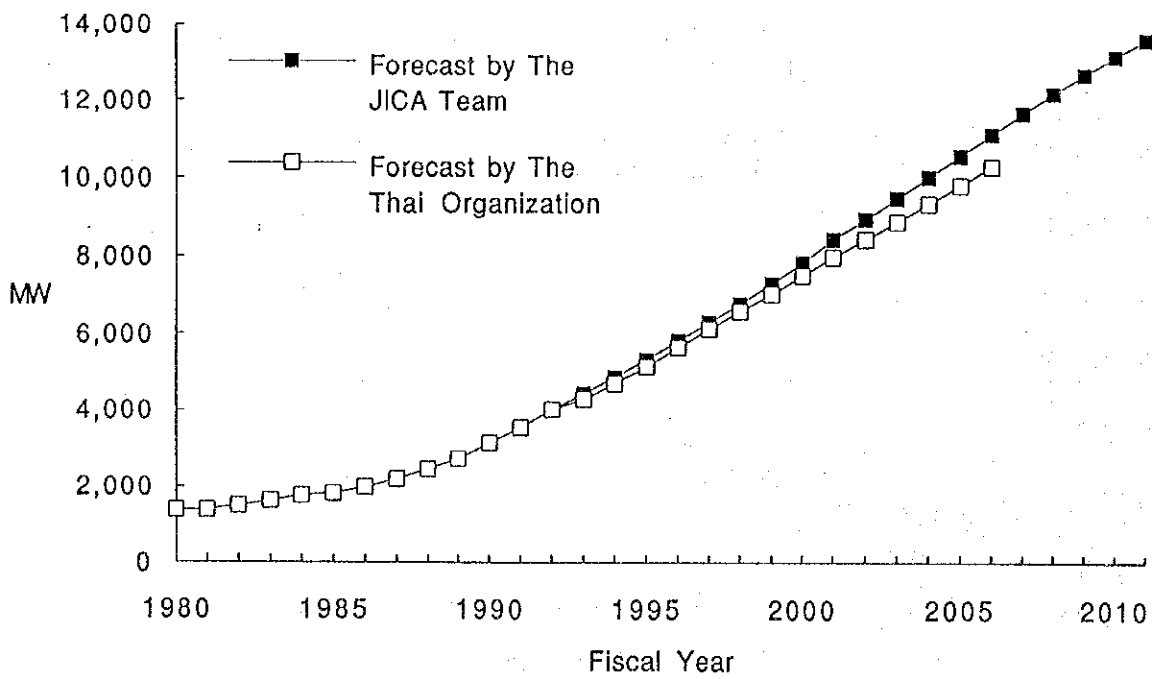


Fig. 4 - 5 Maximum Power Demand by MEA



第5章

グレートバンコク地域の長期電力系統計画

第5章 グレーターバンコク地域の長期電力系統計画

5.1 タイ王国の電力系統の現状

タイ王国の電力系統の概要を Fig. 5-1 に示す。電力系統を構成する送電線の電圧は500kV、230kV、115kV、および69kVである。また周波数は50Hzである。

タイ王国の電力系統は下記の4地域の系統に分割されるが、各系統は500kV、230kVあるいは115kVの送電線で相互に結合されている。

第一地域 首都圏およびその周辺地域

第二地域 東北部

第三地域 南部

第四地域 北部および中部

タイ王国の発電設備の容量は1992年9月現在で11,033MW（ディーゼル発電プラント28.6MWを除く）となっている。その内訳は水力2,429.2MW（22.0%）、石油/ガスおよびリグナイト焚火力5,506.5MW（49.9%）、コンバインドサイクル2,859.6MW（25.9%）、ガスタービン238.0MW（2.2%）である。

5.1.1 各地域の電力供給力と電力需要

1992年9月現在の電源の地域的分布と各地域への電力供給の実情は次のようになっている。

(1) 第一地域 (Region 1) はSouth Bangkok発電所 (1,330MW) やBang Pakong発電所 (3,074.6MW)、Rayon発電所 (1,130MW) などの大容量火力発電所あるいはコンバインドサイクル発電所、Srinagarind発電所 (720MW) やKho Laem発電所 (300MW) などの大容量貯水池式水力発電所があり、それらの設備容量の合計は6,973.3MW（全国の総発電設備容量の63.2%）である。

同地域は電力の大消費地であり、全国需要の約75%が同地域で消費される。

(2) 第二地域 (Region 2) にはChulabhorn発電所 (40MW) やSirindhorn発電所 (36MW) などの中規模水力発電所、Nam Phongコンバインドサイクル発電所 (353MW) およ

びガスタービン発電所があり、それらの設備容量の合計は491.3MW (4.5%) である。これらの電源は主にピーク時間帯に稼動する調整用電源であり、ベース供給力は主として230kV送電線を通して第四地域から、また115kV送電線を通して第一地域から送られている。また、この地域で必要とする電力の一部は隣国ラオス人民民主共和国のNam Gum発電所 (150MW) の余剰電力の購入によっても賄われている。電力需要については、全国の9~10%程度が同地域で消費されている。

(3) 第三地域 (Region 3) にはKhnom発電所 (150MW)、Krabi発電所 (34MW)、Suratani発電所 (72MW) などの火力発電所、Rajjaprabha発電所 (240MW)、Bang Lang発電所 (72MW) などの水力発電所があり、Hat Yaiにあるガスタービンを含めて、それらの設備容量の合計は611.3MW (5.5%) である。

ベース負荷に対する供給力としてKhanomやKrabiの火力発電所および最近完成したSecond Central-Southern Tie Line (230kV) による第一地域からの融通がある。また隣国マレーシアとの間に115kV/132kV Power System Interconnectionがあり電力の相互融通が行われている。

同地域で消費される電力は全国需要の6~7%である。

(4) 第四地域は出力2,025MW (1992年9月現在) のMae Mho火力発電所およびBhumibol発電所 (535MW)、Sirikit (375MW) などの大容量水力発電所を有し、それらの設備出力の合計は3,070MWである。これは全国の総発電設備容量の約28%を占めるものである。同地域で消費される電力は全国需要の8~9%である。

5.1.2 地域間の電力送電

第一地域は全国の電力需要の約75%を占める。バンコク及びその周辺都市がこの地域の主たる電力の消費地である。当地域にはかなりの電力供給力があるが、地域の全需要を充たすには十分ではない。そのため、比較的需要が低く、またMae Mho火力発電所の増設により供給力にかなりの余剰を持つ第四地域から電力融通を受ける。

第二地域は、前述のごとく、電力供給力に不足し、第一地域及び第四地域からの融通にも頼らなければならない。

一方、第三地域は電力の需要バランスが良くとれており、通常は他地域からの融通

を必要としない。

Fig. 5-2 は1991年ピーク時における各地域間の電力送電の状況を当調査団が想定したものであるが、第四地域は第一地域と第二地域へ夫々1,700MW、500MW、合計2,200MWを送電している。

5.2 将来に必要な電源の開発

タイ国の電源の設備容量は、1992年9月現在、11,033MWである。水力の季節的な出力変動や火力の出力低下などを考慮した保証容量は10,634MWであり、同年の最大電力需要に対して約18%の予備力を保有している。しかし、前述のように今後予測される電力需要の急速な伸びに対して、十分な供給力を確保するためには、今後も電源の開発に、継続的に努力していく必要がある。

Table 5-1 はBGATの電源開発計画 PDP92-01(1) に基づいて将来のタイ国の電力供給力を想定したものである。近い将来の電源の開発地点は第四地域の北部に位置するMae Moh地方及び第一地域の東部臨海地帯に集中している。

第一地域では中央南部におけるコンバインドサイクル発電所の建設や東部臨海地帯及び西部臨海地域における石炭火力発電所の建設が計画されている。これらの電源の開発によって、2006年には当地域の電源の設備容量は18,000MWになると予想される。

一方、同年における当地域の最大電力需要は全国需要の約75%に相当すると、約19,100MWと予想される。従って、約1,100MWの電力不足が生じ、これを他地域からの融通で補わなければならないことになる。

火力発電所の設置が提案されている西部臨海地域のBang Saphan地点は、グレーターバンコク地域から遠く、地理的に第三地域に近い。計画地点とグレーターバンコク地域のSai Noi発電所間の距離は約375kmである。

BGATは第三地域の南部臨海地帯に原子力電源の開発を計画している。この電源は主と

してグレートバンコク地域への送電を目的とするものとなる。

西部臨海地帯と南部臨海地帯は2000年以降の大電力発生地帯になると予想されている。これら2臨海地帯で発生する電力をグレートバンコク地域へ輸送する送電システムは長距離大電力を輸送するために系統安定度の点から決まり、送電設備への多額の投資を必要とするであろう。

環境問題が電源の開発と送電システムの構築に際して解決されるべき重要な事項となると思われる。また環境上、建設可能な送電システムが電源の開発規模を決める要素の一つになることも考えられる。

第四地域は北部のMae Mho及びLampang地方におけるリグナイト鉱山とリグナイトを燃料とする火力の継続的な開発によって電力供給力を増加し、余剰電力を第一地域及び第二地域へ供給するであろう。

JICA調査団は2006年における地域間の電力送電を予測したが、その例を Fig. 5-3 に示す。

5.3 将来のグレートバンコク地域の送電システムへのアプローチ

5.3.1 グレートバンコク地域の送電システムの現状

グレートバンコク地域には、現在、North Bangkok (237.5MW) と South Bangkok (1,330MW) の2つの火力発電所がある。これらは、3つのループを構成して首都圏を囲んでいる230kV送電網に接続している。当地域で使用される電力はこれら2つの発電所と230kVの環状送電線とから供給される。

この230kVの環状送電線にはBang Pakong (3,074.6MW)、Srinagarind (720MW)、Kao Laem (300MW) など第1地域にある他の発電所の発電電力も230kV送電線によって送られてきている。更に当地域には、Mae Moh (2,025MW)、Bhumibol (535MW)、Sirikit (375MW) など第3地域の発電所の発電電力も500kV及び230kV送電線により送られている。

Sai Noi, North Bangkok, Bang Kapi, Bangkok Noi, South Bangkok, Bang Phli, Rangsitなどグレーターバンコク地域の230kV送電系統につながる変電所は、上記の発電所の発生電力を集め、他の変電所に送電するという、当地域内への送配電のための非常に重要な役割を担っている。

これらの変電所や230kV送電線で構成される現在の送電系統は、今のところ、その機能を果たすことができる。また、将来数年間は既設送電線への複導体の使用や既設変電所の変圧器バンクの増設などの容量増加対策を講じることにより、機能は維持できるであろうと思われる。

5.3.2 計画地域の電力需要

グレーターバンコク地域の大部分を占めるMEAのサービス地域について、想定されている将来の最大電力需要は下記の通りである。

年 度	最大電力需要 (MW)
1 9 9 2	3,993 (実 績)
1 9 9 7	6,089 (タイ国機関による想定)
2 0 0 1	7,952 (タイ国機関による想定)
2 0 0 6	10,264 (タイ国機関による想定)
2 0 1 1	13,569 (JICA調査団による想定)

計画地域の電力需要の高い伸びは変電所及び送電線の新設を必要としているが、近年はそのための変電所用地や送電線ルート of 取得が非常に困難になっている。

更に、幾つかの変電所では、近い将来、故障電流が遮断器の遮断容量を超過するという問題がある。

5.3.3 電力系統に要求される事項

電力系統は、電力の発生、需要地への送電、需要家への配電を行うために適正な状態に保たなければならない。すなわち、設備の点検や補修などのために計画的に運用を停止する場合にも、総ての需要家に適切な電圧で、継続的に電力の供給を行うことが出来るように、電力系統は常に利用できる十分な発電設備と十分な容量の送配電

設備をかかえていなければならない。同時にこれらの設備が最経済的に運用される必要がある。それ故、電力需要が増加し続ける限り、電力系統も十分な設備容量を確保しながら成長していく必要がある。

5.3.4 送電系統拡大計画へのアプローチ

送電系統の増強計画は、対象地域の電力需要想定、将来開発される電源の地点とその規模、変電所の新設用地や送電線の新設ルート of 確保の可能性など用地事情、環境面の配慮および考慮すべき信頼度基準などに依存する。

グレートバンコク地域の送電系統の計画は、タイ国機関ならびにJICA調査団による電力需要想定と、EGATの電源開発計画に基づいて立案された。

計画系統には電圧の適正維持ならびに停電頻度や停電時間を減ずるために十分な設備容量および設備信頼度が考慮されている。

Fig. 5-4 に将来の送電系統の計画手順を示す。送電系統の計画にとられたアプローチは、先ず現在の系統から、遠い将来例えば20年程度先を展望し、先に示したような考慮すべき種々の条件に基づいて、一つないし幾つかの当該年度に対する送電系統計画案を作成した後、現在の系統にもどり、以後時系列的に目標となる送電系統を目指して、電力設備の増強を検討していくものである。

グレートバンコク地域の送電系統の計画には、当地域の設備設置条件、対処すべき問題点や要求項目、系統計画の基準など次節以降で述べる重要な事項が考慮されている。

送電線や変電所の基本的な設計は1997年、2001年、2006年および2011年について行われている。

送電系統の拡大および強化の必要性を質すために、電力潮流解析、短絡電流計算、安定度解析を全国的な系統について行っている。

5.4 送電系統計画のための基準

電力系統の設備は、通常の使用状態のほか過渡的に生じると考えられる種々の事象にも対応できるように計画されなければならない。このような事象とそれによって生じる結果が系統計画の基準として採用される。

電力設備の故障などにより生じる事象は、一般に、発電出力の減少、発電所全体の運転停止、重要な送電線の運転停止、変電所の重要設備の運転停止あるいはこれらの組合せに発展する。電力設備の増強の必要性は、一般にサービスの質と発送電コストの両方を勘案して検討される。

非常に稀な事象にも対応できる様に電力設備の増強を計ることは、これによって得られるサービスの質の改善と比較して、過大な設備投資を招来することになる。

一般的には、計画のための基準を設定し、これに基づいて送電系統拡張計画が立案される。この基準は、供給地域の負荷密度の状態や電力供給設備の開発の程度などに依存し、計画する電力会社によって相違する。

今回の送電系統計画に用いた基準は以下のとおりである。

- (1) 電圧変動は、通常状態で公称電圧の98%~105%、異常状態で92%~108%とする。
- (2) 先進国で広く使用されている単一故障 (n-1) 基準を採用する。すなわち送電線の1回線あるいは変圧器1バンクが故障停止する場合、負荷脱落や残留設備に過度の過負荷を生じてはならない。
- (3) 発電機および送電線に3相地落事故が生じた場合、電力系統は正常な故障除去および再閉路不実施の条件で安定でなければならない。

故障除去時間は次のとおりとする。

500kV 4 サイクル

230kV 5 サイクル

- (4) 500kV系、230kV系ともに母線の短絡電流は50kA以下とする。

5.5 要求事項とそれへの対策

グレートバンコク地域の電力需要は今後10年以内に2倍以上になると予想される。このような急速な需要の増加とそれに伴う重潮流とにより、既設の送電系統は近い将来、5.3.3に述べた要件を満たすことができなくなると思われる。

従って電力供給能力の増大、系統信頼度の維持のために電力系統の増強を早急に実施し、系統電圧の改善、送電損失の減少等を計る必要がある。

しかしながら、EGATは供給力の増大に必要な変電所の新設用地や送電線新設ルートの獲得が非常に難しいという問題のほかに、既設230kV送電系統には母線の故障電流が過大であるとか、送電線が重潮流であるといった技術的問題にも直面している。

このような問題に対して下記の対策が考えられる。

(1) 送電容量の増大対策

都市部に上位の電圧、例えば500kV、の送電系統を導入する。すなわち計画地域に500kVの変電所や送電線を建設する。大容量の設備を採用する。

変電所には、より大容量の変圧器及びガス絶縁開閉装置（GIS）を採用し、送電線には多導体を採用する。

老朽化した既設設備は、もし更新の必要があればこの方針にそって建て替える。

(2) 設備スペースの確保対策

大容量の電力設備例えば500kV設備のための用地や新設ルートの取得が非常に難しい場合は、既設の230kV送電線や変電所の建て替えを検討する。

既設送電線ルート上に変電所の建設を検討する。GIS機器を採用した小スペースの変電所（コンパクト変電所）、地下式変電所、あるいはビル型変電所の建設を検討する。またスペースの有効活用のため、現在設備より大容量の機器を採用する。

(3) 短絡電流増大対策

故障電流が定格遮断電流を越えると予想される変電所の遮断器については上位の定格のもの例えば50kA遮断器に取り替える。

変電所の母線分離、或いは既設送電線の接続変更や切り離しなど運用面で対処する。上位の電圧レベル（500kV）の導入を検討する。

高インピーダンス変圧器や限流リアクトルの採用も考えられる。

5.6 機器の信頼度基準と過負荷運転

送電系統が $n-1$ 基準に基づいて計画されるとき、単一故障時の電力供給支障を避けるために、一般に、多回線送電線の採用、送電線のループ化、変圧器複数バンクの並列使用などの対策がとられる。しかし、経済的観点から、単一故障時には残留設備に短時間ではあるが、ある程度の過負荷を許容させるのが一般的である。

Fig. 5-5 は送電線の過負荷運用の例である。

二回線並列運用で、当初、各回線に容量の80%が負荷されている場合、一回線が故障すると残回線は負荷160%で10分間運用出来るが、即120%に減負荷し、20分以内に100%容量まで減負荷しなければならない。

Fig. 5-6 は変圧器3バンク並列使用の場合の過負荷運用の例である。変圧器1バンクの喪失あるいは下位電圧系統に接続されている発電ユニットの喪失時に、当初80%負荷にあった各残留バンクは150%まで過負荷することが可能であるが、10分以内に120%、20分以内に最終的に容量100%まで減負荷しなければならない。

日本の電力会社は変圧器ごとに過負荷運用指針を定めており、そのなかには日本の電気学会が発行した「油入変圧器の過負荷運転指針」に基づいているものもある。

5.7 送電線及び変圧器の容量

計画段階の設備の容量は、機器の過負荷限度と過負荷運転時間などの電力会社の考え方に依る。過負荷運転時間は系統故障時において系統切り替えや予備力発動などにより残留設備を過負荷状態から解放するに要する時間である。

日本では、機器の運用限界を、通常、短時間（10分間或いは30分間）の過負荷容量から決定している。この時間間隔は系統の運用によって送電線や変圧器の電力潮流を制御し、残留設備が過負荷によって運転を停止のを防止するために必要であると考えられている。

本調査では下記を機器の送電容量とし、正常状態で電流潮流がこのレベルを越える可能性がある場合には系統増強などの解決策をとるものとした。

(1) 架空送電線の送電容量

a. 一回線送電線の送電容量

電 圧 kV	導 体		送 電 容 量 MVA
	MCM	ACSR	
230	1	1,272	429
	2	1,272	858
	4	795	1,303
	4	1,272	1,716
500	4	795	2,834
	4	1,272	3,734

b. 二回線送電線の送電容量

故障により一回線が喪失しても他回線は故障前の電力を連続して送ることが出来なければならない。それゆえ、二回線送電線は同種の導体を用いた一回線送電線と同一容量を有すると扱う。

c. n回線の送電容量

n回線の送電容量は同種の導体を用いた一回線送電線のn-1倍の容量とする。

(2) 地中送電線の送電容量

地中送電線は現在の230kV環状系統に在る変電所から、架空送電線の建設が不可能或いは非常に難しい人口稠密地域に設置される変電所へ送電するために採用される。

地中ケーブルの一回線と変圧器1バンクとにより1ユニットが構成され、その送電容量は変圧器から決められるものとする。この送電方式を Fig.5-7 に示す。

(3) 変圧器バンクの最大運転容量

変圧器バンクの送電容量には、単一故障時における変圧器の過負荷運用を考慮する。変圧器バンクの最大運転容量とバンク数は、日本電気学会の指針を参考にして、基本的には下表によるものとする。これに従うと、最大負荷時に変圧器1バンクが喪失した場合には、残留バンクは約30分間の過負荷を負うことが可能となる。しかしながら実設備の運用に当たっては個々の変圧器についてその過負荷運用を検討する必要がある。

設備容量 (MVA)	最大負荷 (MVA)
200×2	250
200×3	480
200×4	690
200×5	900
200×6	1,100
<hr/>	
250×2	320
250×3	600
<hr/>	
300×2	380
300×3	720
300×4	1,040
300×5	1,350
<hr/>	
600×2	760
600×3	1,440
600×4	2,080
600×5	2,700
<hr/>	
750×2	950
750×3	1,800
750×4	2,580
750×5	3,370

新設変電所は変圧器2バンク以上を以て運開し、並列変圧器バンクの合計潮流が上記の最大負荷を越える可能性のある場合にはバンクの増設を行う。

5.8 グレーターバンコク地域の現在の電力供給力

グレーターバンコク地域の電力供給力は230kV送電系統から低位の115kVおよび66kV系統に電力を供給する変圧器の最大負荷容量によって決まる。

Table 5-2 に当地域の各変電所の設備容量と最大負荷容量を示す。

設備容量と最大負荷容量の関係は前節5-7で述べた。

本表は、変圧器1バンクが脱落したとき、残留変圧器バンクには、迅速な潮流制御により過負荷が解消されるまでの短時間、定格容量の120%~130%の負荷をかけることができるとして作成されている。

グレーターバンコク地域における230kV変圧器の全設備容量と最大負荷容量は1991年現在夫々5,500MVA、4,100MVAである。

変圧器負荷の力率を0.9とすると、同地域の電力供給力は1992年現在で約3,690MWである。

5.9 将来の送電系統のイメージ

MBAサービス地域の最大電力需要は1992年度で3,993MWであった。電力需要は今後も高い伸び率で増加するものとみられている。タイ国機関の想定によると同地域の最大電力需要は2000年には7,472MW、2006年には10,264MWになると予測されている。更に将来については、年5%程度の伸び率を想定すると、2001年には13,000MWを越えるであろう。

増大する電力需要に対応し、EGATは電源を開発し、送電系統を増強していかなければならない。グレーターバンコク地域で要求される電力は、North Bangkok, South Bangkok, Bang Pakongなどの地域内にある発電所及び地域を囲む500kVと230kVの送電網から供給される。

EGATはNong Chok, Wang Noi, Sai Noi の3変電所を連結する500kV送電系統をグレーターバンコク地域を囲む既設230kV送電線の外側に建設する計画をもっている。

この500kV送電線は既設の230kV送電系統並びにSouth BangkokやBang Pakongなどの発電所とともにグレーターバンコク地域への電力供給に非常に重要な役割を担うことになる。

1992年9月に発行されたEGATの電源開発計画 PDP-92-01 (1)によれば、グレーターバ

ンコク地域の230kV系統につながる発電所の全容量は2006年時点で5,779MWになる（Table 5-3）。この容量は同年のMBAサービス地域の予測最大需要の約56%を満たすにすぎない。

20年後のMBAサービス地域の電力需要は14,000MWを若干下回るものと想定される。

4,500~5,000MWが上記の発電所から供給されるとすれば、残り9,000~9,500MWは他地域で発生された電力で補わなければならない。

すなわち、このような大電力が電源地帯より500kV送電系統を通してグレーターバンコク地域へ送られ、500kV変電所の500kV/230kV変圧器によって供給されなければならない。もし500kV変電所がユニット容量1,000MVAの変圧器バンク、4バンクで構成されるとすれば、グレーターバンコク地域内及びその周辺には少なくとも4箇所の500kV変電所が必要である。また上記の電力を当地域内に分配するためには、230kV送電線1ルート当たりの容量を1,600MWとすると、8ルートが必要になる。

EGATはNong Chok変電所に次ぐ500kV変電所として、首都郊外にSai Noi, Wang Noiの2変電所の建設を計画しているが、これら3変電所のほかにグレーターバンコク地域の西側からの供給力を増大するためBangkok Noi変電所を500kV変電所とすることを推奨する。

Fig. 5-8 は将来のグレーターバンコク地域の送電システムの一次的なイメージを描いたものである。JICA調査団は当地域に固有な諸条件や要求事項を考慮して、このイメージを超長期の電力系統へと発展させた。

5.10 超長期送電系統計画の主要点

5.10.1 500kV系統の拡大

JICA調査団がグレーターバンコク地域の長期送電計画を立てるに際して特に留意したことは以下の点である。

- (1) 特に都市中央部への電力供給力を増加すること。

- (2) 特に既設230kV環状線内部では、送電システムの増強のための新ルートの開発が極めて難しいか不可能であり、既設の送電線ルートのみを利用した系統増強を考えなければならないこと。
- (3) 出来るだけ連系メリットを損なわずに故障電流を50kA以下に抑制すること。

JICA調査団はこれらの事項を十分に認識した上で、系統増強の諸対策を検討し、グレートバンコク地域の現在の230kV環状線内部に500kVを導入することによって、信頼度の高い、将来の送電システムを計画した。さらに系統解析によってその妥当性を確認した。

前記の4変電所即ちWang Noi, Nong Chok, Sai Noi, Bangkok NoiがAng Thong, Saraburiなど計画対象地域外の変電所にも電力を供給しなければならないとすれば、グレートバンコク地域には、将来、これらの変電所のほかに1、2箇所の500kV変電所の設置が必要になる。

また、新ルートを開発せずにバンコク都心部への電力供給力を増すためには、既設送電線を建て替えて計画地域内部に500kVシステムを導入することが不可欠である。

グレートバンコク地域の送電システムの短絡電流は500kVシステムの導入と230kVシステムの分割運用により効果的に減少すると思われる。

5.10.2 超長期送電システム計画案の主要点

超長期送電システム計画案の主要点は下記の通りである。

- (1) Bangkok Noi変電所への500kVシステムの導入

グレートバンコク地域の西側からの供給力を増加するため、Bangkok Noi変電所に500kVを導入することとする。

そのための500kV送電線の建設については、ルートの新設が殆ど不可能と思われるので、既設のSai Noi-Bangkok Noi間の230kV送電線を500kV送電線に建て替えることとする。電線にはACSR 1, 272MCM × 4を使用する。

この500kV送電線が完成するとグレートバンコク地域の500kV系統はNong Chok, Wang Noi, Sai Noi, Bangkok Noiの各変電所を連結することになる。

(2) North Bangkok変電所への500kV系統の導入

North Bangkok, Lat Phrao, Ratchada Phisekなどの変電所から電力の供給を受けている地域への供給力を増すため、North Bangkok変電所へ500kV系統を導入する。

500kVの2回線送電線を既設のSai Noi-Rangsit間の230kV送電線およびRangsit-North Bangkok間の230kV送電線のルート上に建設する。Rangsit変電所には500kV機器を設置するに十分なスペースがないため、500kV送電線は同変電所に引き込まず、Sai NoiとNorth Bangkokを直接結ぶこととする。

Rangsit-North Bangkok間の送電線支持物は500kV 2回線と230kV 2回線の4回線を設備するものとする。この230kV 2回線はRangsitとNorth BangkokをChaeng WatthanaおよびA変電所経由でむすぶものである。ただし、Rangsit~Chaeng Watthana間で、Don Muang空港付近では構造物の高さ制限（45m未満）のために、230kV送電線には地下ケーブルを使用する必要がある。

架空送電線の電線は500kV、230kV共にACSR 1272MCM×4とする。

230kV送電線の地下ケーブル区間には架橋ポリエチレンケーブルを用いることとする。

初期の設備には回線当り600MW程度の容量のものを採用し、Chaeng Wattana変電所の負荷増に応じて増設を計ることとする。

Bangkok NoiとNorth Bangkok間の、既設230kV 1回線送電線は系統信頼度と系統運用の柔軟性の観点から500kV送電線に建て替えることが望ましい。

North Bangkok変電所と2010年頃に設置されるF変電所（TALINGCHAN）との間は500kV 2回線と230kV 2回線とが並列設置されるものとする。

(3) A変電所の設置

Rangsit-North Bangkok送電線からLat Phrao向け230kV送電線が1パイ分岐している地点にA変電所を設置し、同変電所とChaeng Wattana, North Bangkok, Lat Phraoを連系する。これにより回線間の潮流バランスが図られ、特にChaeng Wattana, Lat Phraoへの送電可能電力が増加する。

またA変電所の設置により将来都心部に設置する変電所へ送電する送電線ルートの開発が容易になる。

(4) Nong Chok-On Nuch送電線の増強

Nong Chok変電所の供給力を増加するために、Nong Chok-On Nuch間の送電線は4回線に増強する。使用電線はACSR 1,272MCM×2とする。

(5) C変電所の設置とBang Pakong-Nong Chok送電線およびBang Pakong-On Nuch送電線の増強

上記のNong Chok-On Nuch送電線の増強に加えて、Bang Pakong-Nong Chok送電線とBang Pakong-On Nuch送電線の交叉する地点にC変電所を設置し、CとNong Chok間ならびにCとOn Nuch間の送電線を増強する。これによりOn Nuch, Bang Kapi, Chidlomおよび将来設置する予定のH, B等、バンコク東部の変電所への供給力ならびに供給信頼度を高めることが可能となる。

Bang Pakong-Nong Chok間の230kV送電線の一つ(2回線)は、Nong ChokとCの間で4回線送電線に建て替える。

Bang Pakong-Nong Chok間のもう一方の230kV送電線は、Nong ChokとCの間で500kV送電線に建て替えて、C変電所に引き込むこととする。

Bang Pakong-On Nuch間の既設230kV送電線もC変電所に引き込み、上記500kV送電線とともに、Nong ChokからC変電所経由でOn Nuchへ供給するルートを形成する。

C変電所への500kVの導入は2010年頃になるであろう。

On Nuch-C変電所間の230kV送電線は導体ACSR 1,272MCM×2を用いて、4回線に建て替えるものとする。現在この送電線のルートは新設計画のある国際空港に隣接しているため、空港付近の建造物の高さ規制が及ぶ地域を避けて、送電線ルートを移設する必要があるであろう。あるいは空港付近の部分に地中ケーブルを使用する必要があるかも知れない。この場合、地中ケーブルには架橋ポリエチレンケーブルを使用する。

初期設備は回線当り660MW程度のもので採用し、送電線の負荷潮流の増加に応じて追加ケーブルの設置を行うこととする。

(6) Rangsit地域及びその近郊への電力供給

Rangsit地域への供給力を増すため、もう一箇所、例えばRangsit 2変電所の設置が必要になるであろう。新変電所の設置については115kV、69kV送電システムに関する検討も必要になるであろう。

Wang Noi-Rangsit間の送電線は導体ACSR 1,272MCM×2を用いて4回線とする。この送電線とNong Chok-Rangsit間の230kV送電線とにより、高信頼度の電力供給が保証される。

(7) 人口稠密地域における変電所の設置

人口稠密地域への供給力を増すため230kV変電所G, HおよびJを設置する。これらの変電所の2次側送電システム115kVまたは69kVへ電力を供給する変圧器バンクは最終容量を300MVA×3バンクまたは300MVA×4バンクとする。

これらの変電所への電力供給はA, Bang Kapi, South Thonburi, Bangkok Noiなどの重要変電所より230kVの地中ケーブルで行われる。

送電方法には Fig. 5-7 に示すユニットシステムを採用する。

人口稠密地域に設置する変電所の230kV送電線側には遮断器及び母線を省略して、単純でコンパクトな設計とする。

230kVケーブルの容量は変圧器バンクの容量と調和のとれたものとする。

(8) Ban Pong 2 - Sai Noi間 230kV送電線の500kV 2回線送電線への建て替え

西部臨海地帯と南部臨海地帯に設置する発電所からSai Noi変電所へ送電するために500kVの送電系統が構築されるであろう。500kV送電線の建設には、Ban Pong 2 - Sai Noi間の既設230kV送電線のルートが利用されるべきである。既設230kV送電線の500kV送電線への建て替えはSai Noi変電所の230kV母線の故障電流を抑制する効果がある。

(9) Bangkok Noi - Sam Phran 1 - South Thonburi 230kV 送電線の増強

Sam Phran, Samut Sakhonなどグレーターバンコク地域の西方に位置する地方の電力需要が増加すると、上記の送電線は重負荷になるので、2000年代半ばには増強する必要がある。

Bangkok Noi - Sam Phran 1 および South Thonburi を結ぶ230kV送電線一回線は夫々二回線に増強する。

電線はACSR 1,272MCM×4を使用する。

Sam Phran 1 変電所から Bangkok Noi - South Thonburi 230kV 送電線の1パイ分岐点までの230kV送電線(二回線)は同一ルートを使用した四回線送電線に建て替える。

Bangkok Noi と South Thonburi を直接結ぶ230kV 送電線の電線にはACSR 1,272 MCM×4を推奨する。

5.10.3 超長期電力系統の検討結果

グレーターバンコク地域の2011年送電系統の検討のため、JICA調査団は電源と送電線に関連して、いくつかのケースを想定した。

Fig. 5-9 ならびに Fig. 5-10 に、超長期電力系統の調査結果として得られた代表的な電力潮流図を示す。

Case 1 では電源は主として西部および南部臨海地帯に開発されるものとしたが、Case 2 では東部臨海地帯と西部臨海地帯にはほぼ同規模の開発があるものとした。どち

らのケースでも電源からグレートバンコク地域へ電力を送るのに必要な500kV送電線のルート数は多い。

Table 5-4 はグレートバンコク地域の各変電所の230kV母線の故障電流の調査結果である。

Fig. 5-11 に示す送電系統は将来開発の電源配置如何にかかわらず、電力供給、信頼度、故障電流などの将来の要求条件に対応可能である。Table 5-5 ならびに Table 5-6 はグレートバンコク地域の2011年系統を形成するために設置あるいは増強されるべき送電線と変電所を示すものである。

グレートバンコク地域の現在ならびに遠年度の送電系統を Fig. 5-12 に示す。

Table 5 - 1

POWER DEVELOPMENT PLAN AND TRANSITION OF POWER SUPPLY CAPABILITY OF THAILAND

Fiscal Year	Developed Power Plant	Fuel Type	Rated Capacity (MW)	As per EGAT's power development plan, PDP 92-01(1)					Peak Generation (MW)
				Whole Country (MW)	Accumulated Installed Capacity				
					Region1 (MW)	Region2 (MW)	Region3 (MW)	Region4 (MW)	
1991	Existing			9,610.3	5,550.3	378.3	611.3	3,070.4	8,045
1992	Rayong cc Block 1(ST) Unit 1	Gas	102	9,712.3	5,652.3				
	Bang Pakong Unit 3	Oil/Gas	600	10,312.3	6,252.3				
	Bang Pakong cc Block 3 (ST) Unit 1	Gas	99	10,411.3	6,351.3				
	Rayong cc Block 2 (ST) Unit 1	Gas	102	10,513.3	6,453.3				
	Bang Pakong cc Block 4 (ST) Unit 1	Gas	99	10,612.3	6,552.3				
	Rayong cc Block 3 (ST) Unit 1	Gas	102	10,714.3	6,654.3				
	Nam Phong cc Block1(ST) Unit 1	Gas	113	10,827.3		491.3			
	Rayong cc Block 4 (GT) Unit 1-2	Gas	206	11,033.3	6,860.3				9,000
1993	Bang Pakong Unit 4	Oil/Gas	600	11,633.3	7,460.3				
	Nam Phong cc Block2 (GT) Unit 1-2	Gas	242	11,875.3		733.3			
	South Bangkok cc Block1(GT) Unit 1-2	Gas	220	12,095.3	7,680.3				
	Rayong cc Block 4 (ST) Unit 1	Gas	102	12,197.3	7,782.3				9,924
1994	R2 Gas Turbine Retired	Gas	-28	12,169.3		705.3			
	Khanom cc Block 1(GT) Unit 1-4	Gas	448	12,617.3			1,059.3		
	Nam Phong cc Block2 (ST) Unit 1	Gas	113	12,730.3		818.3			
	Pak Mun Unit 1-2	Hydro	68	12,798.3		886.3			
	South Bangkok cc Block1(ST) Unit 1	Gas	115	12,913.3	7,897.3				
	Khanom cc Block 1(ST) Unit 1	Gas	226	13,139.3			1,285.3		10,892
1995	Pak Mun Unit 3-4	Hydro	68	13,207.3		954.3			
	Sirikit Unit 4	Hydro	126	13,332.3				3,195.4	
	South Bangkok cc Block1(GT) Unit 1-2	Gas	400	13,732.3	8,297.3				
	Mae Moh Unit 12	Lignite	300	14,032.3				3,495.4	11,946
1996	R3 Gas Turbine Retired	Gas	-70	13,962.3			1,216.3		
	Krabi Retired	Lignite	-34	13,928.3			1,181.3		
	Mae Moh Unit 13	Lignite	300	14,228.3				3,795.4	
	Bhumibol Unit 8	Hydro	175	14,403.3				3,970.4	
	Wang Noi Gas Turbine	Oil/Gas	600	15,003.3	8,897.3				13,075
1997	Mae Kham FBC Unit 1	Lignite	150	15,153.3				4,120.4	
	Kaeng Krung Unit 1-2	Hydro	80	15,233.3			1,261.3		
	Lower Central cc Block1	Gas	600	15,833.3	9,497.3				
	South Bangkok cc Block2(ST) Unit 1	Gas	200	16,033.3	9,697.3				
	Mae Kham FBC Unit 2	Lignite	150	16,183.3				4,270.4	
	Lower Central cc Block2	Gas	600	16,783.3	10,297.3				14,205
1998	Lam Takhong Unit 1-2	Hydro	500	17,283.3		1,454.3			
	Lower Central cc Block3	Gas	600	17,883.3	10,897.3				15,354
1999	Ao Phal Unit 1	Oil/Coal	700	18,583.3	11,597.3				
	Surat Thanl Unit1 Retired	Oil	-30	18,553.3			1,231.3		
	Mae Lama Luang Unit 1-2	Hydro	160	18,713.3				4,430.4	
	Ao Phal Unit 2	Oil/Coal	700	19,413.3	12,297.3				16,531
2000	Ao Phal Unit 3	Oil/Coal	700	20,113.3	12,997.3				
	New Thermal Unit 1	Oil/Coal	1000	21,113.3	13,997.3				17,765
2001	Region 3 cc Block1	Gas	300	21,413.3			1,531.3		
	Mae Taeng Unit 1-2	Hydro	26	21,439.3				4,456.4	
	New Thermal Unit 2	Oil/Coal	1000	22,439.3	14,997.3				19,000
2002	Lampang Unit 1	Lignite	300	22,739.3				4,756.4	
	Lam Takhong Unit 3-4	Hydro	500	23,239.3		1,954.3			
	Lampang Unit 2	Lignite	300	23,539.3				5,056.4	
	Lampang Unit 3	Lignite	300	23,839.3				5,356.4	20,219
2003	Bang Pakong cc Block 1 Retired	Gas	-380.3	23,459.0	14,617.0				
	Lan Krabu Gas Turbine Retired	Gas	-140	23,319.0				5,216.4	
	Lampang Unit 4	Lignite	300	23,619.0				5,516.4	
	Region 3 cc Block2	Gas	300	23,919.0			1,831.3		
	New Thermal Unit 3	Oil/Coal	1000	24,919.0	15,617.0				
	Lampang Unit 5	Lignite	300	25,219.0				5,816.4	
	Nam Khek Pumped-Storage Unit 1-2	Hydro	300	25,519.0				6,116.4	
	Lampang Unit 6	Lignite	300	25,819.0				6,416.4	21,482
2004	Nonh Bangkok Unit 1-3 Retired	Oil	-237.5	25,581.5	15,379.5				
	Bang Pakong cc Block 2 Retired	Gas	-380.3	25,201.2	14,999.2				
	Mae Moh Unit 1-2 Retired	Lignite	-150	25,051.2				6,266.4	
	New Thermal Unit 4	Oil/Coal	1000	26,051.2	15,999.2				
	New Thermal Unit 5	Oil/Coal	1000	27,051.2	16,999.2				22,795
2005	New Thermal Unit 6	Oil/Coal	1000	28,051.2	17,999.2				
	Lampang Unit 7	Lignite	300	28,351.2				6,566.4	
	Lampang Unit 8	Lignite	300	28,651.2				6,866.4	24,150
2006	Nuclear Unit 1	Nuclear	1000	29,651.2			2,831.3		
	Nuclear Unit 2	Nuclear	1000	30,651.2			3,831.3		25,515
Total Installed Capacity As Of 2006					17,999.2	1,954.3	3,831.3	6,866.4	

Table 5 - 2 CAPACITY OF TRANSFORMER BANKS AT 230KV SUBSTATIONS IN THE GREATER BANGKOK AREA

As of 1992

Substation	Transformer Banks		
	Voltage (kV)	Installed Capacity (MVA)	Max. loading (MVA)
NORTH BANGKOK	230/72.5	1 x 200 3 x 33.3	135
BANG KAPI	230/69	3 x 200	480
BANGKOK NOI	230/69	2 x 200 6 x 33.3	480
SOUTH BANGKOK	230/72.5	4 x 200	690
	230/115	1 x 200	200
BANG PHLI	230/69	2 x 200	250
	230/115	2 x 200	250
LAT PHRAO	230/69	3 x 200	480
RANGSIT	230/72.5	3 x 200	480
	230/115	1 x 200	135
		1 x 100	
NONG CHOK	230/115	1 x 200	200
CHIDLOM	230/69	2 x 250	320
Total		5,500	4,100

Table 5 - 3 CAPACITY OF THE POWER SOURCES IN THE GREATER BANGKOK AREA

Power Plant	Existing (as of 1991) (MW)	Additional Installation (MW)	Retired (MW)	Total (as of 2006) (MW)
North Bangkok	237.5	0	237.5	0
South Bangkok	1330	335 (Combined Cycle Block 1) 600 (Combined Cycle Block 2)	0	2265
Bang Pakong	2276.6	198 (Combined Cycle Block 3-4 Steam) 2 x 600 (Thermal Units 3-4)	760.6	2914
Wang Noi	-	600 (Gas turbine)	-	600
Total	3844.1	2933	998.1	5779

As per EGAT's power development plan, PDP 92-01(1)

Table 5 - 4 COMPARISON OF THREE-PHASE SHORT CIRCUIT CURRENTS OF THE 2011 YEAR SYSTEMS REGARDING POWER PLANT CONFIGURATION

230kV bus	Case 1	Case 2
	kA	kA
SAI NOI	24.9	25.4
WANG NOI	44.9	47.2
BANGKOK NOI	44.6	44.3
NONG CHOK (bus A)	44.7	48.8
NONG CHOK (bus B)	22.8	23.3
NORTH BANGKOK	30.1	30.6
C	40.5	42.9
A	26.9	27.2
RANGSIT	26.6	27.3
LAT PHRAO	25.2	25.6
RATCHADA PHISEK	29.3	30.7
BANG KAPI	36.6	38.9
ON NUCH	41.7	44.6
BANG PHLI	32.0	33.6
SOUTH TONBURI	37.9	37.8
SOUTH BANGKOK	35.2	35.1

Note The 230 kV system is split at CHAENG WATTANA, RATCHADA PHISEK, KHLONG MAI, BANG PHLI and NONG CHOK as shown on Figs 5-9 and 5-10.

Case 1 : Power sources are developed mainly in the western seaboard and southern seaboard areas.

Case 2 : Power sources are developed in the eastern seaboard and western seaboard areas almost equally.

Table 5 - 5 REINFORCEMENT OF TRANSMISSION LINES IN THE GREATER BANGKOK AREA

No.	Transmission lines		1992 year system			2011 year system			Remarks		
	From	To	Length (km)	Voltage (kV)	No. of Circuits	Conductor n x MCM	Length (km)	Voltage (kV)		No. of Circuits	Conductor n x MCM
23	WANG NOI	NONG CHOK	-	-	-	-	6.4	500	2	4 x 795	500kV line construction
28	SAI NOI	WANG NOI	-	-	-	-	56	500	2	4 x 795	500kV line construction
26	BANG PHU	BANG PAKONG	44.1	230	2	2 x 1272	-	-	-	-	2 pi (π) connection at D
26	D (BANG BOR)	D (BANG BOR)	-	-	-	-	17.5	230	2	2 x 1272	2 pi (π) connection at D
22	ON-NUCH	BANG PHU	10.5	230	2	1 x 1272	10.5	230	2	2 x 1272	Change to the bundle-conductor
15	ON-NUCH	BANG KAPI	10	230	2	2 x 1272	10	230	2	2 x 1272	Increase of the number of circuits
16	B (PATANAKARN)	BANG KAPI	10.4	230	2	2 x 1272	-	-	-	-	New line construction for the new substation
	LAT PHRAO	BANG KAPI	-	-	-	-	4.5	230	2	2 x 1272	2 pi (π) connection at RATCHADA PHISEK
	RATCHADA PHISEK	BANG KAPI	-	-	-	-	6.5	230	2	2 x 1272	2 pi (π) connection at RATCHADA PHISEK
27	SOUTH BANGKOK	BANG PHU	15.9	230	2	2 x 1272	11.5	230	2	2 x 1272	2 pi (π) connection at E
27	E (TEPARAK)	BANG PHU	-	-	-	-	5.5	230	2	2 x 1272	2 pi (π) connection at E
23,24	NONG CHOK	BANG PAKONG 2	42.3	230	2	2 x 1272	43	230	2	2 x 1272	Change of a line connection
23,25	NONG CHOK	BANG PAKONG 2	-	-	-	-	55	230	2	2 x 1272	Change of a line connection
18	NONG CHOK C	KHLONG MAI	34.3	230	2	2 x 1272	-	-	-	-	Change of a line connection
	ON-NUCH	BANG PAKONG 2	56	230	2	2 x 1272	19	500	2	4 x 1272	500kV line construction using the right-of-way of the existing 230kV line
19,20,21	ON-NUCH	BANG PAKONG 2	-	-	-	-	15.5	230	2	2 x 1272	Connection to C
	KHLONG MAI	BANG PAKONG	8	230	2	2 x 1272	22	230	4	2 x 1272/cable	Increase of the number of circuits and connection to C
	SAI NOI	RANGSIT	24.5	230	2	2 x 1272	8	230	2	2 x 1272	Underground cables are used in part
	RANGSIT	NORTH BANGKOK	19.4	230	1	1 x 1272	-	-	-	-	-
	NORTH BANGKOK	LAT PHRAO	17.7	230	1	1 x 1272	-	-	-	-	-
3,13,5,6	SAI NOI	NORTH BANGKOK	7	230	1	1 x 1272	4.4	500	2	4 x 1272	500kV line construction using the right-of-way of the existing 230kV line
13	RANGSIT	CHAENG WATTANA	-	-	-	-	10	230	2	4 x 1272/cable	2 pi (π) connection at CHAENG WATTANA
5	CHAENG WATTANA	A	-	-	-	-	7.1	230	2	4 x 1272	Underground cables are used in part
6	A	NORTH BANGKOK	-	-	-	-	4.4	230	2	4 x 1272	Connection to A
7	A	LAT PHRAO	-	-	-	-	2.7	230	2	4 x 1272	Connection to A
14	NONG CHOK	ON-NUCH	16.8	230	2	2 x 1272	16.8	230	4	2 x 1272	Increase of the number of circuits
26	BANG PONG 2	SAI NOI	33.6	230	2	2 x 1272	33.6	500	2	4 x 1272	500kV line construction using BANG PONG 2 - SAI NOI line route
2	SAI NOI	BANGKOK NOI	29.6	230	2	2 x 1272	29.6	500	2	4 x 1272	500kV line construction using the right-of-way of the existing 230kV line
1,4	BANGKOK NOI	NORTH BANGKOK	19.4	230	1	1 x 1272	18.4	500	2	4 x 1272	500kV line construction using the right-of-way of the existing 230kV line
	NORTH BANGKOK	F (TALINGCHAN)	-	-	-	-	9.2	230	2	2 x 1272	New line construction for the new substation
12	WANG NOI	RANGSIT/RANGSIT 2	-	-	-	-	50	230	4	2 x 1272	Connection of ANG THONG 1 - RANGSIT line to WANG NOI
	RANGSIT	RANGSIT 2	-	-	-	-	4	230	2	2 x 1272	Connection of the two substations
8,9	BANGKOK NOI	SAM PHRAN 1	12	230	1	2 x 1272	12	230	2	4 x 1272	Reinforcement of the existing line
9,10	SAM PHRAN 1	SOUTH THONBURI	19.8	230	1	2 x 1272	19.8	230	2	4 x 1272	Reinforcement of the existing line
11	BANGKOK NOI	SOUTH THONBURI	8.1	230	2	1 x 1272	8.1	230	1	4 x 1272	Reinforcement of the existing line
	A	G (SANAMPAO)	-	-	-	-	9	230	6	Cable	New line construction for the new substation
	SOUTH THONBURI	I (THANONTOK)	-	-	-	-	10	230	4	Cable	New line construction for the new substation
	BANGKOK NOI	J (THONBURI)	-	-	-	-	11	230	3	Cable	New line construction for the new substation
	BANG KAPI	H (KLONG TOBY)	-	-	-	-	8	230	6	Cable	New line construction for the new substation

Table 5 - 6 CONSTRUCTION PLAN OF SUBSTATIONS FOR POWER SYSTEM REINFORCEMENT IN THE GREATER BANGKOK AREA

Substation	1992 year system				2011 year system				Ind. peak load (MVA)
	Line equipment		Transformer		Line equipment		Transformer		
	Voltage (kV)	No. of Circuits	Voltage (kV)	Capacity (MVA)	Voltage (kV)	No. of Circuits	Capacity (MVA)	Max. loading (MVA)	
NONG CHOK	500	1	500/230	2x600	500	8	2x600 + 2x750	2270	629
WANG NOI	230	2	230/121	1 x 200	230	10	3x300	720	
SAI NOI	-	-	-	-	500	12	4 x 750	2580	
	-	-	-	-	230	4	-	-	-
	230	-	-	-	500	14 - 16	4 x 750	2580	511
	-	-	-	-	230	2	4 x 200	690	
BANGKOK NOI	230	6	230/69	2x200 + 2x100	500	4	5x750	3370	
	-	-	230/115	2 x 200	230	6	3x200 + 2x100	690	565
NORTH BANGKOK	230	3	230/72.5	1 x 200 + 1 x 100	500	4	4 x 750	2580	486
	-	-	-	-	230	5	3x200+1x300	720	712
C	-	-	-	-	500	2	4 x 750	2580	
BANG KAPI	230	8	230/69	3 x 200	230	6	6 x 200	1100	973
BANG PHLI	230	6	230/69	2 x 200	230	18	3 x 200	480	481
	-	-	230/115	2 x 200	230	6	3 x 200	480	474
CHIDLOM	230	2	230/66	2 x 250	230	2	2 x 250	320	343
CHAENG WATTANA	230	4	230/69	3 x 200	230	4	4 x 300	1040	777
LAT PHRAO	230	4	230/69	3 x 200	230	4	4 x 300	1040	777
ON - NUCH	-	-	-	-	230	16	4 x 300	1040	1063
A	-	-	-	-	230	12	-	-	-
RANGSIT *3	230	8	230/72.5	3x200	230	8	5 x 300	1350	1133
RATCHADA PHISEK	230	-	230/115	1 x 200 + 1 x 100	230	8	5 x 300	1350	1147
SOUTH BANGKOK	230	5	230/72.5	4 x 200	230	4	3 x 300	720	479
	-	-	230/115	1 x 200	230	4	3 x 200	480	417
SOUTH TONBUJRI	230	6	230/66	-	230	5	5 x 200	900	893
B (PATANAKARIN)	-	-	-	-	230	10	3 x 200	480	220
D (BANG BOR)	-	-	-	-	230	4	4 x 200	690	607
H (KHLONG TOEY)	-	-	-	-	230	4	3 x 300	720	477
F (TALINGCHAN)	-	-	-	-	230	4	2 x 300	380	384
E (TEPARAK)	-	-	-	-	230	4	3 x 300	720	647
I (THANONTOK)	-	-	-	-	230	6	3 x 300	720	444
J (THONBUJRI)	-	-	-	-	230	2	3 x 300	720	401
G (SANAMPAO)	-	-	-	-	230	4	3 x 300	720	581
SAM PHRAN 1	230	2	-	-	230	4	3 x 300	720	469
	-	-	-	-	230	4	3 x 300	720	498
	-	-	-	-	230	4	4 x 300	1040	793
	-	-	-	-	230	3	3 x 300	720	601
	-	-	-	-	230	6	3 x 300	720	467
	-	-	-	-	230	6	3 x 300	720	438

*1 The transformer banks should be replaced by larger ones.
 *2 Two circuits of eight are for the power source developed following the Ao Phai project.
 *3 It is required that the substation load which includes PEA's load is divided into two or three, and new substations are constructed in future.
 *4 Number of circuits depends on the development of the power sources in the west and south.
 *5 Two circuits of six are for a future-built substation, e.g. SAMUT SAKHON 3.

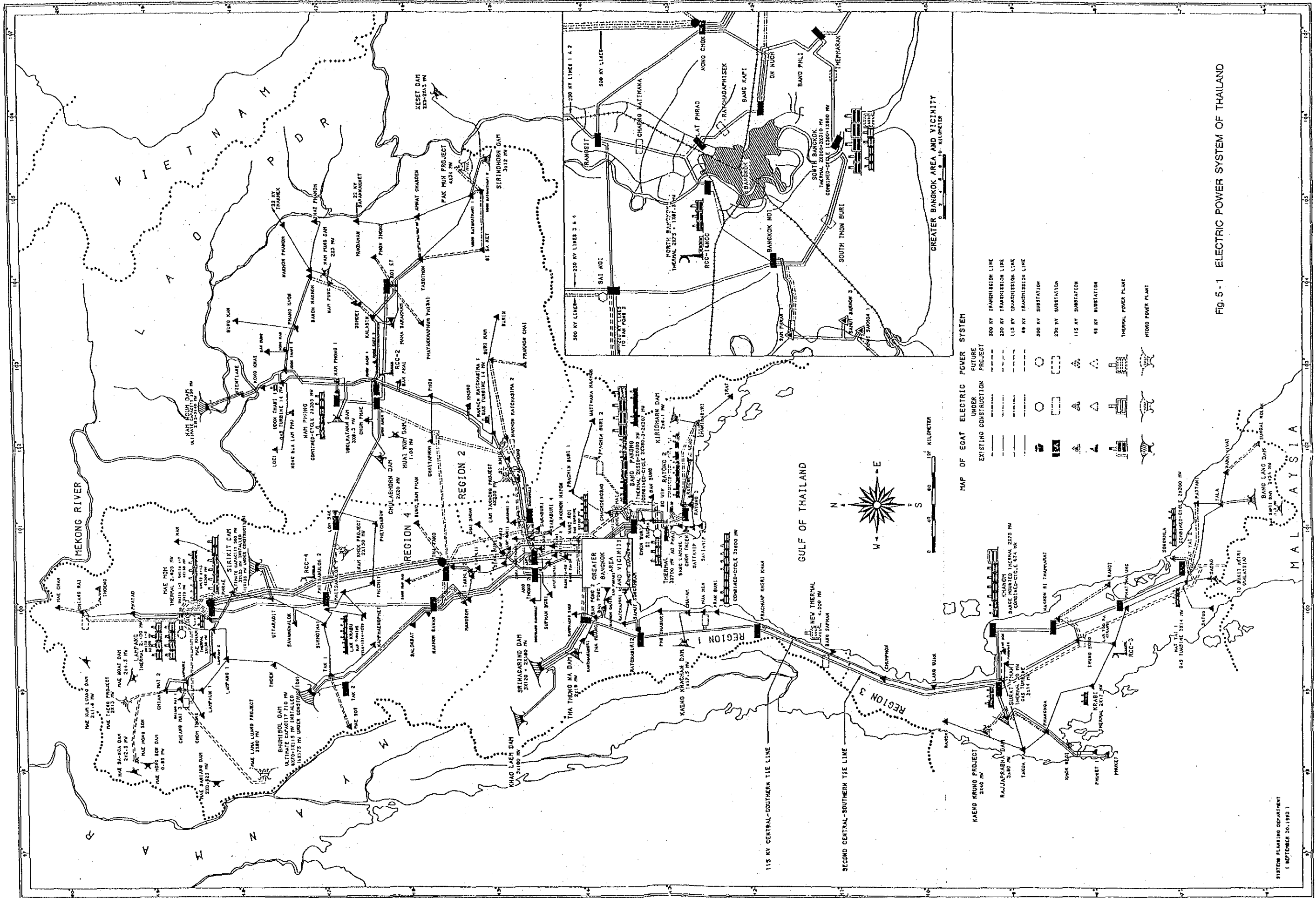


Fig. 5-1 ELECTRIC POWER SYSTEM OF THAILAND

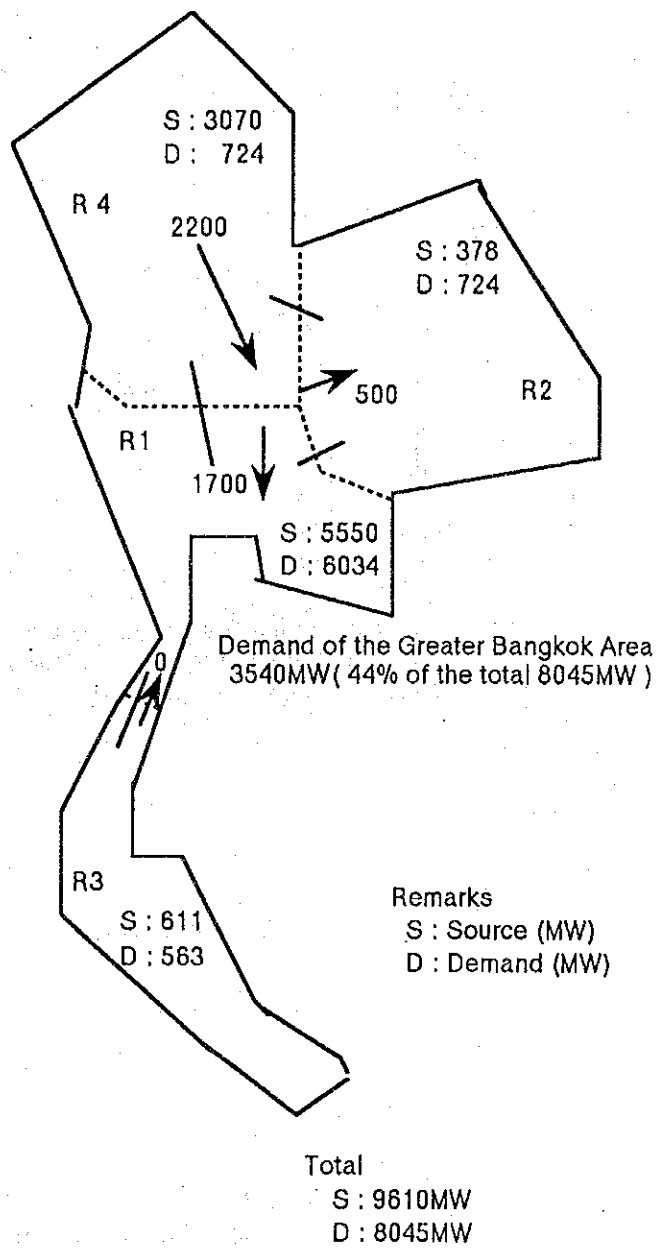


Fig. 5 - 2 ESTIMATED POWER TRANSMISSION AMONG REGIONS IN 1991

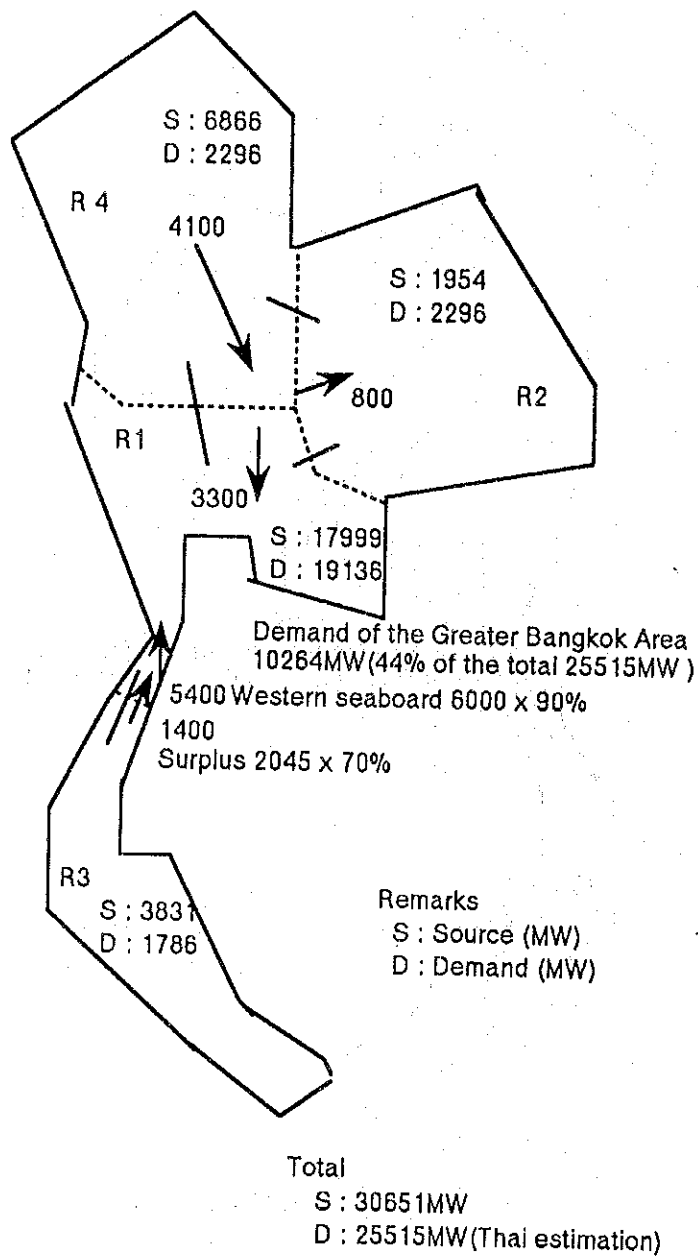
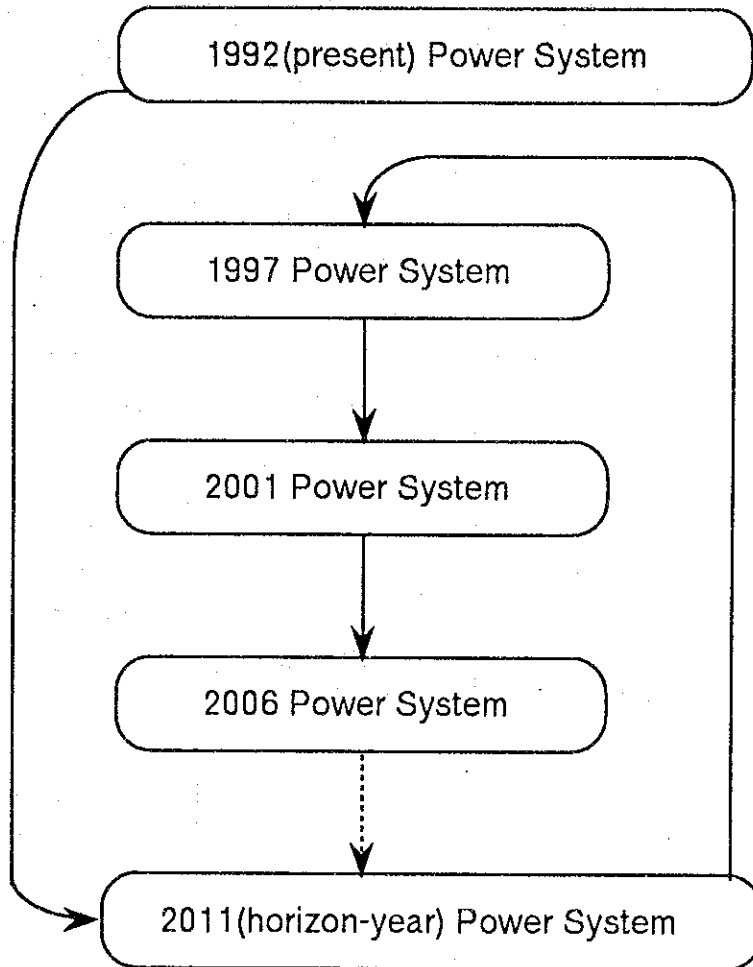


Fig. 5 - 3 ESTIMATED POWER TRANSMISSION AMONG REGIONS IN 2006

Fig. 5 - 4 APPROACH TO FUTURE POWER SYSTEMS



Factors for future power system planning

- 1 Power demand forecast
- 2 Power development plan
- 3 Capacity of equipment
- 4 Short circuit current
- 5 Power system stability
- 6 Reliability of power supply
- 7 Environmental restrictions

Ex. Two circuits paralleled

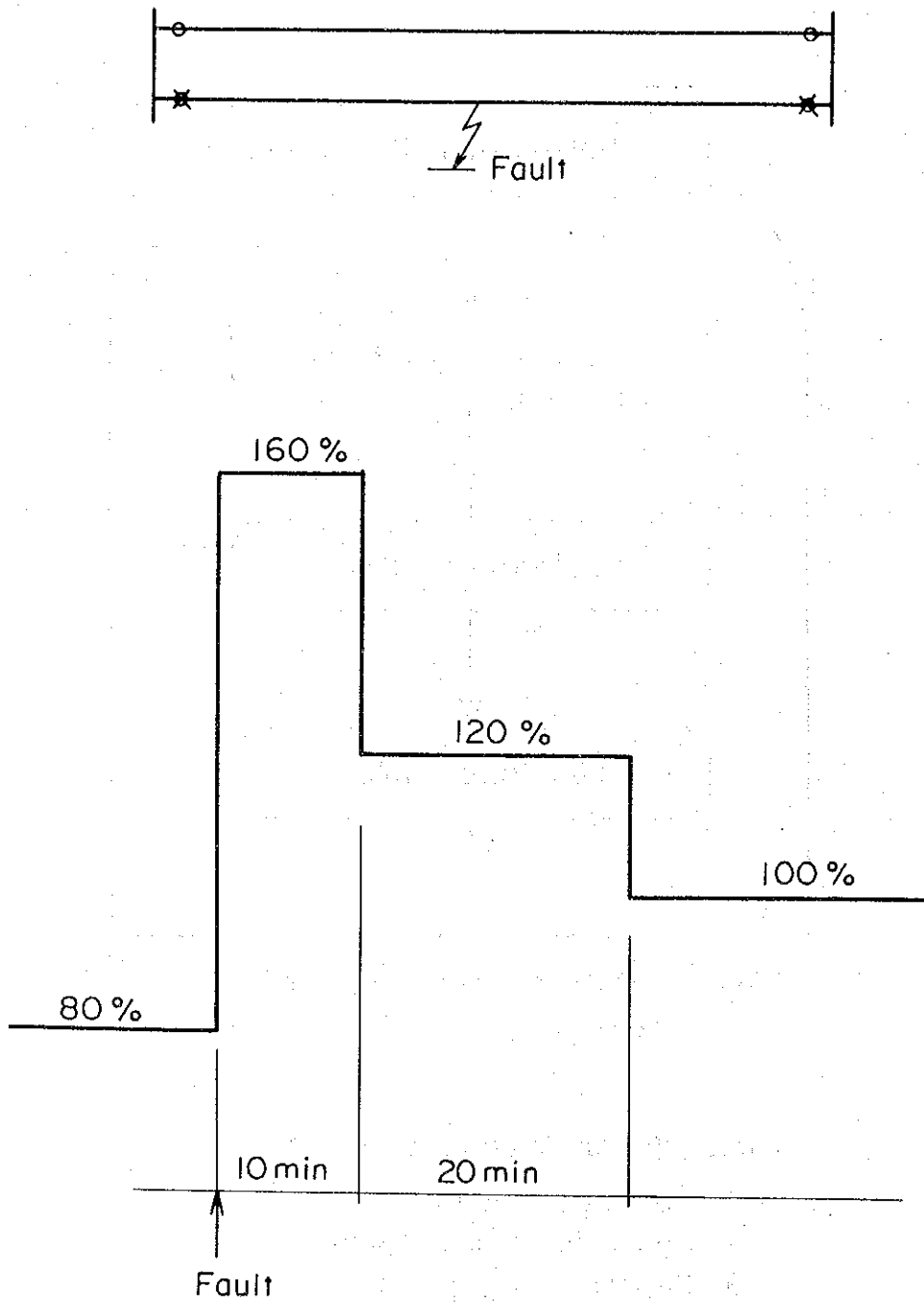


Fig. 5 - 5 EXAMPLE OF OVERLOAD OPERATION OF A TRANSMISSION LINE

Ex : Three banks paralleled

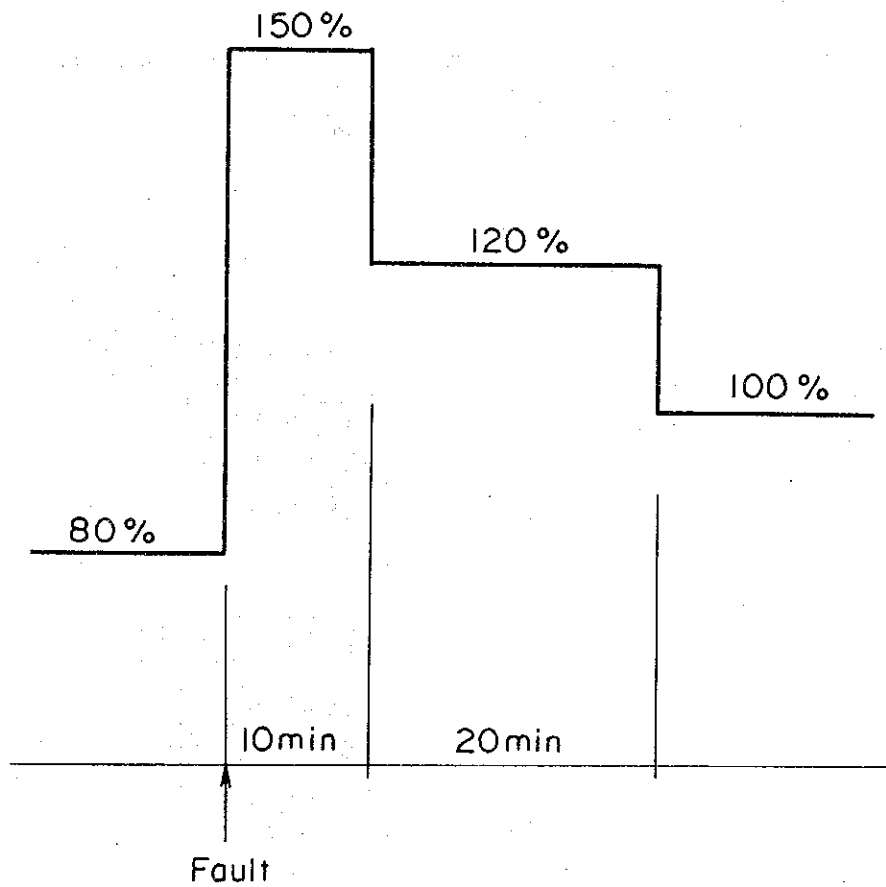
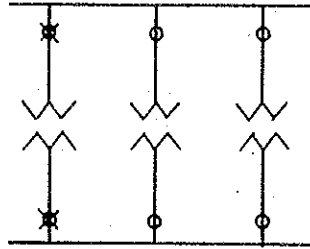
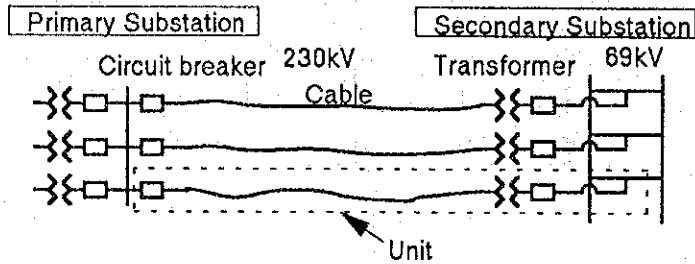


Fig. 5 - 6 EXAMPLE OF OVERLOAD OPERATION OF TRANSFORMER BANKS

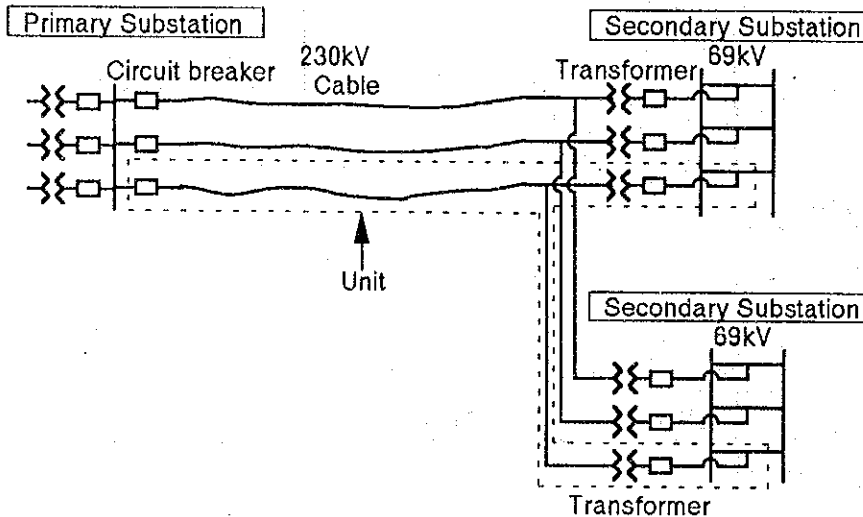
Fig. 5 - 7 Transmission System In The Densely Populated Area

(1) Single Unit System

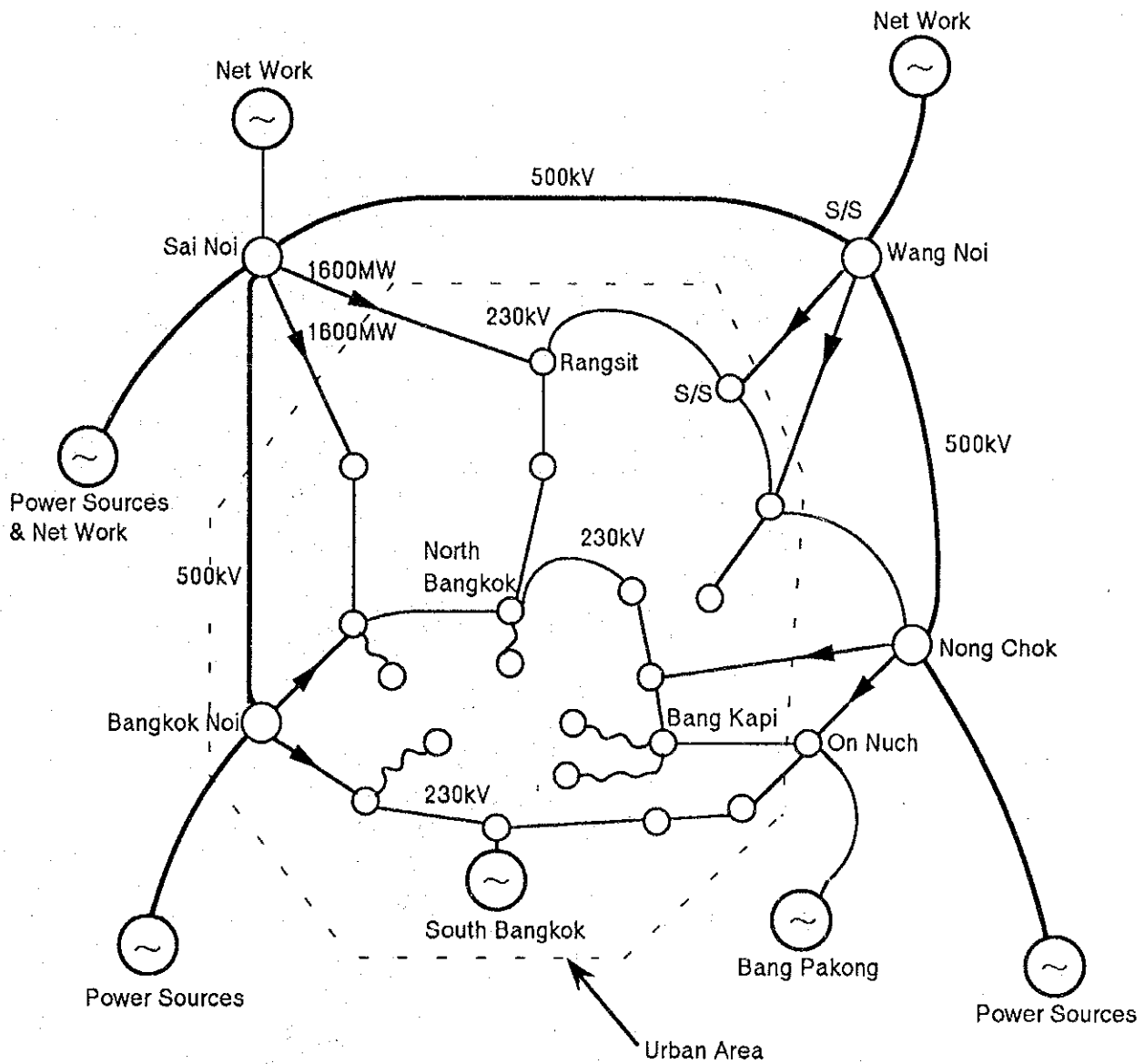


1. Load of the secondary substation should be restricted so as to supply power continuously even at a fault of one unit.
2. The system has high reliability due to its simplicity.

(2) Multi-terminal Unit System



1. The number of secondary substations which are comprised in a unit should bematch the capacity of the cable.
2. At a fault of a unit, transformers which belong in the fault unit stop operation simultaneously.
3. Load of the secondary substations should be restricted so that at a contingency the same amount of power as before the fault can be supplied continuously.



(1) Power Demand	15,000 - 16,000MW
(2) Supply From The 230kV System	4,000 - 5,000MW
(3) Supply From The 500kV System	10,500 - 12,500MW
= (1) - (2)	

Fig. 5 - 8 PRELIMINARY IMAGE OF THE FUTURE TRANSMISSION SYSTEM OF THE GREATER BANGKOK AREA (AFTER 2011)

Fig.5-9 Power Flow Diagram for Fiscal 2011

Case 1

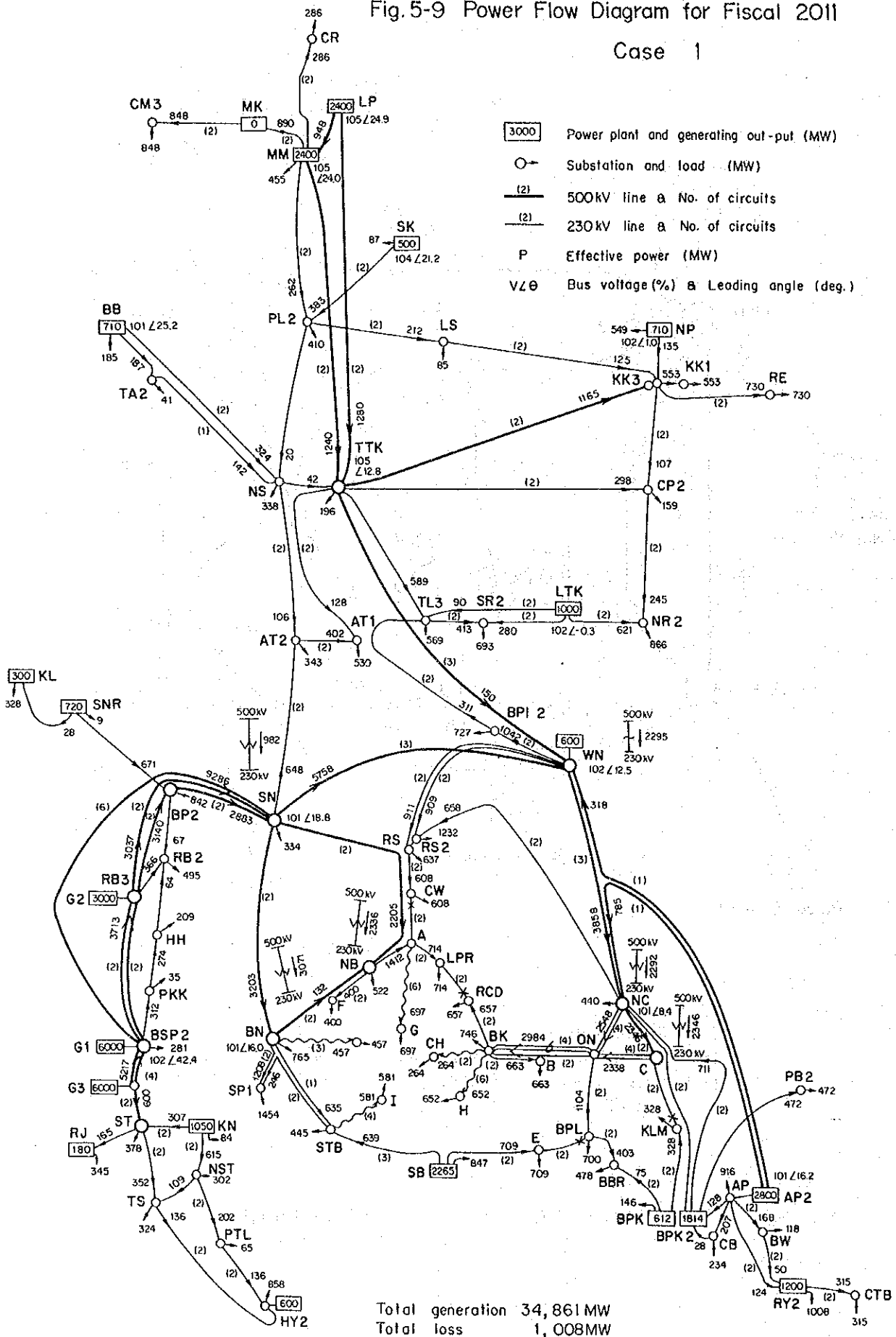
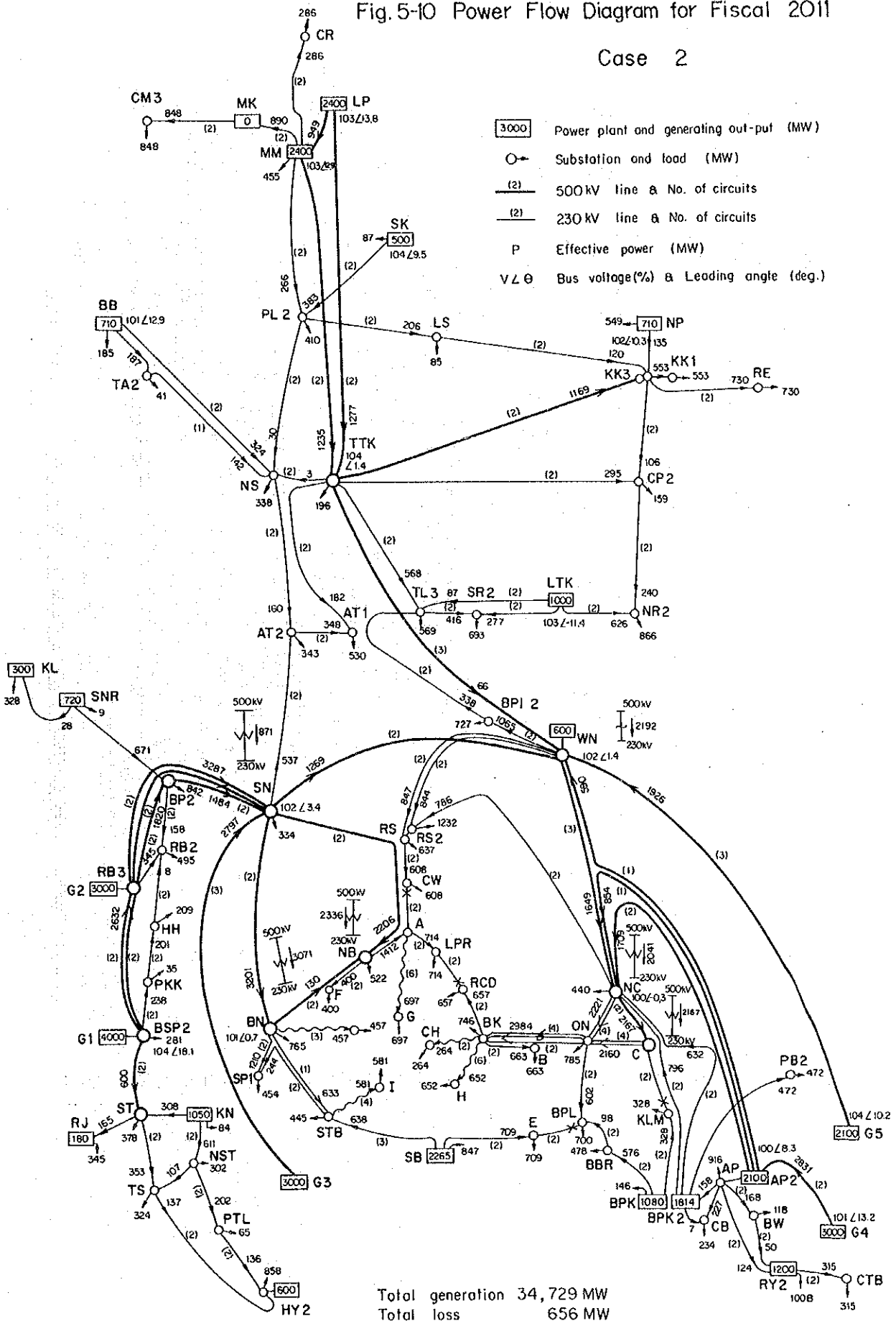


Fig.5-10 Power Flow Diagram for Fiscal 2011

Case 2



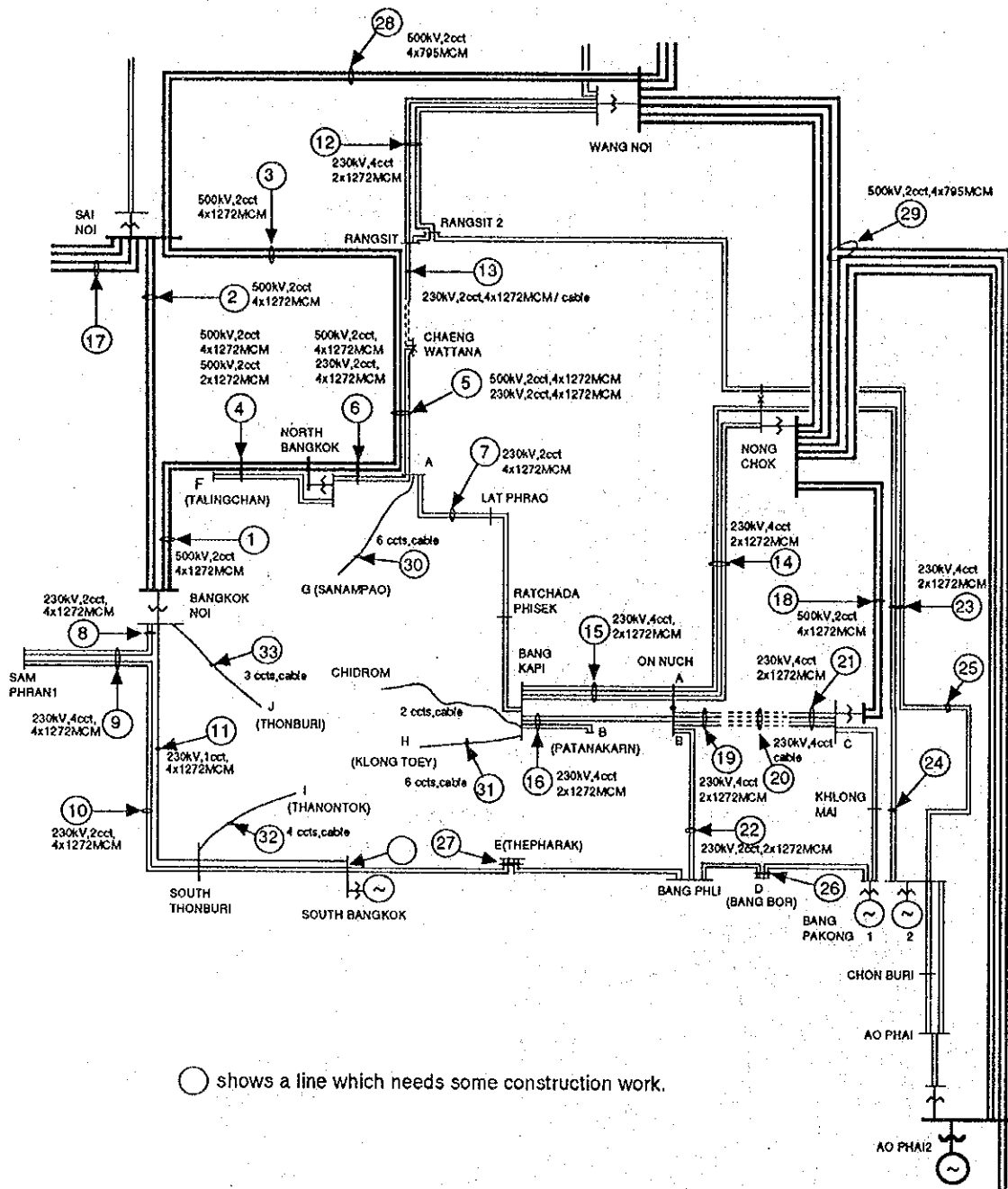


Fig. 5-11 TRANSMISSION SYSTEM OF THE GREATER BANGKOK AREA AFTER 2011

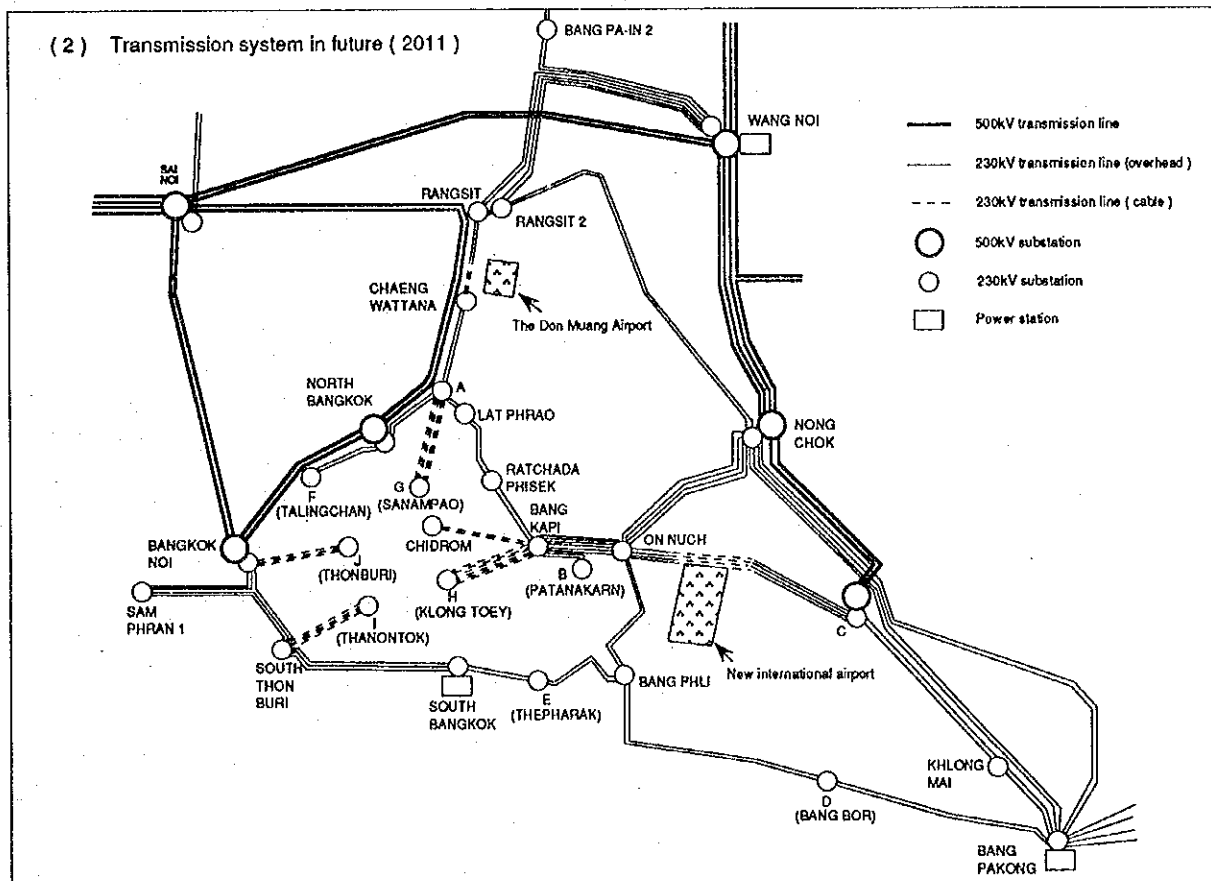
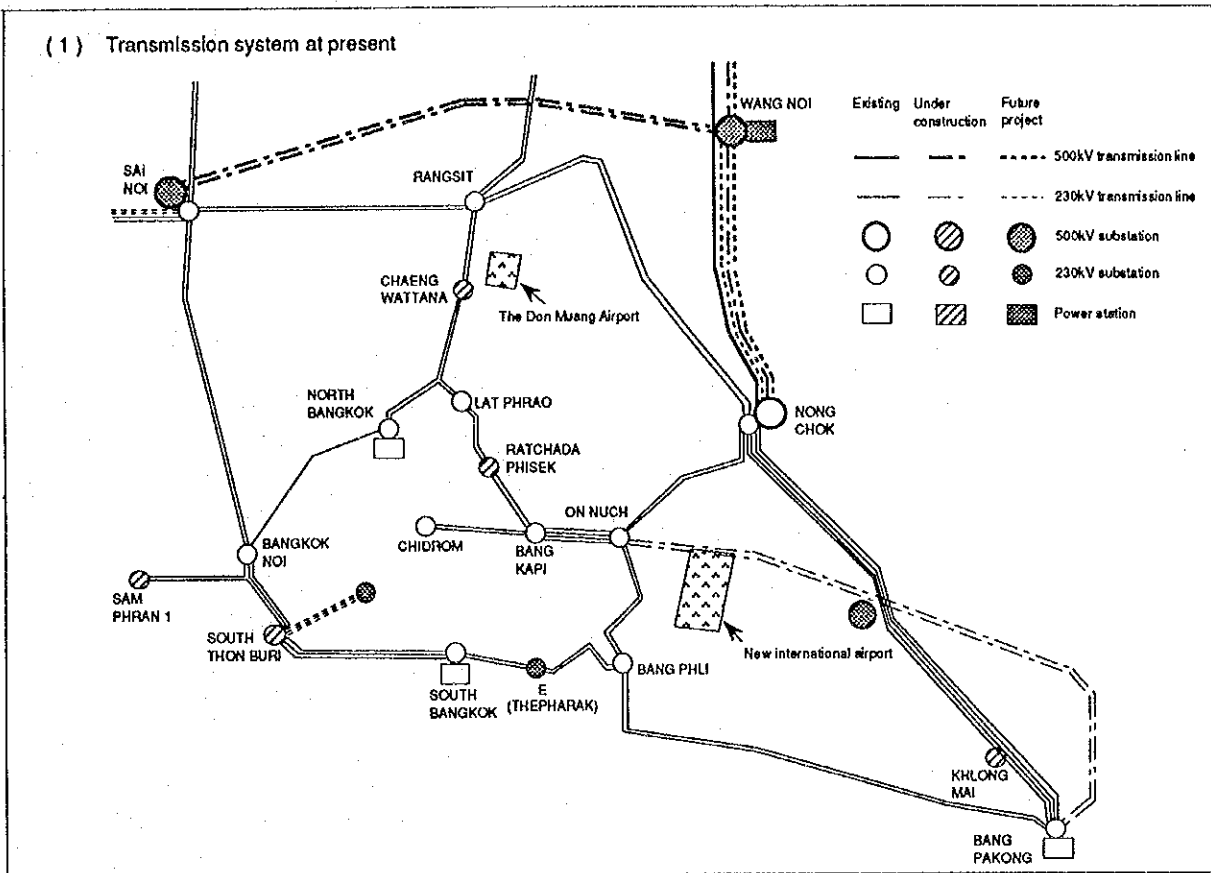


Fig. 5-12 TRANSMISSION SYSTEMS OF THE GREATER BANGKOK AREA AT PRESENT AND IN FUTURE

第6章

系統解析

第 6 章 系統解析

6.1 検討条件

- (1) 対象年度 1997、2001、2006、2011年
- (2) 対象系統

1997、2001、2006年

EGAT PDP 92-01 に従い、EGATが計画している系統計画をベースとして、潮流、短絡容量、安定度に係わる問題点のチェックを行った。潮流計算、短絡容量計算、安定度解析は送電線の増設・新設の必要性を確認するため EGAT 全系を模擬して行った。

1997年 Fig. 5-1-1 (系統図)、 Fig. 5-1-2 (インピーダンスマップ)

2001年 Fig. 5-1-3 (系統図及びインピーダンスマップ)

2006年 Fig. 5-1-4 (系統図及びインピーダンスマップ)

2011年の系統は2006年の増設系統をベースとして、PDP 92-01 に従い、新規電源としては、Nuclear 3～6 Unit (4x1000MW) 想定した。開発地点は、Nuclear 1, 2 Unitと同地点とし、Thailandの southernpart とした。

- (3) 各変電所需要

Table 6-1-1 参照

EGATの系統計画の問題点をチェックするため、需要想定はEGAT需要想定に従い、負荷力率は変電所二次側で85%とした。

- (4) EGAT 送電計画 criteria

a) 母線電圧変動 通常運用 98～105%

事故時 92～108%

b) EGATの送電計画は、(N-1) を基本とする。つまり、送電線の一回線事故または変圧器一台事故時においても需要家の停電無しで送電できることを条件としている。

c) 事故条件としては、3LG-3LOを考える。

d) 事故除去時間 500KV 系統 4- サイクル

230KV 系統 5- サイクル

e) 多重事故や以下のような異常事故については評価しない。

- 発電所全体の事故停止
- 同一ルート回線の同時事故
- 母線事故
- 後備保護ケース

6.2 1997年

(1) 1997年系統

Fig. 6-1-1 に1997年の系統図を示す。

グレーターバンコク地域内の変電所に設置される500KV 送電線用無効電力補償装置 (分路リアクトル) 容量は以下の通り。

SUBSTATION	SHUNT REACTOR	TRANSMISSION LINE
NONG CHOK	40MVA ×2 units	NONG CHOK - SAI NOI 120.0km 2cct
	75MVA ×2 units	NONG CHOK - THA TAKO 208.0km 1cct
		NONG CHOK - THA TAKO 215.0km 1cct
SAI NOI	40MVA ×2 units	NONG CHOK - SAI NOI 120.0km 2cct

(2) 潮流計算

- Fig. 6-2-1 に system peak case の潮流図を示す。
- EGATが想定している無効電力補償装置 (電力用コンデンサ) 容量にて、平常系統における電圧運用範囲内 (98~ 105%) にある。
無効電力補償容量 Table 6-1-2 参照
- 平常系統において、過負荷となるような、送電線及び変圧器はない。

(3) 短絡電流

すべての変電所で、短絡電流は230kV及び500kV遮断器の定格遮断容量である50kA以下に収まっており、問題ない。

Fig. 6-2-2 にThailandの230kV及び500kV全系の短絡電流、短絡容量を示す。

(4) 事故時潮流解析結果

EGATの送電計画のやり方は、送電線の一回線事故停止又は変圧器の一台事故停止時においても、負荷遮断又は負荷制限などを行うことなく安定に送電可能であることとしている。このため、事故時の潮流計算を行い、送電線及び変圧器が許容送電

容量またはバンク許容負荷レベルの範囲内にあることを確認する必要がある。

• (N-1) 事故潮流

500kV/230kV 変圧器 : 一台事故停止

送電線 : 一回線事故停止

送電線熱容量 -----1×1272MCM ACSR 230KV 429MVA

2×1272MCM ACSR 230KV 858MVA

事故条件	平常時潮流	(N-1)事故時潮流
NONG CHOK 500kV/230kV 変圧器 600MVA 2 バンク中の 1バンク停止	296MW+j63MVar /bank (303MVA : 50.5%)	436MW + j87MVar (445MVA : 74%)
SAI NOI 500kV/230kV 変圧器 600MVA 2 バンク中の 1バンク停止	450MW+j161MVar /bank (478MVA 80%)	643MW + j220MVar (680MVA 113%)
<ul style="list-style-type: none"> • NONG CHOK - ON NUCH 2x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct 事故停止 • BANG KAPI - RATCHADAPHISEK 2x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct 事故停止 • BANGKOK NOI - SAI NOI 1x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct • BANG PHLI - BANG PAKONG 2x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct 事故停止 	<p>463 MW / cct</p> <p>421 MW / cct</p> <p>233 MW / cct</p> <p>435 MW / cct</p>	<p>673 MW</p> <p>764 MW</p> <p>323 MW</p> <p>619 MW</p>

(N-1)事故系統において過負荷となるような送電線はない。

ただし、Sai Noi の500KV変圧器 (600MVA 2バンク) が1台事故停止すると、system peak 時に残ったバンクが 113%過負荷となることが予想される。変圧器の短時間過負荷仕様を考慮すると、113%過負荷 (事前負荷80%) は許容範囲にあり、運用上問題ない。

・ Sai Noi 変圧器 2×750MVAケース

変圧器インピーダンスは自己容量ベースで 600MVAと同じ値 (13.06%) を使用した。Fig. 6-2-3にSai Noi 500kV/230kV 2 ×750MVAケースの Greater Bangkok Area 内に潮流及び短絡電流を示す。平常系統において過負荷となるような送電線はなく、短絡電流は 230kV及び 500kV母線ともに 50KA以内に収まっている。

事故条件	平常時潮流	(N-1) 事故系統潮流
SAI NOI 500KV Transformer 750MVA 2 バンク中 1バンク停止	489MW+j174MVar /bank (519MVA : 69%)	725MW + j245MVar (765MVA 102%)

・ SAI NOI 500KV/230kV 変圧器単機容量は、1 バンク停止時の潮流状態や、将来の需要の伸びを考慮すると、750MVA変圧器を採用したほうがよい。

(5) 系統安定度解析結果

発電機定数を、Table 6-2-1 に示す。

AVR、GOV ブロック及び制御定数は EGAT からの入手データを使用した。

PSS (Power System Stabilizer) 設置発電機は以下の通りである。

REGION-3	BANG LANG	3 × 24MW
	RAJJAPRABHA	3 × 80MW
	KAENG KRUNG	2 × 40MW
	KHANOM	2 × 75MW + C.C. 674MW
REGION-4	MAE MOH unit 4-7	4 × 150MW
	unit 8-13	6 × 300MW
	MAE KHAM	2 × 150MW
REGION-1 EASTERN		
	BANG PAKONG thermal	2 × 550MW + 2 × 600MW

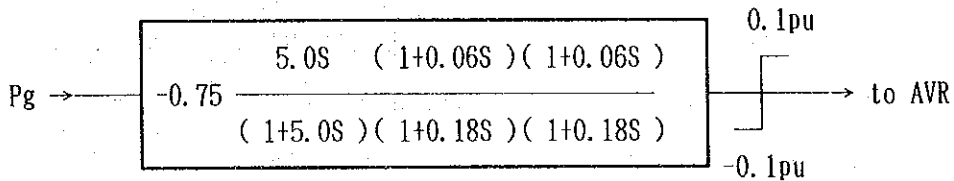
REGION-1 WESTERN

SRINAGARIND unit 4-5 2 × 180MW

KHAO LAEM 3 × 100MW

LOWER CENTRAL C.C. 2 × 600MW

PSS-ブロック及び定数は EGAT のデータを使用した。



500KV送電線事故において安定度上の問題は無い。

Fig. 6-2-4に500KV送電線事故時の安定度解析結果を示す。

発電機動揺結果は、各REGIONの代表発電機で表した。ただし、発電機内部位相角の基準発電機は、Pang Pakong thermal generatorとした。

CASE-No.	事故送電線 (事故点)	安定度
97-5TMM	MAE MOH - THA TAKO (MAE MOH)	安定
97-5NTT	THA TAKO - NONG CHOK (THA TAKO)	"
97-5SNN	SAI NOI - NONG CHOK (NONG CHOK)	"
97-5SRR	SAI NOI - RATCHABURI 3 (RATCHABURI 3)	"

Fig. 6-2-5に Bang Pakong母線で 3LGが発生し , Bang Pakong thermal plant (600MW) がトリップした場合のグレートバンコク地域内の母線電圧変動の結果を示す。Greater Bangkok Area内の最大unit容量発電機がトリップしても、各変電所母線電圧は運用範囲内にあり、問題ない。

6.3 2001年

(1) 2001年系統

Fig. 6-1-3に2001年の系統図を示す。EGATの送電計画によると、1997年から2001年までのあいだに、グレートバンコク地域内で以下の送変電増強計画を予定している。

・500KV 送電線

AO PHAI - NONG CHOK	4 × 795MCM ACSR 1cct	170km
AO PHAI - SAI NOI	4 × 795MCM ACSR 1cct	256km
BANG SAPHAN - RATCHABURI 3	4 × 1272MCM ACSR 2cct	275km

グレートバンコク地域内の変電所に設置される 500KV送電線用無効電力補償装置 (分路リアクトル) 容量を以下に示す。

変電所	分路リアクトル容量	対象送電線
NONG CHOK	40MVA	NONG CHOK - SAI NOI 120.0km 1cct
	75MVA ×2 units	NONG CHOK - THA TAKO 208.0km 1cct
		NONG CHOK - THA TAKO 215.0km 1cct
SAI NOI	55MVA	NONG CHOK - AO PHAI 170.0km 1cct
	40MVA	NONG CHOK - SAI NOI 120.0km 1cct
	95MVA	SAI NOI - AO PHA 256.0km 1cct

・500KV/230KV 変圧器

NONG CHOK	3×600MVA
SAI NOI	4×600MVA

・230KV 送電線

BANG KAPI - RATCHADAPHISEK	2×1272MCM ACSR 2cct (totally 4cct)
NONG CHOK - ON NUCH	2×1272MCM ACSR 2cct (totally 4cct)
RANGSIT - CHABNG WATTHANA	2×1272MCM ACSR 2cct
BANGKOK NOI - SAI NOI	2×1272MCM ACSR 2cct

(2) EGATが計画している系統における潮流

Fig. 6-3-1にEGATの増強計画に基づく潮流結果を示す。平常系統において、Sai Noi 500kV/230kV変圧器が4バンクでは過負荷となっており、2001年には、Sai Noi 変電所には600MVA UNIT では5台の500kV/230kVバンクが必要となる。

Fig. 6-3-2に Sai Noi変電所の500kV/230kV変圧器が5バンクの場合の潮流結果を示す。グレーターバンコク地域内の各変電所の母線電圧は運用範囲内にある。このときの、各変電所必要無効電力補償装置（電力用コンデンサ）を Table 6-1-2に示す。

平常系統において過負荷となるような送電線はない。

(3) 短絡電流計算結果

Fig. 6-3-3に Sai Noi変電所の500kV/230kV変圧器が5バンクの場合の短絡電流及び短絡容量の結果を示す。この場合、Nong Chok と On Nuch 230kV母線の短絡電流が50kAを超過する。

NONG CHOK 230KV BUS	56.9 KA
ON NUCH	55.1 KA

上記2変電所において、短絡電流が50KAを超過し、何らかの対策を行う必要がある。

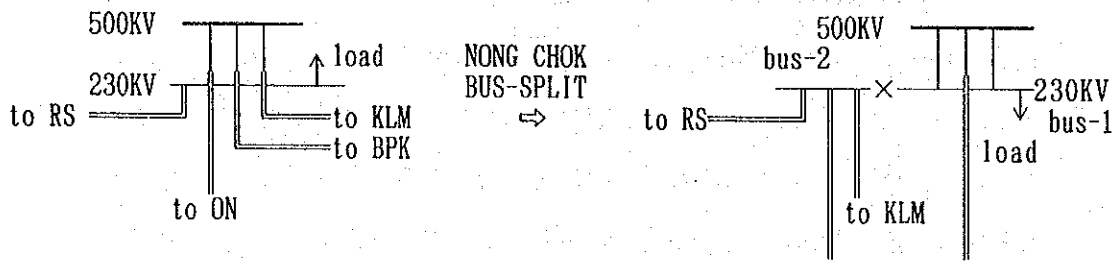
(4) 短絡電流抑制対策

Nong Chok 230kV 母線及びOn Nuch変電所の短絡電流を抑制するため、グレーターバンコク地域の 230kV系統構成を変更する必要がある。基本的には、EGATが計画している2001年系統を大きく変更しないものとする、短絡電流を50KA以下に抑制する方法としては、以下のような方策が考えられる。

① NONG CHOK 230kV母線分割

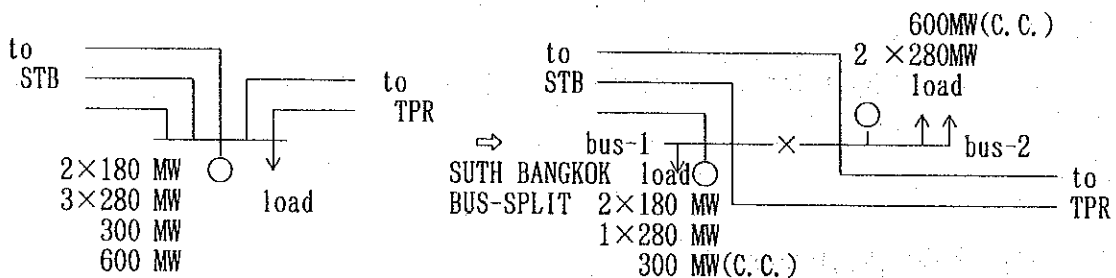
Nong Chok 230kV母線分割方法は EGAT の2006年の系統増強計画を参考とした。On Nuch 送電線、500kV/230kV 変圧器、配電用変圧器を bus-1に接続し、Rangsit

送電線、Bang Pakong 送電線、Khlung Mai送電線を bus-2に接続することによって母線分割を行う。母線構成を下图に示す。



② SOUTH BANGKOK 230KV 母線分割

South Bangkok の母線分割方法は、EGATが検討した " TRANSMISSION SYSTEM FOR SOUTH BANGKOK COMBINED CYCLE POWER PLANT PROJECT BLOCK 2 (600MW) REPORT NO. 81200-3533 " を参考にした。South Thon Buri 送電線 3cct のうちの 2 cct, Thepharak送電線 2 cct のうち 1 cct, thermal plant(2×200MW, 310MW), combined cycle plant block-1(300MW), 69kV 配電用変圧器を bus-1に接続し、一方、South Thon Buri 送電線 1 cct , Thepharak 送電線 1 cct , thermal power plant (2×310MW), combined cycle plant block-2(600MW), 69kV 及び 115kV配電用変圧器を bus-2に接続する。



以上のような短絡電流対策を行った場合の短絡電流の結果を以下の表に示す。

	BASE-CASE	CASE-1	CASE-2	CASE-3
Nong Chok bus-1	56.9 kA	56.9 kA	41.4 kA	41.4 kA
bus-2			36.1 kA	36.1 kA
On Nuch	55.1 kA	55.0 kA	49.6 kA	49.6 kA
Sai Noi	49.9 kA	49.8 kA	49.8 kA	49.7 kA
South Bangkok bus-1	49.8 kA	40.4 kA	49.3 kA	40.1 kA
bus-2		38.8 kA		38.5 kA

*短絡電流抑制対策

BASE-CASE : EGAT's plan

CASE-1 : South Bangkok 母線分割ケース

CASE-2 : Nong Chok 230kV 母線分割ケース

CASE-3 : South Bangkok 及び Nong Chok 230kV母線分割ケース

Nong Chok 230kV 母線の短絡電流を抑制するためには、2001年までには、Nong Chok 230kV母線の分割が必要となる。Nong Chok 230kV 母線分割方法は、On Nuch 送電線、500kV/230kV 変圧器、配電用変圧器を bus-1に接続し、Rangsit 送電線、Bang Pakong 送電線、Khlong Mai送電線を bus-2に接続することによる。

Fig. 6-3-4に Nong Chok 230kV母線及び On Nuch母線分割した場合の潮流と短絡電流の結果を示す。平常系統において過負荷となるような送電線はない。

(5) (N-1) 事故時系統潮流

短絡電流対策後の系統(Fig. 6-3-4)において、(N-1)系統(送電線の一回線事故停止または変圧器 1バンク停止)においても、負荷制限や負荷遮断などを行うことなく過負荷となるような設備がないことを確認する必要がある。

・(N-1) 事故条件

500kV/230kV 変圧器 : 一台事故停止

送電線 : 一回線事故停止

送電線熱容量 1×1272MCM ACSR 230KV 429MVA

2×1272MCM ACSR 230KV 858MVA

4×1272MCM ACSR 230KV 1716MVA

事故条件	平常時系統潮流	(N-1) 系統潮流
SAI NOI 500KV/230kV 変圧器 750MVA 4 バンク中 1バンク停止	639MW+j 78MVar /bank (644MVA 86%)	795MW + j103MVar (802MVA 107%)
・ BANGKOK NOI - SAI NOI 2x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct トリップ	643.5MW + j84MVar/cct	933MW + j165MVar *overload
・ SAI NOI - RANGSIT 2x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct トリップ	572MW + j50MVar/cct	840MW + j 83MVar * critical load
・ RANGSIT - CHAENG WATTHANA 2x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct トリップ	438.5MW + j68MVar/cct	783MW + j134MVar
・ BANG PHLI - BANG PAKONG 2x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct トリップ	439.6MW + j87MVar/cct	661MW + j135MVar
・ ON NUCH - BANG PAKONG 2x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct トリップ	486MW + j70MVar/cct	656MW + j104MVar

Sai Noi 500kV/230kV 変圧器は、一台事故時に、残り 3台のバンクが過負荷運用となることが予想される。ただし、変圧器の短時間過負荷仕様を考慮すると、107% 過負荷(事前負荷 86%)運用は可能である。

Bangkok Noi - Sai Noi 2 ×1272MCM ACSR (29.6km) 送電線が、二回線のうち一回線がトリップすると、残った一回線の潮流が 643 MW ⇒ 933MWと 230kV 2×1272MCM ACSR導体の熱容量 (858MVA) を超過し、cascaded trip の危険性を抱えている。このため、2001年までには、この区間の送電線を増容量する必要がある。

(6) 2001年までの送変電増強計画

・ BANGKOK NOI - SAI NOI 29.6km

EGATが計画している2001年までの増強計画では、1×1272MCM ACSR導体 2cct から 2×1272MCM ACSR導体 2cct に増強することとしているが、2001年に、Bangkok Noi - Sai Noi が一回線事故トリップすると残りの送電線が過負荷となる。このため、Bangkok Noi - Sai Noi この送電区間は、送電ルート用地を考慮して、230kV 送電線の場合、2×1272MCM ACSR導体 4cct 鉄塔によるか、4×1272MCM ACSR導体 2cct 鉄塔によって増強するか、または、500kV 送電線に建て替えるかする必要がある。Chapter-5 の長期計画によると、本区間は、需要増加に対処するため500kV 建替を推奨していることから、2001年までには、500kV設計送電線への建替を行ったほうがよい。

・ BANGKOK NOI - SAI NOI 500KV 設計 4×1272MCM ACSR 2cct 建替の工事工程
Bangkok Noi - Sai Noi 送電線を 500kV設計送電線に建て替えにあたって、既存の 230kV 送電線を撤去する必要がある。このため、Bangkok Noi - Sai Noi 送電ルートは長期間停止し、Bangkok Noi 変電所への供給は、Chaeng Watthana - North Bangkok - Bangkok Noi の1×1272MCM ACSR導体(熱容量: 429MVA) 1cct ルートと South Thon Buri - Bangkok Noi 2×1272MCM ACSR導体 (熱容量: 858MVA) 2cct ルートとなる。このため、Bangkok Noi - Sai Noi 送電線を建て替え工事を含め送電線増強工事期間の潮流計算を行い、過負荷送電線がない送電工事工程であることを確認する必要がある。

a) 1997年

Bangkok Noi - Sai Noi 送電線の建替を先に行うと、Rangsit - Chaeng Watthana送電線 (1 × 1272MCM ACSR 2cct) が1997年の system peak時に過負荷となる。従って、Rangsit - Chaeng Watthana 送電線の増強を先に行ったほうがよい。ただし、この工事を1998年に行うと、Bangkok Noi - Sai Noi送電線 (1 × 1272MCM ACSR) が過負荷となってしまう。

Fig. 6-3-5に1997年の Rangsit - Chaeng Watthana工事中潮流の結果を示す。

第5章の長期電力系統計画の結果から、Rangsit-Chaeng Watthana送電線(8.0 km)は、4 × 1,272MCM ACSR 500kV送電線二回線と 2 × 1,272MCM ACSR 230kV送電線二回線の併架鉄塔により増強する。ただし、空港による鉄塔の高さ制限を受ける区間については、230kV送電線は地中ケーブルにより増強する。また、500kV設計送電線は、将来North Bangkok-Sai Noi 500kV送電線の一部となり、North Bangkok-Sai Noi 500kV送電線完成後に500kVで運用されることになる。

b) 1998年

Fig. 6-3-6に1998年の Nong Chok - On Nuch送電線工事中の潮流を示す。Nong Chok - On Nuch 送電線(16.8km)は 2 × 1272MCM ACSR 2cct から 4cct に増強する。Nong Chok - On Nuch 4cctへの増強は、EGATの計画と同様である。過負荷対策としては、2000年までに増強すればよいが、1998年に、この区間を増強する理由は、Nong Chok 230kV 母線が、Ao Phai が運開 (1999年) すると、50kAを超過し、短絡電流を抑制するために母線を分割する必要がある。また、EGAT PDPによると、Ao Phai - Nong Chok T-junction工事を1998年に行うこととしており、Nong Chok - On Nuch 4cct化工事もこの間に行い、併せて、Nong Chok 230kV 母線の分割工事を行ったほうがよい。

1998年のNong Chok-On Nuch送電線増強工事中の系統 (Nong Chok-On Nuch送電線区間停止) が、本報告書で推奨する送変電増強工事工程のうち最も弱い系統となる。本計画において、Bangkok Noi-Sai Noi 230kV送電線に一回線事故が発生し、事故停止すると、残りの健全回線が過負荷となり、ルート断故障に発展する可能性がある。Bangkok Noi-Sai Noi区間がルート断となると、North Bangkok-Chaeng Watthana (1 × 1,272MCM ACSR) Lat Phrao-Chaeng Watthana

(1×1,272MVM ACSR) 送電線が過負荷潮流となる。従って、グレートバンコク系統の系統崩壊を避けるためには、負荷遮断などの負荷制御を行う必要がある。

c) 1999年

Fig. 6-3-7 に1999年の Bangkok Noi - Sai Noi 区間増強時の潮流計算結果を示す。

Bangkok Noi - Sai Noi 区間は 500kV設計 4×1272MCM ACSR 導体 2cct への建替を行う。工事完了後、本区間は当面 230kV で運用され、必要な時期に 500kV に昇圧されることとなる。

d) 2000年

Fig. 6-3-8 に2000年の North Bangkok - Bangkok Noi (18.4km) 送電線工事中潮流を示す。

Chapter-5の検討結果から、グレートバンコク地域系統の供給信頼度を考慮すると、North Bangkok - Bangkok Noi 送電線は、500kV設計 4×1272MCM ACSR 導体 2cct に建替たほうがよい。ただし、建替完成後、当面は 230kV 運用を行い、必要な時期に 500kV 昇圧を行う。

e) 2001年

Fig. 6-3-9 に a) ~ d) までの増強を行った場合の潮流及び短絡電流の結果を示す。

平常系統及び(N-1)の事故系統において過負荷となるような送電設備はない。また、短絡電流はすべての変電所母線において50KA以下におさまっており、問題ない。

(N-1) 事故系統潮流

500kV/230kV 変圧器 : 一台事故停止

送電線 : 一回線事故停止

送電線熱容量 ---- 2×1272MCM ACSR 230KV 858MVA

4×1272MCM ACSR 230KV 1716MV

事故条件	平常系統潮流	(N-1)事故系統潮流
NONG CHOK 750MVA変圧器停止 600MVA 2 bank	458MW+j 79MVar /bank (461MVA 77%)	633MW+j106MVar /bank (639MVA 106.5%)
750MVA 1 bank	571MW+j 65MVar /bank	事故停止
Sai Noi 500kV/230KV 変圧器 750MVA 4 バンク中 1バンク停止	640MW+j 79MVar /bank (646MVA 86%)	801MW+j106MVar /bank (808MVA 108%)
・ SAI NOI - RANGSIT 2x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct 停止	555MW + j 48MVar/cct	801MW + j 76MVar
・ ON NUCH - BANG PAKONG 2x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct 停止	476MW + j 64MVar/cct	649MW + j101MVar
・ BANGKOK NOI - SAI NOI 4x1272MCM ACSR 2cct 中 1cct 停止	663MW + j 88MVar/cct	946MW + j168MVar

(5) 系統安定度解析

・ PSS (Power System Stabilizer) 設置発電機

REGION-3	BANG LANG	3 × 24MW
	RAJJAPRABHA	3 × 80MW
	KAENG KRUNG	2 × 40MW
	KHANOM	2 × 75MW + C. C. 674MW
	Combined Cycle	1 × 300MW
REGION-4	MAB MOH unit 4-7	4 × 150MW
	unit 8-13	6 × 300MW
	MAB KHAM	2 × 150MW
REGION-1 EASTERN		
	BANG PAKONG thermal	2 × 550MW + 2 × 600MW

AO PHAI 3 × 700MW

REGION-1 WESTERN

SRINAGARIND unit 4-5 2 × 180MW

KHAO LAEM 3 × 100MW

LOWER CENTRAL C. C. 3 × 600MW

NEW THERMAL unit 1-2 2 × 1000MW

- EGATが計画している系統計画において、500KV送電線事故における安定度の問題は
ない。
- Fig. 5-3-10に 500KV送電線事故時の安定度の結果を示す。

CASE-No.	事故送電線 (事故点)	安定度
01 - MTM	MAB MOH - THA TAKO (MAB MOH)	安定
01 - NTT	THA TAKO - NONG CHOK (THA TAKO)	"
01 - NSN	SAI NOI - NONG CHOK (NONG CHOK)	"
01 - NAA	NONG CHOK - AO PHAI (AO PHAI)	"
01 - SAA	SAI NOI - AO PHAI (AO PHAI)	"
01 - SRR	SAI NOI - RATCHABURI 3 (RATCHABURI 3)	"
01 - RBB	RATCHABURI 3 - BANG SAPHAN (ABANG SAPHAN)	"

6.4 2006年

(1) 2006年系統

Fig. 6-1-4に2006年系統を示す。

2001年～2006年の間で、EGATが計画しているグレートバンコク地域内の送変電増強計画は以下の通りである。

・500KV 送電線

NONG CHOK - WANG NOI 4×795MCM ACSR 50km 2cct and 60km 1cct

SAI NOI - WANG NOI 4×795MCM ACSR 56km 2cct

AO PHAI 2 - WANG NOI 4×795MCM ACSR 200km 1cct 回線変更

BANG SAPHAN - SAI NOI 4×1272MCM ACSR 375km 2cct

BANG SAPHAN - BANGKOK NOI 4×1272MCM ACSR 350km 2cct

500KV 送電線用無効電力補償設備容量 (分路リアクトル)

変電所	分路リアクトル	対象送電線
NONG CHOK	75MVA ×2 units	NONG CHOK - WANG NOI 50km 2cct
	40MVA	NONG CHOK - WANG NOI 64km 1cct
	55MVA	NONG CHOK - AO PHAI 170km 1cct
SAI NOI	40MVA	SAI NOI - WANG NOI 56km 1cct
	95MVA	SAI NOI - WANG NOI 56km 1cct
	100MVA ×2 units	SAI NOI - BANG SAPHAN 375km 2cct
BANGKOK NOI	100MVA ×2 units	BANGKOK NOI - BANG SAPHAN 350km 2cct
WANG NOI	75MVA	WANG NOI - THA TAKO 165km 1cct

・500kV/230kV 変圧器バンク数

NONG CHOK	6 × 600MVA
SAI NOI	6 × 600MVA
BANGKOK NOI	4 × 600MVA
WANG NOI	2 × 600MVA

・230KV 送電線

NORTH BANGKOK - LAT PHRAO	(7 km)	1 × 1272MCM 1cct → 2 × 1272MCM 1cct
NORTH BANGKOK - BANGKOK NOI	(18.4km)	1 × 1272MCM 1cct → 2 × 1272MCM 2cct
NORTH BANGKOK - CHAENG WATTHANA	(11.4km)	1 × 1272MCM 1cct → 2 × 1272MCM 1cct
LAT PHRAO - CHAENG WATTHANA	(9.7 km)	1 × 1272MCM 1cct → 2 × 1272MCM 1cct
RANGSIT - CHAENG WATTHANA	(8 km)	2 × 1272MCM 2cct → 2 × 1272MCM 4cct
RANGSIT - WANG NOI	(49.9km)	1 × 1272MCM 2cct → 2 × 1272MCM 2cct
BANG PHLI - ON NUCH	(10.5km)	1 × 1272MCM 2cct → 2 × 1272MCM 2cct

(2) 流計算結果

Fig. 6-4-1にEGATの増強計画に基づく潮流結果を示す。EGATが想定している無効電力補償容量にて、平常系統における電圧基準をみたすことができる。このときに必要な無効電力補償容量をTable 6-1-2 に示してある。

平常系統において、過負荷となるような、送電線及び変圧器はない。

(3) 短絡電流計算結果

Fig. 6-4-2にEGATの増強計画に基づく短絡電流及び短絡容量結果を示す。以下の230kV母線の短絡電流が50kAを超過する。

NONG CHOK 230KV BUS	56.4 KA
ON NUCH	57.8 KA
BANG KAPI	51.6 KA
BANG PHLI	51.1 KA
SOUTH BANGKOK	54.3 KA
SOUTH THON BURI	50.9 KA
BANGKOK NOI	54.0 KA

(4) 送変電増強計画

短絡電流を50kA以下に抑えるためには、グレートバンコク地域の 230kV系統の系統構成を変更する必要がある。2006年系統は、2001年の短絡電流抑制対策及び (N-1)事故時に過負荷とならないようにするため、EGATの増強計画に加えて、以下の増強計画が2001年までに完了している。

• RANGSIT - CHAENG WATTHANA (8km)

500kV 4 ×1272MCM ACSR 2cct と 230kV 4×1272MCM ACSR 2cct 併架鉄塔による増強

• NONG CHOK - ON NUCH (16.8km)

230kV 2×1272MCM ACSR 4cct 化

• BANGKOK NOI - SAI NOI (29.6km)

500kV設計 4×1272MCM ACSR 2cct

• NORTH BANGKOK - BANGKOK NOI (18.4km)

500kV設計 4×1272MCM ACSR 2cct

2001年の短絡電流対策のため、Nong Chok 230kV 母線及び South Bangkok母線の分割を行う。

Bangkok Noi - Bang Sphan 500kVルートを選定が困難なことや、Bangkok Noi - Sai Noi 送電線及び North Bangkok - Bangkok Noi 送電線の500kV化に伴う Bangkok Noi 変電所の500kV変電所用地スペースの問題などから、New Thermal (6×1,000MW) と Nuclear (2×1,000MW) の送電方式は、EGAT検討用の系統データ (Fig. 6-1-4) ではなく、EGAT PDP 92-01に従うものとした。

EGAT PDP 92-01

New Thermal Switchyard - Sai Noi 500kV 4 ×1272MCM ACSR 375km 4cct
(commissioning date 2001)

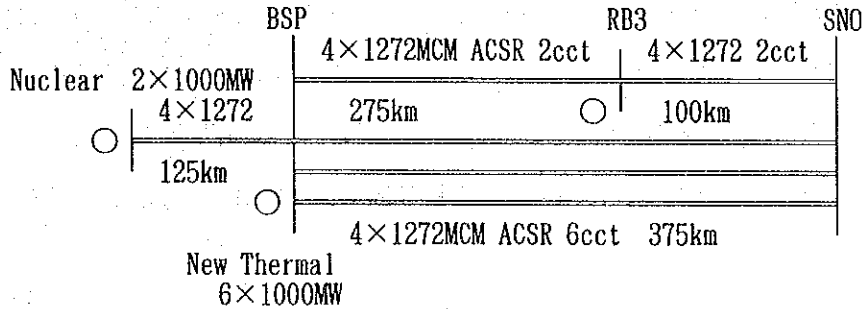
New Thermal Switchyard - Sai Noi 500kV 4 ×1272MCM ACSR 375km 2cct
(commissioning date 2004)

Nuclear Switchyard - New Thermal Switchyard

500kV 4 × 1272MCM ACSR 125km 2cct

(commissioning date 2005)

関連系統図



EGATの2006年までの送変電増設計画を、以上の増強計画に変更した場合の潮流及び短絡電流を Fig. 6-4-3 に示す。

Sai Noi - Rangsit 230kV 二回線送電線(2×1272MCM ACSR導体) が平常時系統において過負荷となる。また、EGATの方法で Sai Noi 230kV母線を分割しても、Sai Noi の230kV 母線の短絡電流が 50kA を超過する結果となる。North Bangkok - Chaeng Watthana 送電線及び Lat Phrao - Chaeng Watthana送電線を運用停止することによって、Sai Noi - Rangsit 送電線の潮流制限を行い過負荷の解消は可能であり、さらに、Sai Noi 230kV 母線の短絡電流の抑制を図ることができるが、Bangkok Noi - Sai Noi 230kV 送電線が一回線事故時に過負荷になるなど、新たな送電線の過負荷問題が発生する。

抜本的対策として、Sai Noi - Rangsit 送電線の増強が必要となる。230kV 2 × 1272MCM ACSR導体を 4×1272MCM ACSR導体に張り替えるか、500kV 送電線に建て替えることとなるが、将来のRangsit 変電所及び Chaeng Watthana変電所の需要の増加を考えると、500kV 送電線に建て替えたほうがよい。しかし、Rangsit 変電所は500kV変電所に拡張する十分なスペースがない。このため、Sai Noi - Rangsit -

Chaeng Watthana - North Bangkok のルートを利用して、Sai Noi - North Bangkok 500kV二回線送電線の建て替えを行う。

(5) 送変電増強スケジュール

a) 2001年

Fig. 6-4-4 に North Bangkok - Lat Phrao - Chaeng Watthana送電区間建設中の潮流結果を示す。 Chapter-5 の長期計画によると、新設変電所 "A" を North Bangkok - Lat Phrao間に建設し、North Bangkok - "A" 変電所間(4.4km) は $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体500kV 2cct及び $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体230kV 2cct併架鉄塔に建て替える。Lat Phrao - "A" 変電所間(2.7km) は、 $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体230kV 2cct に建替、Chaeng Watthana - "A" 変電所間(7.1km) は $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体 500kV 2cct と $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体 230kV 2cct 併架鉄塔による送電線に建て替える。

b) 2002年

Fig. 6-4-5に Bangkok Noi - Lat Phrao - Chaeng Watthana区間の送電線増強工事が2002年まで継続した場合の潮流結果を示す。

Fig. 6-4-6は2002年系統におけるRangsit - Wang Noi及び Bangkok Noi - Sam Phran 1送電線増強時の潮流結果である。

Sai Noi - Rangsit 送電線は、North Bangkok - Sai Noi 500kV 送電線が完成したときには、その一部区間となり、Rangsit 変電所への引込みは行わない。このため、Wang Noi - Rangsit送電線の潮流が増加することとなる。2011年にはRangsit 変電所に供給する系統構成によっては、 $2 \times 1272\text{MCM}$ ACSR 2cct では、容量不足となることがあるので、既設の $1 \times 1272\text{MCM}$ ACSR 2cct 送電線を $2 \times 1272\text{MCM}$ ACSR 2cct への増強工事と併せ、もう 2cct を追加工事しておいたほうがよい。また、この区間の工事は、Rangsit 変電所の供給信頼度を考えると、Sai Noi - Rangsit 送電線の 500kV化工事の前行ったほうがよい。

EGATの電源計画 PDP 92-01 によると、Wang Noi変電所はWang Noi gas-turbine project (600MW 1996年運転開始予定) において、230kV Bang Pa-In-Rangsit送電線に引き込まれる計画である。このとき、Wang Noi-Rangsit区間は $2 \times 1,272\text{MCM}$ ACSR導体の送電線二回線で増強する計画となっている。送電線ルート用地確保が困難な状況を勘案すると、この増強計画において、Wang Noi-Rangsit送電区間は230kV $2 \times 1,272\text{MCM}$ ACSR導体四回線鉄塔で増強することが推奨される。この場合には、2002年における増強工事は、 $2 \times 1,272\text{MCM}$ ACSR導

体二回線を四回線鉄塔に張る工事となる。

Bangkok Noi - Sam Phran 1 送電線(11.7km)は既設の $2 \times 1272\text{MCM ACSR } 1\text{cct}$ 送電線を $4 \times 1272\text{MCM ACSR } 2\text{cct}$ に増強する。増強工事を行う際、既設の Sam Phran 1への 230kV 2cct 鉄塔を撤去しなければならないため、撤去前に Sam Phran 1への 230kV送電線を確保するために、South Thon Buri - Sam Phran 1 230kV 送電線 ($2 \times 1272\text{MCM ACSR } 1\text{cct}$)の仮ルートを確保する必要がある。

ただし、region-3の230kV系統が増強され、Sam Phran 1変電所がregion-3の230kV系統と連系された場合には、既存のSouth Thon Buri-Sam Phran 1-Bangkok Noi 230kV送電設備において2011年まで送電容量的として問題がないことになる。

c) 2003年

Fig. 6-4-7 にRangsit - Wang Noi及び Bangkok Noi - Sam Phran 1送電線の増強工事中の潮流を示す。Fig. 6-4-7に示すように、Bangkok Noi - Sai Noi 送電線を 230kVで運用していると、Sai Noi 230kV 母線の短絡電流が50kAを超過する。Sai Noi 230kV 母線の短絡電流を抑制するためには、Sai Noi 230kV 母線分割を行う必要があるが、母線分割を行うと、500kV/230kV 変圧器バンク数が増加する結果となる。つまり、1バンク停止運用を考慮すると、4 バンクから、母線分割により6バンク必要となる。2011年の系統構成を考えると (Chapter-5)、2003年に Bangkok Noiを 500kV変電所に昇圧し、Bangkok Noi - Sai Noi 送電線を 500kVで運用したほうがよい。Fig. 6-4-8に Bangkok Noi 500kV昇圧時の潮流及び短絡電流の結果を示す。ただし、500kV昇圧により、On Nuch 変電所母線が50kAを超過することとなり、短絡電流を抑制するため、Lat Phrao - Ratchadaphisek送電線の運用停止を行う。

このときの各変電所の 500kV/230kV変圧器必要バンク数

NONG CHOK 変電所	600MVA 2-bank , 750MVA 2-bank
SAI NOI 変電所	750MVA 3-bank
BANGKOK NOI 変電所	750MVA 4-bank
WANG NOI変電所	600MVA 3-bank

d) 2004年

Fig. 6-4-9に Sai Noi - Rangsit及び South Thon Buri - Sam Phran 1 - Bangkok Noi送電線増強工事中の潮流を示す。

Sai Noi - Rangsit 送電線 (24.5km) は $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体 500kV 2cct設計送電線に増強され、この区間の送電線増強工事完了後、Rangsit, Chaeng Watthana, "A" 変電所経由の500kV送電線 North Bangkok - Sai Noi 500kV 2cct送電線として運用されることになる。

South Thon Buri - Sam Phran 1 送電線(19.8km)は $2 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体 1cct から $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体 2cct 送電線に増強を行う。South Thon Buri - Bangkok Noi 送電線の分岐点から Sam Phran 1までの送電線は、Bangkok Noi - Sam Phran 1送電線増強時に $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体 4cct 鉄塔に建替られており、本区間の工事としては、分岐点から Sam Phran 1までの仮ルートを撤去し、 $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体の送電線を張る工事となる。さらに、分岐点から South Thon Buri までの区間は、 $2 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体 1cct 送電線を $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体 2cct 送電線に建て替える必要がある。

South Thon Buri - Bangkok Noi 送電線 (8.1km)は Sam Phran 1への 230kV 送電線を 2cct化することに伴い、 $2 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体 2cct から $4 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体 1cct に変更する。

e) 2005年

Fig. 6-4-10 に South Thon Buri - Sam Phran 1 - Bangkok Noi送電線及び Bang Phli - On Nuch送電線増強工事中の潮流を示す。

Bang Phli - On Nuch 230kV 2cct 送電線 (10.5km) は $1 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体から、 $2 \times 1272\text{MCM}$ ACSR導体に増強する。

Fig. 6-4-11 に Bang Phli - On Nuch区間のみの送電線増強工事中の潮流を示す。

短絡電流を抑制するため、North Bangkok 変電所を500kVに昇圧し、North Bangkok - Bangkok Noi (18.4km)及び North Bangkok - Sai Noi (36km) 送電線を 500kVで運用したほうがよい。このときの各 500kV変電所の 500kV/230kV変圧器の必要バンク数は、

NONG CHOK 変電所	600MVA 2-bank , 750MVA 2-bank
SAI NOI 変電所	750MVA 3-bank
BANGKOK NOI 変電所	750MVA 4-bank
NORTH BANGKOK 変電所	750MVA 3-bank
WANG NOI変電所	600MVA 3-bank

f) 2006年

Fig.6-4-12に a) ~ e) までの送変電増強工事が完了した場合の2006年の潮流及び短絡電流を示す。

短絡電流を50kA以下に保つため、South Bangkok - Thepharak 送電線の運用停止が必要となる。このとき South Bangkokの母線分割は必要ない。さらに、Lat Phrao - Ratchadaphisek(Fig. 6-4-12) または Chaeng Watthana - "A" 変電所 (Fig. 6-4-13)のいずれかの送電線の運用停止が必要となる。

各 500kV変電所の 500kV/230kV変圧器の必要バンク数は、

NONG CHOK 変電所	600MVA 2-bank , 750MVA 2-bank
SAI NOI 変電所	750MVA 3-bank
BANGKOK NOI 変電所	750MVA 4-bank
NORTH BANGKOK 変電所	750MVA 4-bank
WANG NOI変電所	600MVA 3-bank

平常系統及び (N-1) 事故系統において過負荷となるような送電線はない。各変電所の母線電圧は平常系統及び事故系統において EGAT の運用範囲を維持することができる。このときに必要な無効電力補償装置容量を Table-6-1-2に示す。Bangkok Noi及び North Bangkok変電所を 500kVに昇圧したことによって、各変電所母線電圧が改善されており、各変電所必要無効電力補償容量がEGATが計画している容量より少なくなっている。

(6) System Stability

- PSS 設置発電機は以下の通り。

REGION-3	BANG LANG	3×24MW
	RAJJAPRABHA	3×80MW
	KAENG KRUNG	2×40MW
	KHANOM	2×75MW + C. C. 674MW
	Combined Cycle	2×300MW
REGION-4	MAE MOH unit 4-7	4×150MW
	unit 8-13	6×300MW
	LAMPANG	8×300MW
	MAE KHAM	2×150MW
REGION-1	EASTERN	
	BANG PAKONG thermal	2×550MW + 2×600MW
	AO PHAI	3×700MW
REGION-1	WESTERN	
	SRINAGARIND unit 4-5	2×180MW
	KHAO LAEM	3×100MW
	LOWER CENTRAL C. C.	3×600MW
	NEW THERMAL unit 1-6	6×1000MW
	NUCLEAR unit 1-2	2×1000MW

- EGAT が計画している系統において、500KV 送電線事故における安定度の問題はない。
- 500KV送電線事故時の安定度の結果を Fig. 6-4-14に示す。

CASE-No.	事故送電線 (事故点)	安定度
06 - MTM	MAE MOH - THA TAKO (MAE MOH)	安 定
06 - MLL	MAE MOH - LAMPANG (LAMPANG)	"
06 - TLL	THA TAKO - LAMPANG (LAMPANG)	"
06 - TWT	THA TAKO - WANG NOI (THA TAKO)	"
06 - NWW	NONG CHOK - WANG NOI (WANG NOI)	"
06 - WAA	WANG NOI - AO PHAI (AO PHAI)	"
06 - NAA	NONG CHOK - AO PHAI (AO PHAI)	"
06 - NSS	NONG CHOK - SAI NOI (SAI NOI)	"
06 - SRR	SAI NOI - RATCHABURI 3 (RATCHABURI 3)	"
06 - SBB	SAI NOI - BANG SAPHAN (BANG SAPHAN)	"
06 - RBB	RATCHABURI 3 - BANG SAPHAN (BANG SAPHAN)	"
06 - BNN	NUCLEAR - BANG SAPHAN (BANG SAPHAN)	"

Fig. 6-4-15に EGAT が計画している送変電増強の系統と North Bangkok及び Bangkok Noi 変電所を500kV 変電所に増強した場合の系統安定度の比較結果を示す。事故条件は、Bang Saphan - Sai Noi 500kV送電線の Bang Saphan至近端三相短絡、主保護による一回線遮断とした。グレーターバンコク地域内の系統変更による安定度への影響は僅かである。

Fig. 6-4-16 にBang Pakong発電所での母線事故により、Bang Pakong thermal unit (600MW)がトリップした場合のグレーターバンコク地域内の 230kV母線電圧変動の結果を示す。グレーターバンコク地域内の最大ユニットである Bang Pakong thermal unitがトリップしてもグレーターバンコク地域内の電圧変動は EGAT の電圧運用範囲内にあり問題ない。

Table 6-4-1 に1997年から2006年までのEGATの PDP 92-01に基づく電源開発計画及び送変電増強計画と本検討で推奨するグレーターバンコク地域内の送電線及び500kV変電所の増強工事工程をまとめて示す。

6.5 2011年

(1) 電源計画

EGAT PDP 92-01によると、

New Thermal Switchyard - SAI NOI (New Thermal Unit-2)

500KV 4 × 1272MCM ACSR 375km 4cct (commissioning date 2001)

New Thermal Switchyard - SAI NOI (New Thermal Unit-5)

500KV 4 × 1272MCM ACSR 375km 2cct (commissioning date 2004)

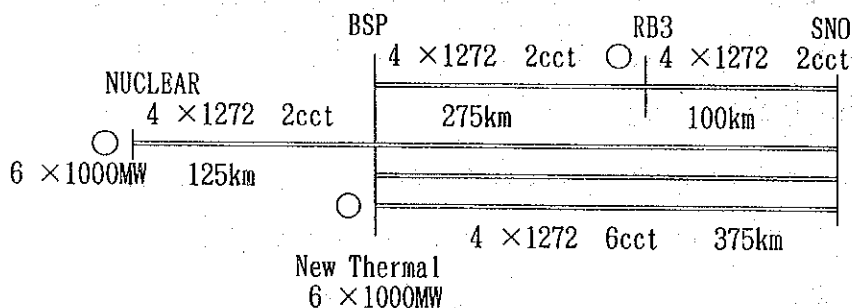
Nuclear Switchyard - New Thermal Switchyard (Nuclear Unit-1)

500KV 4 × 1272MCM ACSR 125km 2cct (commissioning date 2005)

新規電源

2006 - 2011 までの新規電源については、PDP 92-01 に従い、Nuclear Unit 3 - 6とする。

Nuclear Unit 3 - 6は、2006年の Nuclear Unit 1 - 2 と同一地点とする。



- Nuclear Switchyard - New Thermal Switchyard 500KV Transmission line

Nuclear 6 Units full出力の場合

$$6 \times (1000 - 50) \text{ MW} = 5700 \text{ MW}$$

50MW: station service

4 × 1272MCM ACSR 500KVの 1cct 当たりの熱容量は、3730MWであり、2cct (7460MW) 送電の場合、1cct事故が発生すると、熱容量から送電できなくなる。従って、Nuclear Unit-4が運開するときには、2ルート4cctとする必要がある。

- New Thermal Switchyard - SAI NOI 4 × 1272MCM ACSR 6cct (2006年)

安定度面から最も厳しいケースで考える。

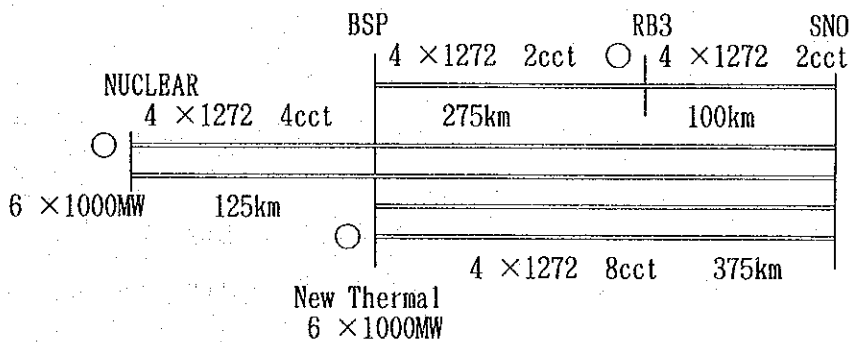
$$\text{New Thermal } 6 \times (1000 - 50) \text{ MW} = 5700 \text{ MW}$$

$$\text{Nuclear } 6 \times (1000 - 50) \text{ MW} = 5700 \text{ MW}$$

と、1000MW Unit 全台 full 出力の場合、New Thermal Switchyard - SAI NOI 送電線事故 (3LG - 3LO) で不安定となる。(Fig.5-5-1)

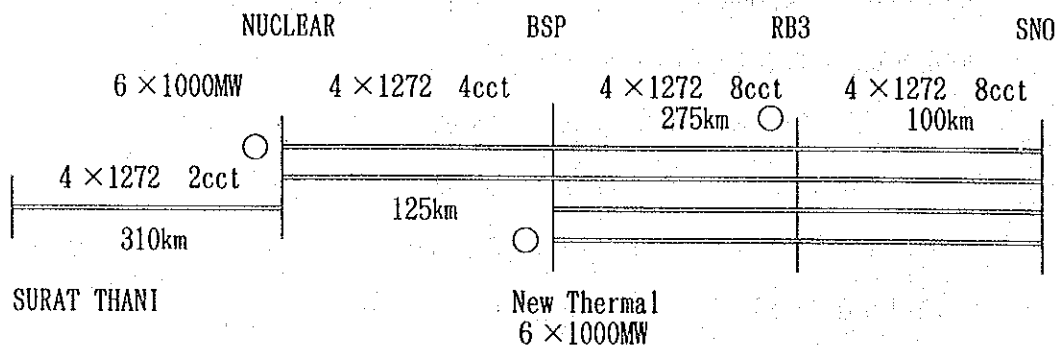
全発電機を安定に運転するためには、

New Thermal Switchyard - SAI NOI 4 × 1272MCM ACSR 8cct とする必要がある。



- New Thermal (Bang Saphan) - Ratchaburi 3 - Sai Noi

Fig.6-5-2 に Sai Noi - New Thermal (Bang Saphan)500kV送電線をRatchaburi 3 変電所に途中引き込んだ場合の安定度の結果を示す。事故条件としては、Bang Saphan - Ratchaburi 3 500kV送電線の一回線三相短絡-一回線開放 (事故点は Bang Saphan側とする) とする。Bang Saphan - Ratchaburi 3 500kV送電線は8回線では不安定となり、安定運転を行うためには10回線必要となる。ただし、region-1とregion-3の連系を強化すれば、Ratchaburi 3 - Bang Saphan 500kV 送電線8回線で安定運転が可能となる。Fig.6-5-3 に Bang Sphan - Surat Thani (310km) を 500kV送電線で連系した場合の安定度の結果を示す。



(2) 2011年系統及び潮流

2006年までの EGAT の送変電増強計画に加え、短絡電流の抑制及び平常系統・(N-1) 事故系統での過負荷送電線を解消するため、グレーターバンコク地域内で、次のような増強工事が完了している。

・ 500kV 送電線

BANGKOK NOI - SAI NOI (29.6km)	500kV 4x1272MCM ACSR 2cct
NORTH BANGKOK - SAI NOI (36.0km)	500kV 4x1272MCM ACSR 2cct
NORTH BANGKOK - BANGKOK NOI (18.4km)	500kV 4x1272MCM ACSR 2cct

・ 230kV 送電線

RANGSIT - CHAENG WATTHANA (10km)	4x1272MCM ACSR 2cct
NORTH BANGKOK - "A" 変電所 (4.4km)	4x1272MCM ACSR 2cct
LAT PHRAO - "A" 変電所 (2.7km)	4x1272MCM ACSR 2cct
CHAENG WATTHANA - "A" 変電所 (7.1km)	4x1272MCM ACSR 2cct
RANGSIT - WANG NOI (49.9km)	2x1272MCM ACSR 4cct
BANGKOK NOI - SAM PHRAN 1 (11.7km)	4x1272MCM ACSR 2cct
SOUTH THON BURI - SAM PHRAN 1 (19.8km)	4x1272MCM ACSR 2cct
SOUTH THON BURI - BANGKOK NOI (8.1km)	4x1272MCM ACSR 1cct

Fig. 6-5-4 は EGAT 需要予測 (Table-6-1-1) に基づく 2011 年の潮流及び短絡電流の結果を示す。Fig. 6-5-4 の系統において、短絡電流は、50kA 以内に収まっており問題ないが、North Bangkok - "A" 変電所間の送電線 (4x1272MCM ACSR、熱容量: 1716MVA) が一回線事故停止時に過負荷となる。

事故条件	平常系統潮流	(N-1) 事故系統
North Bangkok - "A" 変電所 二回線送電線のうち一回線事 故停止	1,086MW - j124MVar /cct	2,073MW - j191MVar overload

Bangkok Noi - Sai Noi 500kV 送電線と North Bangkok - "A" 変電所送電線は一回線事故時の潮流を導体の熱容量以下に制限する必要がある。熱容量は、それぞれ 3730MVA, 1716MVA である。それぞれの送電線の潮流抑制を行うため、Greater Bangkok Area 230kV 系統を分割する必要がある。Bangkok Noi - Sai Noi 500kV 送電線の潮流を抑制するため、South Bangkok - Thepharak 送電線の運用停止を行う。また、North Bangkok - "A" 変電所 230kV 送電線の潮流抑制を行うためには、Rangsit - Chaeng Watthana 230kV 送電線及び Lat Phrao - Ratchadaphisek 230kV 送電線を運用停止 (Fig. 6-5-5) するか、Chaeng Watthana - "A" 変電所 230kV 送電線及び Bank Kapi - Ratchadaphisek 送電線を運用停止 (Fig. 6-5-6) する必要がある。

2011年の需要予測が EGAT 予測より増加した場合及び電源構成が変わった場合については、Chapter-5 で詳細に述べられている。

Table 6-1-1 Load forecast at each substation

Load Forecast of Greater Bangkok Area

Substation	1997			2001			2006			2011			
	(MVA)	sys-peak	MEA peak	(MVA)	sys-peak	MEA peak	(MVA)	sys-peak	MEA peak	(MVA)	sys-peak	MEA peak	
69KV													
North Bangkok1601	2x200	284.940	298.820	2x200	280.589	295.283	3x200	352.385	371.952	3x200	421.213	444.613	
1611	200	141.803	149.681	2x200	230.589	236.283	3x200	352.385	371.952	3x200	421.213	444.613	
		435.843	449.501		561.378	592.566		704.770	743.924		842.429	889.227	
Eat Phraao	1602	2x200	259.948	274.390	2x200	211.965	223.742	2x200	235.473	248.555	2x200	281.466	297.102
1612	2x200	259.948	274.390	2x200	211.965	223.742	2x200	235.473	248.555	2x200	281.466	297.102	
1622	200	0.000	0.000	200	105.988	111.876	2x200	235.473	248.555	2x200	281.466	297.102	
		519.896	548.779		529.920	559.360		706.419	745.658		844.397	891.307	
Bang Kapi	1603	2x200	243.609	257.143	3x200	351.148	370.656	3x200	425.843	449.501	4x200	509.019	537.297
1613	2x200	243.609	257.143	3x200	351.148	370.656	3x200	425.843	449.501	4x200	509.019	537.297	
		487.218	514.286		702.296	741.312		851.686	899.002		1018.037	1074.595	
Bang Phli	1604	2x200	355.938	375.712	3x200	376.569	397.489	3x200	438.554	462.918	4x200	524.212	553.335
South Bangkok	1605	2x200	261.157	275.666	2x200	314.668	332.150	2x200	292.153	308.384	3x200	349.216	368.617
1615	200	130.578	137.832	200	157.338	166.079	2x200	292.153	308.384	3x200	349.216	368.617	
1625	200	130.578	137.832	200	157.338	166.079	2x200	292.153	308.384	3x200	349.216	368.617	
		522.313	551.330		629.344	664.308		776.459	825.151		1047.649	1105.351	
South Thon Bui	1606	2x200	178.966	188.909	2x200	194.840	205.664	2x200	214.713	226.641	2x200	256.651	270.909
1616	2x200	178.966	188.909	2x200	194.840	205.664	2x200	214.713	226.641	2x200	256.651	270.909	
1626	200	0.000	0.000	200	97.420	102.832	2x200	214.713	226.641	2x200	256.651	270.909	
		357.932	377.817		487.100	514.161		644.139	679.925		769.952	812.727	
Bangkok Noi	1607	2x200	174.166	183.842	2x200	224.142	236.594	2x200	288.480	304.507	3x200	344.826	363.983
1617	2x200	174.166	183.842	2x200	224.142	236.594	2x200	288.480	304.507	3x200	344.826	363.983	
		348.332	367.684		448.284	473.189		576.960	605.013		689.652	727.956	
Rangsit	1609	2x200	255.880	270.096	2x200	276.268	291.616	3x200	345.683	364.888	3x200	413.202	436.157
1619	2x200	255.880	270.096	2x200	276.268	291.616	3x200	345.683	364.888	3x200	413.202	436.157	
		511.760	540.191		592.536	633.232		729.172	773.773		872.403	921.315	
Ratchadaphisek	1634	300	304.652	321.577	2x300	493.357	520.766	2x300	332.310	350.772	2x300	397.217	419.284
1644	300	0.000	0.000	300	0.000	0.000	2x300	332.310	350.772	2x300	397.217	419.284	
		304.652	321.577		493.357	520.766		664.620	701.543		794.433	838.569	
Thepharak	1636	300	81.775	86.318	300	115.810	122.244	300	153.160	161.669	300	183.075	193.246
Chidlom	1830		329.950	348.291		343.860	362.953		390.650	412.353		466.952	492.693
Savu Pradit	1832		508.140	536.370		629.540	664.514		756.280	798.236		903.996	954.218
		4753.759	5017.357		5869.994	6196.105		7455.063	7869.233		8911.184	9406.249	
115KV													
Bang Phli	1704	2x200	227.462	240.089	2x200	237.187	250.364	2x200	229.795	242.561	2x200	274.678	289.938
1714	200	113.731	120.049	200	118.594	125.183	2x200	229.795	242.561	2x200	274.678	289.938	
		341.193	360.148		355.781	375.547		459.590	485.123		549.357	579.377	
South Bangkok	1705	2x200	170.154	179.607	2x200	231.495	244.356	2x200	194.796	205.513	2x200	232.843	245.779
1715	200	0.000	0.000	200	0.000	0.000	200	97.398	102.809	200	116.422	122.890	
		170.154	179.607		231.495	244.356		292.194	308.477		349.255	368.669	
Bangkok Noi	1707	200	20.114	21.231	200	35.548	37.533	200	55.569	58.523	200	66.423	70.113
Sai Noi	1708	200	38.400	40.553	200	62.778	66.266	200	87.997	92.886	200	109.185	111.028
Rangsit	1709	2x200	253.209	267.276	2x200	330.249	348.586	2x200	326.355	344.486	3x200	390.099	411.771
1719	200	126.415	133.438	200	164.871	174.031	2x200	326.355	344.486	3x200	390.099	411.771	
		379.624	400.714		495.120	522.627		652.710	689.972		780.197	823.541	
Nong Chok	1710	2x200	182.585	192.729	2x200	186.443	196.891	2x200	272.289	287.416	3x200	325.472	343.554
Chaeng Watthai	1735	2x300	190.255	200.823	2x300	491.188	518.476	4x300	666.139	703.147	4x300	796.249	840.485
Thepharak	1736	300	81.780	86.323	300	115.810	122.244	300	153.160	161.669	300	183.075	193.246
On Nuch	1741		0.000	0.000	2x200	192.849	203.563	2x200	288.000	304.000	3x200	344.252	363.377
		1404.105	1482.111		2157.012	2287.492		2827.548	3000.295		3499.475	3693.891	
		6157.664	6499.968		8037.006	8483.506		10382.711	10939.828		12410.693	13100.740	
Average Growth													
					97-01(%)	6.880			01-06(%)	5.260		06-11(%)	3.630

Table 6-1-1-1 Load forecast at each substation (cont.)

Load Forecast of Region-2

Substation code	1997			2001			2006			2011		
	non-coin	Sys-peak	MEA peak	non-coin	Sys-peak	MEA peak	non-coin	Sys-peak	MEA peak	non-coin	Sys-peak	MEA peak
Nam Phung 2603	3.720	3.534	2.046	4.800	4.560	2.640	5.160	5.352	3.336	7.610	7.230	4.186
Pak Chong 2701	41.830	39.434	23.007	55.850	52.953	30.718	75.270	71.506	41.329	92.220	92.359	53.471
Sikhui 2702	41.510	39.434	22.831	55.740	52.953	30.657	77.770	73.681	42.774	104.950	99.703	57.723
Nakhon Rat2 2703	127.520	121.144	76.136	183.720	180.234	104.345	241.930	239.384	133.032	290.540	276.013	159.797
Nakhon Rat1 2704	61.320	58.254	33.726	78.850	72.067	41.718	95.830	91.386	52.734	118.340	112.423	65.887
Euri Ram 2705	14.940	14.133	8.217	15.020	14.089	10.461	22.820	22.629	13.101	28.480	27.056	15.664
Surin 2706	55.880	53.086	30.734	70.940	67.333	39.017	90.420	85.899	48.751	110.550	105.023	60.803
Phon 2707	29.390	27.921	16.165	37.510	35.634	20.631	47.740	45.353	26.257	58.540	55.613	32.197
Chaiyaphum 2708	47.600	45.220	26.180	62.510	59.384	34.381	81.350	77.311	44.759	100.760	95.772	55.413
Khon Kaen-1 2710	56.890	54.046	31.290	71.340	67.773	39.237	90.970	86.422	50.034	118.000	107.350	62.150
Khon Kaen-2 2711	30.770	29.231	16.924	38.580	36.651	21.219	49.200	46.749	27.060	61.109	58.945	33.505
Maha Sarakham 2712	30.990	29.440	17.045	40.150	38.152	22.038	53.450	50.778	29.398	69.060	65.607	37.983
Rasothon 2713	31.230	29.558	17.177	40.580	38.618	22.338	52.950	50.331	29.159	68.150	62.871	36.399
Kalsasin 2714	30.930	29.383	17.012	40.250	38.247	22.143	53.800	51.110	29.590	68.730	65.244	38.352
Koi Et 2715	44.750	42.512	24.613	57.870	54.929	31.801	74.400	70.660	40.970	91.590	87.011	50.373
Si Sa Ket 2716	58.938	55.984	32.412	75.970	72.172	41.784	96.850	92.017	53.273	118.060	113.107	65.483
Ubon Ratchab 2717	46.150	43.842	25.333	59.760	56.772	32.888	76.830	72.989	42.237	94.370	89.652	51.904
Ubon Ratchab 2718	32.560	31.312	18.128	42.580	40.546	23.474	54.830	52.136	30.184	67.400	64.030	37.070
Sirindhorn 2720	8.780	8.341	4.829	11.040	10.458	6.972	13.680	12.986	7.524	18.210	15.400	8.316
Amnat Charoen 2721	18.750	17.813	10.313	24.360	23.142	13.398	31.660	30.077	17.413	39.480	37.508	21.714
Mukdahan 2722	24.650	23.427	13.553	30.980	29.431	17.039	39.170	37.421	21.544	47.880	45.486	26.334
Chulabhorn 2723	0.200	0.190	0.116	0.280	0.266	0.154	0.330	0.321	0.209	0.480	0.456	0.264
Chum Phae 2724	39.950	37.953	21.973	50.950	48.493	28.033	65.460	62.187	36.003	81.350	77.282	44.743
Udon Thani1 2726	33.530	31.901	18.469	41.550	39.473	22.853	51.710	49.125	28.441	62.620	59.489	34.441
Udon Thani2 2727	28.310	26.894	15.571	35.040	33.288	19.272	43.600	41.420	23.980	52.770	50.132	29.024
Phang Khon 2728	21.640	20.558	11.902	27.310	25.944	15.071	34.220	32.509	18.821	41.280	39.216	22.704
Bung Kan 2729	14.410	13.689	7.926	18.230	17.319	10.027	22.810	21.670	12.585	27.390	25.021	15.055
Sakhon Nakhon 2730	30.870	29.327	16.979	38.760	36.822	21.318	48.340	45.923	26.587	58.160	55.232	31.888
Nong Bua Lam 2731	22.940	21.793	12.617	28.810	27.370	15.846	36.240	34.428	19.932	44.100	41.895	24.255
Loei 2732	37.030	35.179	20.357	46.910	44.564	25.801	59.530	56.554	32.742	73.020	69.359	40.161
Nong Khai 2733	32.880	31.236	18.034	41.390	39.320	22.785	52.110	49.505	28.661	63.410	60.239	34.876
Khong 2736	32.650	31.048	17.938	38.020	36.139	20.911	45.450	43.178	24.938	53.770	51.082	29.574
Phayakkhabhu 2737	38.450	36.528	21.148	49.110	46.655	27.011	62.640	59.508	34.452	76.670	72.837	42.169
Nam Phong 2738	75.640	71.858	41.602	87.920	83.524	48.356	102.800	97.660	56.540	117.660	111.788	64.798
San Phai 2739	24.980	23.731	13.739	31.890	30.296	17.540	40.540	38.551	22.319	49.750	47.252	27.853
Prakhon Chai 2745	32.810	31.170	18.046	41.770	39.682	22.974	52.310	49.695	28.771	63.030	59.878	34.667
Nong Han 2746	26.850	25.506	14.786	33.390	31.720	18.355	41.630	39.539	22.337	50.230	47.788	27.354
San Dung 2747	8.500	8.075	4.675	8.500	8.075	4.675	8.500	8.075	4.675	8.500	8.075	4.675
Phon Thong 2748	19.520	18.639	10.791	25.570	24.292	14.064	33.340	31.673	18.337	41.610	39.530	22.886
Sakhon Phanom 2751	21.390	20.321	11.765	27.330	25.963	15.032	34.720	32.934	19.096	42.400	40.280	23.320
Somdet 2752	24.990	23.740	13.755	32.800	31.160	18.040	42.000	39.900	23.100	51.200	48.640	28.160
That Phanom 2750	12.060	11.457	6.633	15.780	14.991	8.679	20.640	19.608	11.352	25.750	24.483	14.153
Average	1419.250	1348.288	780.588	1626.850	1735.508	1004.768	2327.260	2210.837	1278.933	2657.240	2714.378	1571.482
Growth Rate												
01-06 (%)												
06-11 (%)												

Table 6-1-1 load forecast at each substation (cont.)

Load Forecast of Region-3

Substation	node	1997				2001				2006				2011			
		non-coin	sys-peak	MEA peak	ME peak	non-coin	sys-peak	MEA peak	ME peak	non-coin	sys-peak	MEA peak	ME peak	non-coin	sys-peak	MEA peak	ME peak
Chumphon	3701	55.070	52.317	38.549	70.101	51.653	96.820	91.979	67.774	119.390	113.420	83.573	83.573				
Lang Suan	3702	15.530	10.871	10.871	20.810	17.769	19.560	27.310	25.944	19.117	33.580	31.936	23.576				
Chumphon	3704	63.240	60.078	44.268	83.970	79.771	111.500	109.925	78.050	141.139	134.093	98.305	98.305				
Rajabpraha	3705	2.940	2.793	2.058	3.938	3.734	2.751	5.409	7.210	8.350	5.947	5.947					
Takua Pa	3707	9.630	9.148	6.741	13.030	12.378	9.121	18.210	17.300	12.747	24.440	23.218	17.108				
Shangka	3708	12.500	11.876	8.750	16.860	16.017	11.802	22.130	21.450	16.345	31.000	29.450	21.700				
Phuket-1	3709	60.330	57.314	42.231	81.920	77.824	57.344	111.310	105.745	77.917	143.550	136.372	100.485				
Phuket-2	3710	63.800	60.610	44.560	86.640	82.308	60.648	117.730	111.843	82.411	151.370	144.277	106.309				
Krabi	3711	24.890	23.646	17.423	33.700	32.015	23.590	45.720	43.434	32.004	59.450	56.478	41.615				
Lam Poo Ra	3712	61.930	58.833	43.351	79.770	75.782	55.839	103.930	98.734	72.751	131.570	124.991	92.099				
Khung Song	3713	84.360	80.142	59.052	98.140	93.233	68.598	115.180	109.402	80.512	132.750	126.113	92.925				
Kakhoon Si Th	3714	87.730	83.344	61.411	117.950	112.053	82.555	159.480	151.506	111.636	206.370	196.052	144.459				
Khanom	3716	33.050	31.397	23.135	45.440	43.168	31.808	63.410	60.239	44.387	83.370	79.677	58.769				
Phatthalung	3717	31.440	29.868	22.068	40.310	38.295	28.217	52.220	49.609	36.554	65.160	61.902	45.612				
Rat Yai 1	3719	74.770	71.032	52.339	98.210	93.300	68.747	130.510	123.934	91.357	156.110	157.805	116.277				
Rat Yai 2	3720	56.640	53.808	39.548	74.330	70.671	52.073	98.360	93.937	65.202	125.840	119.548	88.088				
Sonekhla	3721	69.690	66.206	48.783	92.860	88.236	65.016	124.260	118.047	86.982	158.420	150.499	116.884				
Tala	3722	21.890	20.890	15.383	28.480	27.056	19.936	37.620	35.739	26.334	47.330	45.439	33.481				
Marathiwat	3724	13.950	13.258	9.765	18.010	17.110	12.607	23.780	22.591	16.545	30.210	28.700	21.147				
Pattani	3725	56.490	53.666	39.543	72.740	69.103	50.913	95.350	90.611	66.786	120.600	114.389	84.280				
Pang Lang	3726	7.420	7.049	5.154	9.360	8.895	6.358	13.550	12.873	9.485	17.960	17.062	12.572				
Sadao	3728	17.700	16.815	12.390	24.130	22.981	16.933	34.310	32.595	24.017	48.650	44.317	32.655				
Ban Don	3731	29.100	27.645	20.370	38.260	36.347	26.732	51.170	48.612	35.819	65.720	62.434	46.004				
Sungai Kolok	3734	25.900	24.505	18.130	33.440	31.788	23.408	44.160	41.932	30.912	56.140	53.333	39.298				
Keang Krung	3735	5.130	4.874	3.591	6.310	6.469	4.767	9.040	8.588	6.328	11.430	10.859	8.001				
Ranot	3736	41.830	39.738	29.281	55.880	53.096	39.123	75.000	71.250	52.500	96.040	91.238	67.228				
Average		1114.730	1058.994	780.311	1466.850	1393.508	1026.795	1947.610	1850.230	1363.377	2475.160	2351.402	1732.612				
									01-06(%)			06-11(%)					
										7.104		5.834					
													4.911				

Table 6-1-1 load forecast at each substation (cont.)

Load Forecast of Region-4

substation	1997				2001				2006				2011			
	non-coin	sys-peak	MEA peak	ME peak	non-coin	sys-peak	MEA peak	ME peak	non-coin	sys-peak	MEA peak	ME peak	non-coin	sys-peak	MEA peak	ME peak
Takhlai-1	4825	13,000	8,450	12,350	13,000	12,350	8,450	13,000	12,350	8,450	13,000	12,350	13,000	12,350	8,450	13,000
Sam Ngao	4701	2,000	1,300	2,423	2,550	2,423	1,300	2,550	2,423	1,300	2,550	2,423	2,550	2,423	1,300	2,550
Tak-1	4702	22,160	14,404	20,218	20,400	19,380	13,694	20,400	19,380	13,694	20,400	19,380	20,400	19,380	13,694	20,400
Mae Sot	4703	15,720	10,218	20,400	20,400	19,380	13,694	20,400	19,380	13,694	20,400	19,380	20,400	19,380	13,694	20,400
Kamphaengphet4704	32,470	30,847	21,106	44,420	44,420	42,199	28,873	44,420	42,199	28,873	44,420	42,199	44,420	42,199	28,873	44,420
Sukhothai	4705	23,680	21,926	15,002	30,280	28,766	19,682	39,810	37,820	25,877	50,096	47,586	32,559	30,280	28,766	19,682
Phitsanulok24706	29,570	28,092	19,221	38,780	36,841	25,207	52,540	49,918	34,151	68,930	65,484	44,805	49,918	47,364	32,559	65,484
Phitsanulok14707	42,170	40,062	27,411	55,700	52,951	36,205	76,790	72,951	49,914	102,690	97,556	66,749	72,951	69,314	49,914	102,690
Phichit	4708	33,350	31,683	21,678	45,630	43,396	29,692	62,020	59,793	40,380	87,761	84,047	62,020	59,793	40,380	87,761
Phetchabun	4709	45,090	42,836	29,309	56,520	53,694	36,738	71,850	68,258	46,703	83,771	80,317	71,850	68,258	46,703	83,771
Lom Sak	4710	18,390	17,471	11,954	23,150	21,992	15,048	28,460	27,987	19,149	35,230	34,418	28,460	27,987	19,149	35,230
Sirikit	4711	3,550	3,372	2,308	4,830	4,589	3,140	6,820	6,479	4,433	9,280	8,818	6,820	6,479	4,433	9,280
Uttaradit	4712	34,980	33,231	22,737	45,800	43,510	29,770	60,730	57,693	39,475	77,360	73,492	60,730	57,693	39,475	77,360
Phrae	4713	47,740	45,353	31,031	62,520	59,294	40,638	84,060	79,857	54,639	103,284	103,284	84,060	79,857	54,639	103,284
Nan	4714	32,730	31,093	21,275	43,800	41,510	28,470	50,610	47,579	39,397	80,670	76,637	50,610	47,579	39,397	80,670
Phayao	4717	55,920	53,124	36,348	72,060	68,457	46,839	93,130	88,473	60,535	116,110	110,304	93,130	88,473	60,535	116,110
Chiang Rai	4718	81,470	77,396	52,956	103,880	98,686	67,522	131,850	125,258	85,703	160,830	152,789	131,850	125,258	85,703	160,830
Lampang-2	4719	36,870	35,027	23,966	47,900	45,505	31,135	62,050	58,948	40,332	77,260	73,397	62,050	58,948	40,332	77,260
Lamphun-2	4720	92,090	87,486	59,859	120,640	114,608	78,416	149,270	141,807	97,026	178,040	169,138	149,270	141,807	97,026	178,040
Chrom Thong	4721	25,240	24,528	17,055	34,050	32,357	22,139	44,160	41,952	28,704	55,110	52,354	44,160	41,952	28,704	55,110
Chiang Mai-34722	177,820	168,549	115,323	225,690	214,406	146,639	288,260	273,847	187,369	355,620	338,789	231,803	288,260	273,847	187,369	355,620
Chiang Mai-24723	51,780	49,191	33,657	67,500	64,125	43,875	87,480	83,106	56,862	103,351	70,774	51,780	49,191	33,657	67,500	64,125
Sawan Khlok4726	32,800	30,970	21,190	42,730	40,593	27,775	56,320	53,561	36,647	71,320	67,754	46,358	56,320	53,561	36,647	71,320
Lan Krabu	4730	11,810	11,029	7,547	15,350	14,583	9,978	20,010	19,010	13,000	24,610	23,379	20,010	19,010	13,000	24,610
Thoen	4731	8,150	8,313	5,688	11,250	10,588	7,313	14,320	13,604	9,308	17,480	16,606	14,320	13,604	9,308	17,480
Lampang-1	4732	36,880	36,936	25,272	50,510	47,985	32,832	65,440	62,168	42,536	81,480	77,408	65,440	62,168	42,536	81,480
Lamphun-1	4733	20,920	19,019	13,013	25,660	24,377	16,679	32,820	31,179	21,333	40,440	38,418	32,820	31,179	21,333	40,440
Chiang Mai-14734	51,780	49,191	33,657	67,500	64,125	43,875	87,480	83,106	56,862	103,370	70,727	51,780	49,191	33,657	67,500	64,125
Nakhon Sawan4741	74,270	70,557	48,276	96,400	91,580	62,660	127,370	121,002	82,791	182,000	153,900	105,300	127,370	121,002	82,791	182,000
Nanorom	4743	54,900	52,155	35,685	73,660	69,977	47,879	99,810	94,819	64,877	128,830	122,389	99,810	94,819	64,877	128,830
Takhlai-2	4744	15,690	14,905	10,199	20,500	19,475	13,325	27,530	26,154	17,898	35,750	33,238	27,530	26,154	17,898	35,750
Tha Tako	4748	8,250	7,837	5,363	10,710	10,175	6,962	14,150	13,442	9,198	17,970	17,071	14,150	13,442	9,198	17,970
Salobhat	4751	19,900	18,905	12,935	26,450	25,127	17,192	35,930	34,134	23,355	46,920	44,574	35,930	34,134	23,355	46,920
Bang Mun Nakh4752	36,930	34,286	23,459	48,250	45,838	31,363	57,070	53,716	43,595	90,230	85,719	58,658	57,070	53,716	43,595	90,230
Thoen	4754	25,560	24,282	16,614	32,710	31,075	21,262	41,780	39,591	27,157	51,430	48,859	41,780	39,591	27,157	51,430
Mae Chan	4755	37,990	35,426	24,239	47,600	45,220	30,940	60,540	57,513	39,351	74,180	70,471	60,540	57,513	39,351	74,180
Tak-2	4802	40,240	38,228	26,156	40,320	38,304	26,208	40,420	38,399	26,273	40,520	38,494	40,420	38,399	26,273	40,520
Average	1393,820	1311,361	897,403	1797,520	1694,990	1159,938	2338,280	2208,617	1511,432	2939,500	2780,175	1902,225	2338,280	2208,617	1511,432	2939,500
Growth Rate				97-01			5.222				01-08(%)					06-11(%)

Table 6-1-1 load forecast at each substation (cont.)

Load Forecast of Region-1 Central Area

Substation Code	1997			2001			2006			2011		
	non-coin	sys-peak	MEA peak	non-coin	sys-peak	MEA peak	non-coin	sys-peak	MEA peak	non-coin	sys-peak	MEA peak
Ayutthaya-2	5604	17,520	16,739	14,096	22,810	18,248	29,570	28,187	23,736	36,990	35,141	29,592
Phachi (VOA)	5605	2,500	2,375	2,000	2,500	2,000	2,500	2,375	2,000	2,500	2,375	2,000
Angthong-1	5701	41,940	39,843	33,532	57,550	46,040	58,270	55,357	46,516	56,340	55,933	47,152
Thalan-1	5703	93,950	89,253	75,160	100,880	95,846	80,712	111,220	105,559	88,376	133,310	117,335
Thalan-2	5704	48,000	45,600	38,400	48,000	45,600	48,000	45,600	38,400	48,000	45,600	38,400
Saraburi-2	5705	481,000	456,950	384,800	509,490	484,016	407,592	560,440	532,418	448,352	583,680	466,944
Saraburi-3	5706	109,200	103,740	87,360	109,200	103,740	87,360	109,200	103,740	87,360	109,200	87,360
Saraburi-4	5707	58,230	55,318	45,584	57,960	54,368	81,900	77,710	65,440	97,040	92,188	77,632
Saraburi-1	5708	53,340	50,673	42,672	70,500	66,375	56,400	59,290	50,826	76,332	73,730	61,544
Singburi	5709	51,970	49,372	41,576	61,430	58,359	49,144	73,740	70,053	58,992	86,690	82,355
Lop Buri-1	5710	37,940	36,043	30,352	47,060	44,707	37,648	59,440	56,463	47,552	73,030	69,379
Angthong-2	5711	31,480	29,905	25,184	40,870	38,826	32,895	52,850	50,207	42,280	64,300	61,560
Lop Buri-2	5712	30,810	28,269	24,648	38,900	36,955	31,120	49,870	47,375	39,896	61,930	58,833
Phrapoththab	5713	28,230	26,819	22,584	35,310	33,545	28,248	43,900	43,605	36,720	58,480	55,536
Chai Badan	5714	12,910	12,265	10,328	17,350	16,492	13,868	24,100	22,695	19,280	32,100	30,495
Doembaeng Nava	5715	22,870	21,727	18,296	28,580	27,246	22,944	35,710	33,925	28,568	42,420	40,299
Ayutthaya-1	5716	37,130	35,274	29,704	48,050	45,657	38,448	62,510	59,384	50,008	71,950	74,053
Bang Pa In-4	5717	62,780	59,650	50,232	87,730	83,344	70,184	120,140	114,133	96,112	151,450	143,887
Suphan Buri	5719	34,510	32,784	27,608	43,280	41,116	34,624	59,390	51,195	43,112	63,380	60,781
Nakhon Nava	5724	19,220	18,259	15,376	25,110	23,854	20,068	33,060	31,407	26,448	41,440	39,368
Thalan-3	5726	234,800	223,060	187,840	294,960	280,231	235,964	332,000	315,400	265,600	348,100	330,595
Bang Pa In-2	5727	318,440	302,518	254,752	433,590	411,910	346,372	513,680	487,996	410,944	575,430	546,658
Kanhsit-69		271,888			363,150			460,930			577,400	
Kanhsit-115		309,830			401,850			523,270			654,310	
		2410,590	1737,436	1463,104	2846,260	2081,697	1753,008	3537,240	2425,616	2042,624	4093,110	2718,330
Average			Growth	Rate			37-01(%)		5.145		01-06(%)	3.724
												05-11(%)
												2.962

Table 6-1-2
total capacity of reactive power compensator (shunt capacitor)
at each substation in the Greater Bangkok Area and vicinity area

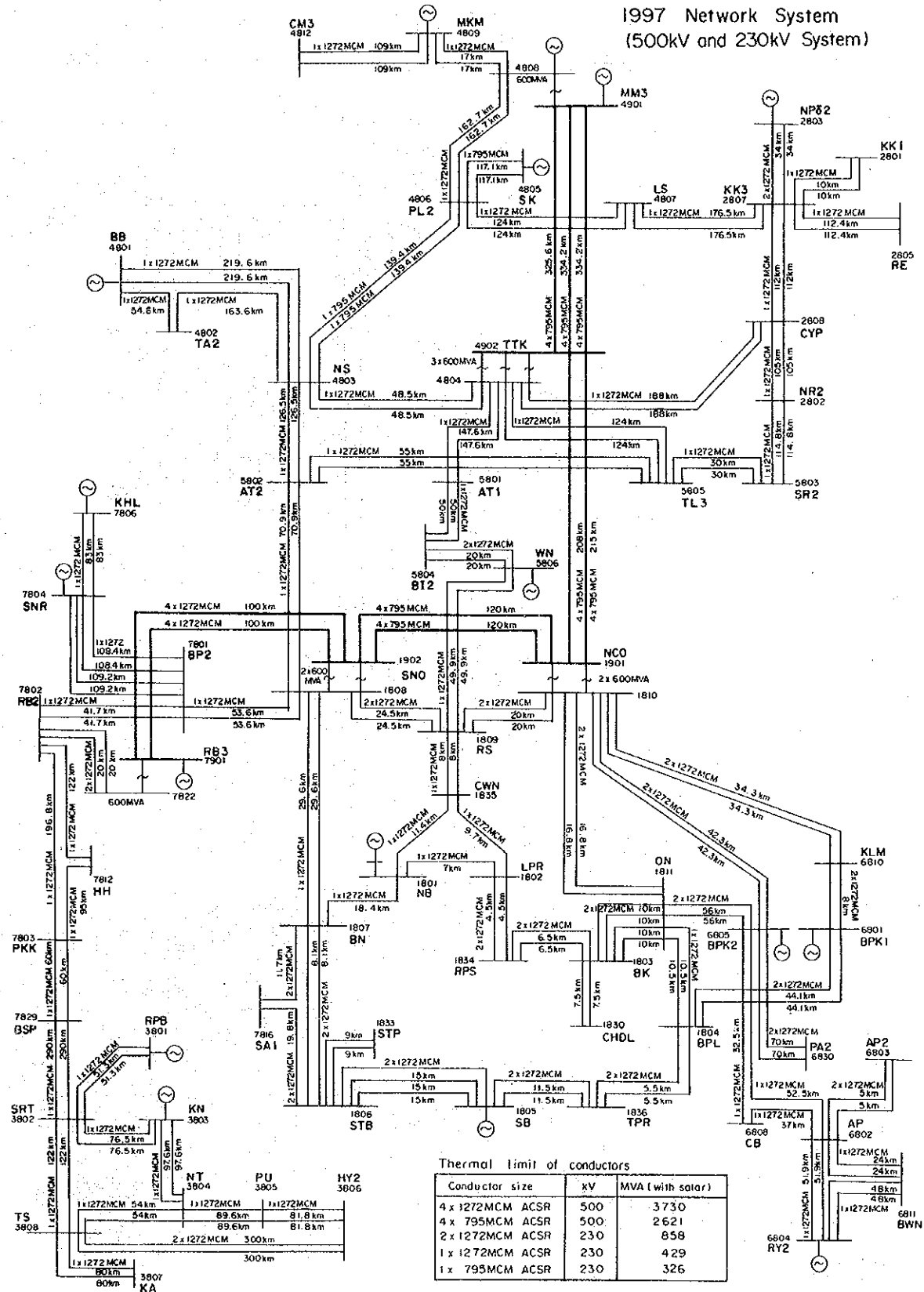
SUBSTATION	NODE CODE	BUS VOLTAGE	TOTAL CAPACITY OF SHUNT CAPACITOR (MVA)				
			EGAT's plan			this study	
			1997	2001	2006	2011	2011
NORTH BANGKOK	1801	230KV	0.00	0.00	300.00	300.00	360.00
	1601	69KV	90.00	120.00	150.00	120.00	210.00
	1611	69KV	63.06	120.00	150.00	120.00	210.00
LAT PHRAO	1802	230KV	0.00	120.00	240.00	210.00	360.00
	1602	69KV	97.80	120.00	120.00	90.00	150.00
	1612	69KV	99.19	120.00	120.00	90.00	150.00
	1622	69KV	--	60.00	120.00	90.00	150.00
BANG KAPI	1803	230KV	132.25	120.00	240.00	240.00	300.00
	1603	69KV	132.25	150.00	180.00	210.00	210.00
	1613	69KV	99.19	150.00	180.00	210.00	210.00
BANG PHLI	1804	230KV	132.25	120.00	300.00	150.00	360.00
	1704	115KV	66.13	120.00	90.00	90.00	90.00
	1714	115KV	33.06	60.00	90.00	90.00	90.00
	1604	69KV	130.93	150.00	150.00	150.00	180.00
SOUTH BANGKOK	1805	230KV	132.25	240.00	300.00	270.00	300.00
	1705	115KV	66.12	120.00	60.00	60.00	60.00
	1715	115KV	--	--	30.00	30.00	30.00
	1605	69KV	93.07	150.00	150.00	120.00	150.00
	1615	69KV	66.13	90.00	150.00	120.00	150.00
	1625	69KV	66.13	90.00	120.00	120.00	150.00
SOUTH THON BURI	1806	230KV	132.25	240.00	300.00	300.00	360.00
	1606	69KV	99.19	60.00	90.00	90.00	150.00
	1616	69KV	66.13	60.00	90.00	90.00	150.00
	1626	69KV	--	30.00	90.00	90.00	150.00
BANGKOK NOI	1807	230KV	132.25	180.00	240.00	240.00	300.00
	1707	115KV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	1607	69KV	66.13	120.00	120.00	120.00	180.00
	1617	69KV	66.13	120.00	120.00	120.00	180.00
SAI NOI	1808	230KV	0.00	180.00	240.00	210.00	240.00
	1828	230KV	--	--	0.00	--	--
	1708	115KV	--	0.00	0.00	0.00	0.00
RANGSIT	1809	230KV	132.25	120.00	240.00	240.00	300.00
	1709	115KV	99.19	120.00	150.00	150.00	180.00
	1719	115KV	66.13	90.00	150.00	150.00	180.00
	1609	69KV	131.59	120.00	150.00	150.00	210.00
	1619	69KV	66.13	120.00	150.00	150.00	210.00
NONG CHOK	1810	230KV	198.38	240.00	240.00	240.00	240.00
	1820	230KV	--	--	0.00	0.00	0.00
	1710	115KV	66.13	90.00	90.00	60.00	90.00
ON NUCH	1811	230KV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	1741	115KV	--	90.00	120.00	90.00	120.00
RATCHADAPHISEK	1834	230KV	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00
	1634	69KV	99.19	240.00	120.00	120.00	240.00
	1644	69KV	--	--	120.00	120.00	240.00
CHAENG WATTHANA	1835	230KV	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00
	1735	115KV	132.25	180.00	240.00	210.00	360.00
THEPARAK	1836	230KV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	1736	115KV	33.06	30.00	60.00	60.00	60.00
	1636	69KV	33.06	30.00	60.00	60.00	60.00
ANGTON 1	5801	230KV	66.13	120.00	120.00	120.00	150.00
ANGTON 2	5802	230KV	132.25	120.00	120.00	120.00	210.00
SARABURI 2	5803	230KV	132.25	120.00	180.00	180.00	210.00
BANG PA-IN 2	5804	230KV	66.13	60.00	120.00	120.00	150.00
THALAN 3	5805	230KV	132.25	120.00	180.00	180.00	210.00
BAN PONG 2	7801	230KV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RATCHABURI 2	7802	230KV	0.00	120.00	120.00	120.00	120.00
SAM PHRAN 1	7816	230KV	0.00	0.00	120.00	180.00	240.00

Table 6-4-1 Construction and Expansion Schedule of transmission line and Substation

Year	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
ECAT's PPP power development	KAENG KRUNG #1-2 2x40MW MAE KHAN FSC #1-2 2x150MW SOUTH BANGKOK CC 200MW LOWER CENTRAL #1-2 2x600MW ECAT-FNB TIE LINE 300MW	LAM THONG #1-2 2x250MW LOWER CENTRAL #3 600MW	SURAT THANI #1 retired -30MW AO PHAI #1-2 2x700MW MAE LAMA LUANG 2x 80MW	AO PHAI #3 700MW NEW THERMAL#1 1000MW	MAE THENG 2x150MW REGION-3 CC 300MW NEW THERMAL#2 1000MW	LAMPANG #1-3 3x600MW LAI THABONG #3-4 2x250MW retired -380.3MW REGION-3 CC 300MW LAMPANG #4-8 3x300MW NEW THERMAL#3 1000MW NAM KHOK #1-2 2x150MW	LAM KHABU CT retired -140MW BANG PAKONG COI retired -380.3MW MAE MUK #1-2 retired -237.5MW NEW THERMAL #4-5 2x1000MW	BANG PAKONG CC2 retired -380.3MW NORTH BANGKOK retired -237.5MW MAE MUK #1-2 retired -2x 75MW NEW THERMAL 2x1000MW		LAMPANG #7-8 2x300MW NEW THERMAL#6 1000MW	NUCLEAR #1-2 2x1000MW
	transmission system expansion	AO PHAI - NONG CHOK T-junction		NEW THERMAL - LOWER CENTRAL CC 4x1272MCM 500KV 2cct 180km NEW THERMAL - SAI NOI 4x1272MCM 500KV 4cct 375km LAMPANG - MAE MUK T-junction							
transmission system construction schedule	RANGSIT - CHENG WATTHANA 10km 1x1272MCM ACSR 230KV ↓ 500KV designed 4x1272 2cct. 230KV 4x1272MCM 2cct	NONG CHOK - ON NUCH 16.8km 230KV 2x1272MCM 2cct ↓ 230KV 2x1272MCM 4cct	BANGKOK NOI - SAI NOI 29.6km 230KV 1x1272MCM 2cct ↓ 500KV designed 4x1272 2cct	NORTH BANGKOK -BANGKOK NOI 18.4km 230KV 1x1272 1cct ↓ 500KV designed 4x1272 2cct	NORTH BANGKOK - LAT PHRAO 230KV 1x1272 1cct 7m NORTH BANGKOK - CHENG WATTHANA 230KV 1x1272 1cct 9km LAT PHRAO - CHENG WATTHANA 230KV 1x1272 1cct 12km ↓ NORTH BANGKOK - A s/s (4.4km) 500KV designed 4x1272 2cct 230KV 4x1272 2cct LAT PHRAO - A s/s (2.7km) 230KV 4x1272 2cct CHENG WATTHANA - A s/s (7.1km) 500KV designed 4x1272 2cct 230KV 2x1272 2cct and underground cable	RANGSIT - WANG NOI 500m 230KV 1x1272 2cct. ↓ 230KV 2x1272 4cct BANGKOK NOI - SAN PHRAN 11.7km 230KV 2x1272 1cct ↓ 230KV 4x1272 2cct	BANGKOK NOI - SAI NOI 500KV operation RANGSIT - SAI NOI 24.5km 230KV 2x1272 2cct ↓ 500KV designed 4x1272 2cct SOUTH THON BURI - SAN PHRAN 1 19.8km 230KV 2x1272 1cct ↓ 230KV 4x1272 2cct SOUTH THON BURI - BANGKOK NOI 8.1km 230KV 2x1272 2cct ↓ 230KV 4x1272 1cct	BANGKOK NOI - SAI NOI 500KV operation RANGSIT - SAI NOI 24.5km 230KV 2x1272 2cct ↓ 500KV designed 4x1272 2cct SOUTH THON BURI - SAN PHRAN 1 19.8km 230KV 2x1272 1cct ↓ 230KV 4x1272 2cct SOUTH THON BURI - BANGKOK NOI 8.1km 230KV 2x1272 2cct ↓ 230KV 4x1272 1cct		NORTH BANGKOK - SAI NOI lines (36.0km) and NORTH BANGKOK - BANGKOK NOI lines (18.4km) 500KV operation BANG PREI - ON NUCH 10.5km 230KV 1x1272 2cct ↓ 230KV 2x1272 2cct	
	500/230KV transformer bank number	NONG CHOK 600MVA 2-unit SAI NOI 750MVA 2-unit BANGKOK NOI NORTH BANGKOK WANG NOI	600MVA 2-unit 750MVA 1-unit 750MVA 2-unit 750MVA 3-unit	600MVA 2-unit 750MVA 1-unit 750MVA 3-unit	600MVA 2-unit 750MVA 1-unit 750MVA 3-unit	600MVA 2-unit 750MVA 1-unit 750MVA 4-unit 750MVA 3-unit	600MVA 2-unit 750MVA 1-unit 750MVA 3-unit 750MVA 3-unit	600MVA 2-unit 750MVA 2-unit 750MVA 3-unit 750MVA 4-unit	600MVA 2-unit 750MVA 2-unit 750MVA 3-unit 750MVA 4-unit 750MVA 3-unit 600MVA 3-unit	600MVA 2-unit 750MVA 2-unit 750MVA 3-unit 750MVA 4-unit 750MVA 3-unit 600MVA 3-unit	NUCLEAR #1-2 2x1000MW

Fig. 6-1-1

1997 Network System
(500kV and 230kV System)



Thermal limit of conductors

Conductor size	kV	MVA (with satur)
4 x 1272MCM ACSR	500	3730
4 x 795MCM ACSR	500	2621
2 x 1272MCM ACSR	230	858
1 x 1272MCM ACSR	230	429
1 x 795MCM ACSR	230	326

Fig. 6-1-2

1997 Impedance Map
(Positive Sequence)

$R_1 + jX_1 (Y_1) : \% \text{ at } 100\text{MVA}$

