

第10章 電力系統拡充計画

第10章 電力系統拡充計画

目 次

| | 頁 |
|------------------------------|-------|
| 10.1 第4次マスタープランの電力系統計画 | 10A-1 |
| 10.2 電力系統解析 | 10A-1 |
| 10.3 110kV 及び配電系統 | 10A-6 |
| 10.4 所要資金の見積り | 10A-8 |

第10章 電力系統拡充計画

10.1 第4次マスタープランの電力系統計画

第4次マスタープランで計画された北部、南部及び中部の各地域の送電線・変電所の220kV電力系統拡充計画の詳細を Table 10.2~10.7 に示す。本調査では電力系統の解析を行い、その結果、系統計画の見直し/変更と新規追加を提示している。

10.2 電力系統解析

(1) 電力系統解析の方法

2000、2005及び2010年の全ヴェトナムの500/220kV送電網について電力汐流計算を行なった。

(2) 解析の条件

想定された電力系統：2000年及び2005年の電力系統は原則として第4次マスタープランに基づいている。ただし、同プランの電源開発計画の施工計画を参照して、多少の変更を行なった。500kV系統は、同プランの電源開発計画を参照して新規送電線を策定した。2010年の電力系統については、この調査の電力汐流計算の結果を参照しながら500/220kV系統の拡充を行なった。

変電所負荷：Appendix vol. II（本書）第5章 Annex 5 に記載されている想定電力需要量に基づいて、220kV変電所の最大負荷は、想定負荷率で決めた需要端の最大負荷に送配電損失を加えて算定した。220kV変電所の負荷は需要想定の基本ケースに基づいている。110kV系統に接続されたThac Ba、Thac Mo、Buon Cuop等の発電所の予想出力は220kV変電所の想定負荷から差し引いた。各地域に所在する全変電所の想定負荷は Table 10.1 に示す。

想定された力率：全220kV変電所負荷の力率は220kVバスからの引き出し点で90%と想定した。

変圧器の最大容量：HanoiとHo Chi Minh地区の変電所の変圧器容量は近い将来かなり大きくなるものと予想される。一変電所の最大負荷は250MVA変圧器2台又は125MVA4台で400から450MW程度と推測される。電力潮流解析の結果、負荷を既設及び計画変電所に配分した。また、新規変電所の建設も将来の拡張に必要と判断し、建設費用

を算定した。

電源：発電所の位置及び出力は、本調査の最適電源開発計画 Son La 小／ガス小量 (SS/GS) のシナリオに基づいている。

電力汐流解析は水力発電所が全出力運転する雨季と火力発電所が全出力運転する乾季について行なった。最大送出電力は水力発電所が全出力の95%、火力発電所が90%とした。

(3) 汐流計算の結果

汐流計算の結果は北部系統が Figure 10.1~4 に、南部系統が Figure 10.5~8 に、そして中部系統が Figure 10.9~12 に示されている。

(4) 電力潮流計算の解析

電力汐流検討の結果の特記事項は下記の通りである。

(a) 北部電力系統

- IEVの2005年迄の220kV電力系統拡充計画は、送電容量に関し十分な余裕をもって策定されている。従って、新規 220kV送電線の布設は、2005年まで必要ない。しかし、2005年以降2010年までの拡張計画の必要性はある。以下に、その拡張計画の概要を記す。

— Nho Quan - Ninh Binh - Nam Dinh - Thai Binh - Hai Phong 間の第2回線は、Ban Maiの運転開始年(2004年)を想定して計画する必要がある。また、2010年以降はNam Dinh付近の500kV送電線へ電力を供給するため、この区間の送電線を補強する必要がある。現在、Thanh Hoa送電線に連結されている Hoa Binh - Nho Quan間の2回線は、上述した新設予定の第2回線に接続する。

— 2000年過ぎの早い時期に、Ha Tinh変電所に500/220kVの変圧器を設置して南(Don Nai)への220kV送電系統の安定運転をはかる必要がある。これらの計画に関連して、Thanh Hoa - Vinh - Ha Tinh間の既設2回線鉄塔の補強が必要になる。

— 当初、Pha Lai-Hoang Bo間及びBan Mai - Vinh間の第2送電線は2001年から

2005年に建設を予定していたが、本調査の電源開発計画に基づいて2006年から2010年とする。

- Dai Thiの発電所からの電力供給に対し、Dai Thiを起点にして Yen Bai 及び Thai Nguyen までの区間に1回線を2ルート布設することを考慮した。
 - Hanoiの北に位置する Da Phuoc 近辺で 500kV変電所が運転開始する時点で、Phuoc - Chem の区間に 220送電線を建設する。
 - Hanoiへの電力供給のため、2010年に220kV変電所を1ヶ所増設する必要がある。
- Son La発電所の電力を送電するには500kV送電線が絶対必要である。この発電所は主要電力消費地のHanoi、Hai Phongから250km以上離れている。従って、Son Laで発電した電力を220kVで送電することは無理である。2010年迄の500kV送電計画は下記のように計画した。
- Son Laの近辺の220kV系統に接続するために500/220kVの変圧器が必要である。
 - Son Laで発電した電力を送るために500kV送電線を2ルート考慮した。1つはHanoiの南部ルートで他は北部ルートである。2つの送電線はHai Phongでお互い接続させて、ループ系統とした。Son La - Hoa Binh南部間は2回線とし他は全て1回線とする。
 - Son La及び Huai Quang のダム建設が完了し、Hanoi と Hai Phong地区の電力需要が伸びる時点で、Hoa Binh 南部-Hanoi 南部-Hai Phong を結ぶ2回線の建設が必要になる。
 - 既存の500kV線と接続するために、Hoa Binhの南に開閉用変電所の設置を計画する。既設のHoa Binh変電所地点は土地の制約から大きな拡張を行うことはできない。220kV系統との接続用の変電所は3ヶ所とする。系統解析では、変電所地点をMai Dong (Hanoiの南)、Da Phuoc (Hanoiの北) 及びHai Phongと想定する。
 - Nam Dinh地区への500kV系統の接続は、220kV 2回線で正常の電圧の維持が難しくなる時点(2010年以後)に行う。
 - Hoang Boへの500kV系統の延長は、Quang Ninh省に於ける火力発電所の開発規模が1,500MWを超える場合に考慮する必要がある。

(b) 南部電力系統

南部電力系統では需要がHo Chi Minh地区に過度に集中している。Dong Nai 省を含めるとこの地域は、南部地域全体の2/3の電力を消費している。将来電力需要の急増が予想されるので、電力汐流の予想は慎重に検討する必要がある。既設送電施設の多くは2010年迄に補強又は更新を必要とするものが多い。220kV系統に対するコメントは下記の通りである。

- Phu My及びPhan Thietにおける大規模な開発（2100年迄に合計 4,200MW）に伴い、Phu My - Cat Lai - Thu Duc間の電力汐流は大きくなる。この区間の送電線は少なくとも330mm²の複導体が望ましい。
- Ho Chi Minh市の中心部にあるTao Danへの電力供給は計画のPhu LamでなくCat Laiへ接続した方が良い。この地域の電力汐流は常時Cat LaiからPhu Lamで、Phu Lamからの電力供給は建設費と電力損失を上昇させ、また電圧低下の原因になる。
- Bac Lieuへの220kV線は、計画中のRach Giaからではなく、Thot Notから布設することが望ましい。Thot Not-Rach Gia間の負荷は高く、同区間の電力汐流はThot NotからRach Giaの方向で一定している。従って、上記 220kV送電線をRach Gia から布設すると、That Not-Rach Gia間の重負荷が加わり、送電容量の観点から好ましくない。
- Omon - Thot Not間の送電線の計画サイズ(AC400の2回線)は明らかに容量不足であり、900MWの電力を送電するためには、AC400 の複導体が望ましい。
- Long Binh - Bao Loc 間は、Dai Ninh発電所の完成時に1回線、Dong Nai 4 発電所の完成時に2回線目を架線する。1964年から運転している既設送電線は更新する。
- 2006年と2010年の間に、下記の4送電線を複導体の送電線で強化する必要がある。
 - Long Binh - Thu Duc線：2回線必要
 - Thu Duc - Hoc Mon線：上記と同様
 - Phu My - Long Thank線：計画されているAC400の2回線では送電容量が十分ではない。

- 詳細については更に検討が必要だが、Ho Chi Minh地区への電力供給を確保するために2010年迄に新規変電所の建設が必要である。1つは市の中心部に位置し、多分GIS構造のもので地下ケーブルで接続されることになると思われる。
- また、Tai Ninh地区の需要増に対応して同地区に変電所が必要になる。更に、2006年から2010年の間に南部地域に2変電所程度が必要になると考えられる。

Ho Chi Minh地区及びメコンデルタへの電力供給を確保するために500kV系統の延長が必要である。本調査では500kV系統の延長を下記のように想定した。

- Pleiku - Phu Lam間の第2送電線に、Bao Loc, Cat Laiの2ヶ所に変電所を計画した。Bao Loc変電所には送電容量を補強するため、150MVAのリアクターを設置する。2006から2010年の間にかけてBao Locに変圧器を設置する。これは、Dong Nai4水力完成後に220kV送電線への連結を考慮したものである。
- Phu Myの発生電力と、Phan Thietからの電力をHo Chi Minh地区へ供給するためにPhu MyからPhu Lam及びCat Laiへの2本の500kV送電線を計画した。送電の安定性を確保するために、Phu My - Phu Lam間をループ方式とした。
- Thot Notに至る500kV送電線延長は2000年の直後に必要である。現在計画されているTra Noc, That Not, Rach Gia への220kV送電線は大幅に容量不足で、2000年に想定される需要を満たすためには、Tra Noc、Thot Notに合計110MVA程度の電力用コンデンサーが必要である。
- 合計2100MWのPhan Thiet火力発電所の発生電力を送電するためにPhu Myへの2回線とBao Locへの1回線を計画した。後者はHo Chi Minhへの分流回路になる。
- Ho Chi Minh地区全体の電圧降下を防ぐために、300MVA程度の電力用コンデンサーを500/220kV変圧器の3次巻線に接続する。電力汐流計算の結果、電力用コンデンサーはCat Laiで100MVA、Thot Notで150MVAとする。

(c) 中部電力系統

- 一連の水力発電所を220kV送電線で接続するに当り、Pleiku - Sesan 3 - Sesan 4及びPleiku - Pleikrong - Thuong Kontum - Quan Ngaiの2区間で直接連結を考慮した。
- Buom Coup, Rao Quan, Son Con 2 発電所は110kV系統に接続されるものと想定する。
- 大消費地 Nha Trangに至るPleiku及び Da Nhim変電所からの 220kV計画送電線は、2010年頃重要になる。従って、2010年以降の需要増に対し220kV送電線を増設する対応策でなく、Pleiku - Bao Loc間の500kV送電線からKrong Buk付近で分岐して供給することが望ましい。

(5) 確認された送電系統拡充案

本調査の2000年、2005年、2010年迄の220kV送電系統計画案は、北部系統が Table 10.2, 10.3 に、南部系統が Table 10.4, 10.5 に、中部系統が Table 10.6, 10.7 に示してある。これらの表には第4次マスタープラン中の計画と本調査で確認された案が同時に示されている。500kV系統の想定案は Table 10.8 に示してある。

1996-2000年、2001-2005年、2006-2010年の3期間の北部、南部、中部の各系統の計画された拡充案は、Figure 10.13~21 に示されている。

10.3 110kV及び配電系統

既存資料だけで配電系統の開発計画を策定することは实际的ではない。本調査では年間販売電力量の増分と、販売電力量に対応する設備の容量に基づいて配電系統容量を推定した。推定に当り、ヴェトナムの電力系統のデータに加え、他の同様な国のデータも参照した。

各項目の推定方法は下記の通りである。

(1) 110kV系統

1994年末の各電力会社の販売電力量(GWh)に対応する設備量は、1994年末の実際の設備量と販売電力量から求めた。但し、これには私的利用の設備は含まれていない。各電力会社の110kV送電線のGWh販売当りの変圧器容量と回線/キロで表示する

110kV送電線の長さは下記の通りである。

| | 北部 | 南部 | 中部 | (1 GWh当り) |
|-----------------|------|------|------|-----------|
| 110kV 線 (回線一キロ) | 0.63 | 0.39 | 1.37 | |
| 変圧器 | 0.45 | 0.32 | 0.36 | |

送電線については、1 GWh販売量当りの回線一キロで示す必要量は、Thai、Malaysiaの現状のデータを参照して決定した。この2国の電力系統はヴェトナムの将来の電源系統に近いと考える。その結果1 GWh電力販売当りの110kV線の必要量は北部0.27km、南部0.25km、中部0.3kmである。

変圧器容量については、各電力系統共に1GWh販売当り0.45MVAを想定し、その70%は電力会社設備、30%は需要家設備と仮定した。南部系統については、既設の66kV設備の110kV化を考慮して1996年から2000年の間、1年120MVAずつの増容量を考慮した。

(2) 配電系統

1993年の各電力会社の35kVから6 kVまでの電圧の高圧配電線、低圧配電線、配電用変圧器の1 GWhの販売電力量に対する数量は下記の通りである。

| | 北部 | 南部 | 中部 | (1 GWh当り) |
|--------------|------|------|------|-----------|
| 高圧線 (km) | 4.63 | 2.79 | 6.40 | |
| 低圧線 (km) | 2.58 | 1.62 | 1.55 | |
| 配電用変圧器 (MVA) | 0.95 | 0.61 | 0.80 | |

高圧線の所要量は、北部、南部がGWh販売電力量当り2000年迄3.5km、それ以後3.0kmとし、中部は5.0km及び4.0kmと仮定した。

上記の低圧線の延長は他の国の例と比較して非常に短い。地方の家庭に対する低い電化率に起因しているものと思われる。今後地方電化の推進を考慮に入れ、各社共GWh販売当り4 kmと仮定した。

(3) 需要家への接続

現在の各電力会社の需要家数のデータは無いが、北部が2,280,000、南部が1,840,000、中部が560,000と仮定した。2010年までに新たに電化される全国家庭電化世帯数は年間ベースで北部は約300,000、南部は260,000、中部は130,000と想定する。

10.4 所要資金の見積り

上記の電力系統拡充計画を実施するための所要資金を各電力会社につき、1996年から2010年の間の各年毎の必要額を求めた。所要資金の算定には1994年の単価を使用し、外貨分、内貨分両方について算定し、同年の交換レートを使用して米ドルで表示した。ヴィエトナムの1994年現在の単価についてはIBV、PIDC1、PIDC2から情報を収集した。想定された送電線工事の単価はTable 10.9に、変電設備はTable 10.10に、配電設備はTable 10.11に示してある。

各項目の見積りに採用した方法の詳細は下記の通りである。

(1) 500/220kV系統

各送電線の建設完成年は、本調査の電源開発計画で策定された各発電所の運転開始年及び電力潮流解析の結果に基づいて決定した。

全長50kmを超える長い送電線は2年間の工期を想定し、それより短いものは1年とした。変電所についてはまとまった変電所群については工期を2年とし、他は1年とした。

(2) 110kV及び配電用設備

110kV送電線は現実には種々の形式の線路を含むが、回線一キロメートル当りの平均単価を外貨分17,700米ドル、内貨分24,800米ドルとした。

110kVの変電所の建設費を見積るに当たっては、25MVA変圧器1台、110kV 2回線、20kV 5回線を有する変電所を典型的変電所と仮定した。この変電所の総建設費を25で割ったもの、外貨分37,200ドル、内貨分11,000米ドル相当、をMVA当りの平均コストとした。

110kV系統については、全設備につき工期は1年とした。

Table 10.11 にある配電設備の単価を建設費の見積りに使用した。

(3) 系統制御及び通信制御

この項目は給電設備などの系統制御設備と系統運用に必要な通信設備を含んだものである。

所要資金の外貨分は500/220kV及び110kV系統の変電所設備の外貨分の5%とし、内貨分は外貨分の20%とした。

Table 10.1 Estimated Load of Each 220kV Substation

| Northern Region | | (Unit: MW) | | |
|-----------------|-------------|------------|------|------|
| No. | Substation | 2000 | 2005 | 2010 |
| 1. | Hoa Binh | 33 | 50 | 65 |
| 2. | Lam Thao | 70 | 80 | 107 |
| 3. | Ha Dong | 125 | 208 | 290 |
| 4. | Chem | 125 | 200 | 290 |
| 5. | Mai Dong | 155 | 210 | 290 |
| 6. | Da Phuoc | 114 | 220 | 280 |
| 7. | Thai Nguyen | 109 | 173 | 260 |
| 8. | Bac Giang | 61 | 80 | 150 |
| 9. | Pho Noi | 82 | 110 | 257 |
| 10. | Pha Lai | 104 | 160 | 220 |
| 11. | Hai Phong | 110 | 160 | 280 |
| 12. | Trang Bac | 80 | 110 | 200 |
| 13. | Hoang Bo | 46 | 95 | 162 |
| 14. | Vat Cach | 80 | 100 | 200 |
| 15. | Ninh Binh | 74 | 130 | 193 |
| 16. | Nam Dinh | 72 | 132 | 191 |
| 17. | Thai Binh | 46 | 78 | 124 |
| 18. | Thanh Hoa | 70 | 132 | 195 |
| 19. | Nghi Son | 50 | 84 | 113 |
| 20. | Vinh | 61 | 65 | 116 |
| 21. | Dinh Vu | | 100 | 200 |
| 22. | Yen Bai | | 56 | 94 |
| 23. | Dai Thi | | 16 | 39 |
| 24. | Son La | | 22 | 38 |
| 25. | Hai Duong | | 92 | 152 |
| 26. | Ha Tinh | | 47 | 88 |

Note: In actual application for power flow analysis, the above substation demands (Lam Thao, Yen Bai, Thai Nguyen and Da Phuoc) were deducted by the estimated output of the Thac Ba power station.

Southern Region

| No. | Substation | 2000 | 2005 | 2010 |
|-----|-------------|------|------|------|
| 1. | Phu Lam | 200 | 330 | 480 |
| 2. | Hoc Mon | 250 | 400 | 530 |
| 3. | Nha Be | 200 | 330 | 480 |
| 4. | Thu Duc | 180 | 330 | 480 |
| 5. | Cat Lai | 150 | 250 | 450 |
| 6. | Long Binh | 180 | 300 | 480 |
| 7. | Tri An | 100 | 150 | 220 |
| 8. | Cay Lai | 103 | 156 | 202 |
| 9. | Vinh Long | 72 | 101 | 166 |
| 10. | Tra Noc | 134 | 216 | 220 |
| 11. | Thot Not | 80 | 128 | 175 |
| 12. | Rach Gia | 77 | 124 | 160 |
| 13. | Long Thanh | 140 | 200 | 330 |
| 14. | Ba Ria | 110 | 60 | 125 |
| 15. | Bao Loc | 18 | 29 | 45 |
| 16. | Da Nhim | 50 | 65 | 90 |
| 17. | Ham Thuan | 18 | 29 | 50 |
| 18. | Tao Dan | | 220 | 450 |
| 19. | Vung Tau | | 180 | 330 |
| 20. | Dai Ninh | | 30 | 50 |
| 21. | Bac Lieu | | 62 | 105 |
| 22. | Kieng Luong | | | 43 |
| 23. | Tay Ninh | | | 113 |

Note: For power flow analysis, output of Thac Mo was deducted.

Central Region

| | | | | |
|-----|-----------|-----|-----|-----|
| 1. | Ba Don | 10 | 15 | 25 |
| 2. | Dong Hoi | 29 | 48 | 75 |
| 3. | Da Nang | 151 | 136 | 220 |
| 4. | Hoa Khanh | 100 | 100 | 150 |
| 5. | Pleiku | 26 | 45 | 73 |
| 6. | Qui Nhon | 70 | 107 | 163 |
| 7. | Krong Buk | 27 | 40 | 60 |
| 8. | Nha Trang | 119 | 170 | 239 |
| 9. | Hue | | 95 | 143 |
| 10. | Quan Ngai | | 54 | 84 |

Note: In actual application to power flow calculation, estimated output of 110kV power plants (Dray Linh, Buon Coup, Song Con and Rao Quan) was deducted from the above figures.

Table 10.2 Future 220kV Line Extension Plan for the Northern System

(Number of circuit and route length in km)

| No. | Section | Conductor | 1995 | 1996- 2000 | 2001- 2005 | 2006- 2010 |
|---------------------|------------------------------------|-----------|-------|---------------|---------------|---------------|
| 1. | Pha Lai – Hai Phong | AC400 | 1-55 | | | |
| 2. | Hoa Binh – Da Phuoc | AC500 | 1-90 | | | |
| 3. | Ninh Binh – Nam Dinh | 2AC330 | 1-33 | | 1-33/1 | |
| 4. | Pha Lai – Trang Bach – Hoang Bo | 2AC330 | 2-110 | | | |
| 5. | Da Phuoc – T. Nguyen | AC500 | | 1-40 | | |
| 6. | Nho Quan – Thanh Hoa | AC300 | | 1-71 | | |
| 7. | Mai Dong connection | AC400 | | 2-7.5 | | |
| 8. | Hoa Binh – Ha Dong (Third Circuit) | AC500 | | 1-60 | | |
| 9. | Hoa Binh – Lam Thao | AC400 | | 1-78 | | |
| 10. | Nam Dinh – Thai Binh – Hai Phong | 2AC330 | | 1-90 | 1-90/1 | |
| 11. | Pha Lai – Bac Giang | AC500 | | 1-30 | | |
| 12. | Bac Giang – T. Nguyen | AC400 | | 1-60 | | |
| 13. | Pha La – Da Phuoc | 2AC330 | | 2-60 | | |
| 14. | Trang Bac – Vat Cach | AC500 | | 2-20 | | |
| 15. | Hai Duong connection | AC400 | | 2-8 | | |
| 16. | Pha Lai – Hoang Bo | 2AC330 | | | | 2-110/2 |
| 17. | Lam Thao – Yen Bai | AC500 | | | 1-70 | |
| 18. | Vat Cach – Hai Phong | AC500 | | | 2-9 | |
| 19. | Hai Phong – Dinh Vu | AC500 | | | 2-7 | |
| 20. | Ban Mai – Vinh | AC500 | | | | 2-135/1 |
| 21. | Lam Thao – Son La | 2AC330 | | | 1-160 | |
| 22. | Da Phuoc – Chem | 2ACSR330 | | | | 2-30/1 |
| 23. | Thanh Hoa – Nghi Son – Vinh | AC300 | | | 1-167/1 | |
| 24. | Ha Tinh – Vinh | AC300 | | | 1-50/1 | |
| 25. | Ha Tinh Connection | AC300 | | | 3-5/1 | |
| 26. | Dai Thi – Yen Bai | AC500 | | | | 1-95/1 |
| 27. | Dai Thi – Thai Nguyen | AC500 | | | | 1-100/1 |
| 28. | Ninh Binh – Nho Quan | AC300 | | | 1-20/1 | |
| 29. | New lines | 2AC330 | | | | 2-50/1 |
| Total in circuit km | | | 398 | 620 | 637 | 845 |

Note: /1: Proposed additions based on the results of power system analysis.
/2: Execution schedule is proposed to be delayed.

Table 10.3 Future 220kV Substation Plans for the Northern System

(Quantity of units and capacity in MVA)

| No. | Substation | 1995 | 1996-2000 | 2001-2005 | 2006-2010 | Replace |
|-----|----------------|-------|-----------|-----------|-----------|---------|
| 1. | Da Phuoc | 1-250 | 1-250 | | | |
| 2. | Hoang Bo | 1-125 | 1-125 | | | |
| 3. | Pho Noi | 1-125 | 1-125 | | 1-125/2 | |
| 4. | Ninh Binh | 1-125 | 1-125 | | | |
| 5. | Mai Dong | | 2-125 | | | |
| 6. | Thai Nguyen | | 2-125 | | 1-125/2 | |
| 7. | Bac Giang | | 1-125 | 1-125/1 | | |
| 8. | Lam Thao | | 1-125 | 1-125/1 | | |
| 9. | Trang Bach | | 2-125 | | | |
| 10. | Vat Cach | | 1-125 | 1-125/2 | | |
| 11. | Nam Dinh | | 1-125 | 1-125/1 | | |
| 12. | Thai Binh | | 1-125 | | 1-125/1 | |
| 13. | Nghi Son | | 1-125 | | 1-125/2 | |
| 14. | Vinh | | 1-125 | | | |
| 15. | Ha Dong | | | 2-250 | | 2-125 |
| 16. | Chem | | | 2-250 | | 2-125 |
| 17. | Yen Bai | | | 1-125 | | |
| 18. | Hai Duong | | | 1-125 | 1-125/1 | |
| 19. | Dinh Vu | | | 2-125 | | |
| 20. | Thanh Hoa | | | 1-125 | | |
| 21. | Ha Tinh | | | 1-125/1 | | |
| 22. | Son La | | | 1-63 | | |
| 23. | Hai Phong | | | | 2-250/2 | 2-125 |
| 24. | New substation | | | | 2-250/2 | |
| | Total | 625 | 2250 | 1938/3 | 1375/3 | |

Note: /1: Shifting from another substation.
/2: Proposed additions based on the results of power system studies.
/3: Not include transformers shifted from other stations.

Table 10.5 Future 220kV Substation Plan for the Southern System

(Quantity of unit and capacity in MVA)

| No. | Substation | 1995 | 1996- 2000 | 2001- 2005 | 2006- 2010 | Replace |
|-------|----------------|-------|---------------|---------------|---------------|---------|
| 1. | Thu Duc | 1-125 | | 2-250 | | |
| 2. | Phu Lam | 1-125 | 2-250 | | | 2-125 |
| 3. | Hoc Mon | | 2-250 | | | 2-125 |
| 4. | Nha Be | | 2-250 | | | |
| 5. | Cat Lai | | 2-125 | | | |
| 6. | Tao Dan | | | 6-100 | | |
| 7. | Long Binh | 1-125 | 2-250 | | | 2-125 |
| 8. | Tri An | 1-63 | | | 1-125/2 | |
| 9. | Long Thanh | | 1-125 | 1-125 | | |
| 10. | Vung Tau | | | 1-125/1 | 2-125/2 | |
| 11. | Cai Lay | 1-125 | 1-125/1 | | | |
| 12. | Vinh Long | | 1-125/1 | | 1-125/2 | |
| 13. | Tra Noc | 1-125 | | | 1-125/2 | |
| 14. | Thot Not | | 1-125/1 | 1-125 | | |
| 15. | Rach Gia | 1-125 | | 1-125/1 | | |
| 16. | Bac Lieu | | | 1-125/1 | | |
| 17. | Kien Luong | | | | 1-125/2 | |
| 18. | Tay Ninh | | | | 2-125/2 | |
| 19. | Da Nhim | | 1-63 | | | |
| 20. | Bao Loc | | 1-63 | | | |
| 21. | Ham Thuan | | | 1-63 | | |
| 22. | Dai Ninh | | | 1-63 | | |
| 23. | New SSs of HCM | | | | 4-250/2 | |
| Total | | 813 | 2501 | 1476 | 2000 | |

Note:

- /1: Shifting from another substation.
- /2: Proposed additions based on the results of power flow analysis.
- /3: Not include transformers shifted from other stations.

Table 10.6 Future 220kV Line Extension Plan for the Central System

(Number of circuit and route length in km)

| No. | Section | Conductor | 1995 | 1996- 2000 | 2001- 2005 | 2006- 2010 |
|---------------------|------------------------|-----------|-------|---------------|---------------|---------------|
| 1. | Pleiku – Krong Buk | AC500 | 1-147 | | | |
| 2. | Krong Buk – Nha Trang | AC500 | 1-145 | | | |
| 3. | Da Nang – Hoa Khanh | AC500 | | 1-10 | | 1-10/2 |
| 4. | Da Nhim – Nha Trang | AC500 | | 1-120 | | |
| 5. | Hoa Khanh – Hue | AC400 | | | 1-90 | 1-90/2 |
| 6. | Pleikrong – Pleiku | AC400 | | | 1-45 | |
| 7. | Pleikrong – Quang Ngai | AC400 | | | 1-125 | |
| 8. | Quang Ngai – Da Nang | AC400 | | | 1-130 | |
| 9. | Tun Kontum - Pleiku | AC400 | | | 1-70 | |
| 10. | Sesan 3 – Pleiku | 2AC330/1 | | | 2-40 | |
| 11. | Sesan 3 – Sesan 4 | 2AC330 | | | | 2-10/2 |
| 12. | Pleiku – Qui Nhon | 2AC330 | | | | 1-146/2 |
| Total in circuit km | | | 292 | 130 | 540 | 266 |

Note:

- /1: The conductor size of AC400 was modified to transfer the Sesan 4 power together with the Sesan 3 power.
- /2: Proposed additions based on the results of power flow analysis.

Table 10.6 Future 220kV Line Extension Plan for the Central System

(Number of circuit and route length in km)

| No. | Section | Conductor | 1995 | 1996- 2000 | 2001- 2005 | 2006- 2010 |
|---------------------|------------------------|-----------|-------|---------------|---------------|---------------|
| 1. | Pleiku – Krong Buk | AC500 | 1-147 | | | |
| 2. | Krong Buk – Nha Trang | AC500 | 1-145 | | | |
| 3. | Da Nang – Hoa Khanh | AC500 | | 1-10 | | 1-10/2 |
| 4. | Da Nhim – Nha Trang | AC500 | | 1-120 | | |
| 5. | Hoa Khanh – Hue | AC400 | | | 1-90 | 1-90/2 |
| 6. | Pleikrong – Pleiku | AC400 | | | 1-45 | |
| 7. | Pleikrong – Quang Ngai | AC400 | | | 1-125 | |
| 8. | Quang Ngai – Da Nang | AC400 | | | 1-130 | |
| 9. | Sesan 3 – Pleiku | 2AC330/1 | | | 2-40 | |
| 10. | Sesan 3 – Sesan 4 | 2AC330 | | | | 2-10/2 |
| 11. | Pleiku – Qui Nhon | 2AC330 | | | | 1-146/2 |
| Total in circuit km | | | 292 | 130 | 470 | 266 |

Note:

- /1: The conductor size of AC400 was modified to transfer the Sesan 4 power together with the Sesan 3 power.
- /2: Proposed additions based on the results of power flow analysis.

Table 10.7 Future 220kV Substation Plan for the Central System

(Number of unit-Capacity in MVA)

| No. | Substation | 1995 | 1996-2000 | 2001-2005 | 2006-2010 | Replace |
|--------------|------------|-------|-----------|-----------|-----------|---------|
| 1. | Krong Buk | 1-63 | | | | |
| 2. | Nha Trang | 1-125 | 1-125 | | | |
| 3. | Da Nang | 1-125 | | | | |
| 4. | Hoa Khanh | | 2-125 | | | |
| 5. | Qui Nhon | | 1-63 | | 1-125/1 | |
| 6. | Hue | | | 1-125 | 1-125/1 | |
| 7. | Quang Ngai | | | 1-125 | | |
| 8. | Ba Don | 1-63 | | | | |
| Total in MVA | | 376 | 438 | 250 | 250 | |

Note: /1: Proposed addition based on the results of power flow analysis.

Table 10.8 500kV System Extension Plan of the Country

A. Transmission Lines

(Number of circuit and route length in km)

| No. | Section | Conductor | 1996-2000 | 2001-2005 | 2006-2010 |
|---------------------|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 1. | Yali – Pleiku | 3AC330 | 2-30 | | |
| 2. | Pleiku – Bao Loc | 4AC330 | | 1-330 | |
| 3. | Bao Loc – Cat Lai | 4AC330 | | 1-150 | |
| 4. | Cat Lai – Phu Lam | 4AC330 | | 1-35 | |
| 5. | Phu My – Cat Lai | 4AC330 | | 1-45 | |
| 6. | Phu My – Phu Lam | 4AC330 | | 1-70 | |
| 7. | Phu Lam – Thot Not | 4AC330 | | 1-175 | |
| 8. | Phan Thiet – Phu My | 4AC330 | | | 2-140 |
| 9. | Phan Thiet – Bao Loc | 4AC330 | | | 1-90 |
| 10. | Son La – Hoa Binh(S) | 4AC330 | | | 2-205 |
| 11. | Hoa Binh(S) – Hanoi(S) | 4AC330 | | | 1-80 |
| 12. | Hanoi(S) – Hai Phong | 4AC330 | | | 1-100 |
| 13. | Son La – Hanoi(N) | 4AC330 | | | 1-250 |
| 14. | Hanoi(N) – Hai Phong | 4AC330 | | | 1-115 |
| Total in circuit-km | | | 60 | 805 | 1325 |

B. Substations

| No. | Substation | 2001-2005 | 2006-2010 |
|--------------|------------|-----------|-----------|
| 1. | Phu My | 2-450 | |
| 2. | Cat Lai | 2-450 | |
| 3. | Thot Not | 2-450 | |
| 4. | Bao Loc | | 1-450 |
| 5. | Son La | | 1-450 |
| 6. | Hanoi(S) | | 2-450 |
| 7. | Hanoi(N) | | 1-450 |
| 8. | Hai Phong | | 2-450 |
| 9. | Da Nang | | 1-450 |
| 10. | Pleiku | | 1-450 |
| Total in MVA | | 2700 | 4050 |

Table 10.9 Unit Construction Costs of Transmission Lines

1. General

- The construction cost per km is indicated in equivalent US Dollar including local currency portion.
- The construction cost is not classified according to difficulty classes.

2. 500kV lines

| | | Total | FC port. | Unit: US Dollar LC port. |
|-------|---------------|---------|----------|-----------------------------|
| 1-cct | 3 x 330 sq.mm | 221,000 | 122,000 | 99,000 |
| 2-cct | 3 x 330 | 336,000 | 185,000 | 151,000 |
| 1-cct | 4 x 330 | 245,000 | 132,000 | 113,000 |
| 2-cct | 4 x 330 | 394,000 | 224,000 | 170,000 |

3. 220kV lines

(1) Single circuit lines

| | | | | |
|-------------|--|---------|--------|--------|
| AC300 | | 82,000 | 44,300 | 37,700 |
| AC400 | | 91,000 | 49,100 | 41,900 |
| AC500 | | 100,000 | 54,000 | 46,000 |
| 2 x ACSR330 | | 122,300 | 66,900 | 55,400 |

(2) Double circuit lines

| | | | | |
|-----------|----------------|---------|--------|---------|
| AC300 | 2-cct erection | 127,000 | 58,400 | 68,600 |
| | 1-cct erection | 95,000 | 45,200 | 49,800 |
| | 2nd cct string | 32,000 | 13,200 | 18,800 |
| AC400 | 2-cct erection | 141,000 | 64,900 | 76,100 |
| | 1-cct erection | 106,000 | 50,100 | 55,900 |
| | 2nd cct string | 35,000 | 14,800 | 20,200 |
| AC500 | 2-cct erection | 155,000 | 71,300 | 83,700 |
| | 1-cct erection | 116,000 | 55,100 | 60,900 |
| | 2nd cct string | 39,000 | 16,200 | 22,800 |
| 2 x AC330 | 2-cct erection | 188,500 | 86,700 | 101,800 |
| | 1-cct erection | 146,700 | 68,200 | 78,500 |
| | 2nd cct string | 41,800 | 18,500 | 23,300 |
| 2 x AC400 | 2-cct erection | 206,400 | 95,000 | 111,400 |
| | 1-cct erection | 160,600 | 74,700 | 85,900 |
| | 2nd cct string | 45,800 | 20,300 | 25,300 |

4. 110kV lines

4.1 Concrete pole lines

For this type of lines, it is assumed that steel towers are erected at important points, deadends, railway and highway crossings, etc.

| | | | |
|-------|--------|--------|--------|
| AC120 | 37,000 | 14,100 | 22,900 |
| AC150 | 40,000 | 15,200 | 24,800 |
| AC185 | 43,600 | 16,600 | 27,000 |
| AC240 | 47,300 | 18,000 | 29,300 |

4.2 Steel tower lines

(1) Single circuit lines

| | | | |
|-------|--------|--------|--------|
| AC120 | 44,500 | 22,500 | 22,000 |
| AC150 | 48,200 | 24,300 | 23,900 |
| AC185 | 52,400 | 26,500 | 25,900 |
| AC240 | 56,800 | 28,700 | 28,100 |

(2) Double circuit lines

| | | | | |
|-------|----------------|--------|--------|--------|
| AC120 | 2-cct erection | 69,000 | 34,800 | 34,200 |
| | 1-cct erection | 51,800 | 24,500 | 27,300 |
| | 2nd cct string | 17,200 | 10,300 | 6,900 |
| AC150 | 2-cct erection | 74,700 | 37,700 | 37,000 |
| | 1-cct erection | 56,000 | 26,900 | 29,800 |
| | 2nd cct string | 18,000 | 10,800 | 7,200 |
| AC185 | 2-cct erection | 81,200 | 41,000 | 40,200 |
| | 1-cct erection | 60,900 | 28,800 | 32,100 |
| | 2nd cct string | 20,300 | 12,200 | 8,100 |
| AC240 | 2-cct erection | 88,000 | 44,400 | 43,600 |
| | 1-cct erection | 66,000 | 31,200 | 34,800 |
| | 2nd cct string | 22,000 | 13,200 | 8,800 |

5. 35kV lines

| | | |
|--------|--------|-------|
| 20,000 | 14,000 | 6,000 |
|--------|--------|-------|

Table 10.10 Unit Rates of Substation Facilities

1. General

For major facilities, the FC portion consists of CIF importation cost and engineering service cost, and the LC portion covering local transport, erection, foundations and local consumables, is assumed to be 30% of the FC portion.

2. Land preparation and other common facilities

| | | Total | FC Port. | LC port. |
|-------|------------|---------|----------|----------|
| 500kV | substation | 600,000 | 240,000 | 360,000 |
| 220kV | substation | 400,000 | 160,000 | 240,000 |
| 110kV | substation | 250,000 | 100,000 | 150,000 |

3. Main transformers

The costs include arresters, steel structures, conductors, insulators and fittings, related control gear, miscellaneous materials, etc. Foundation costs are also included.

| | | | | |
|-----|---------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| (1) | 500/220/35 kV 450 MVA | 6,500,000 | 5,000,000 | 1,500,000 |
| (2) | 220/110/20 kV 63 MVA | 1,170,000 | 900,000 | 270,000 |
| | 125 MVA | 2,210,000 | 1,700,000 | 510,000 |
| | 250 MVA | 4,290,000 | 3,300,000 | 990,000 |
| (3) | 110/35/20 kV 10 MVA | 364,000 | 280,000 | 84,000 |
| | 16 MVA | 397,000 | 305,000 | 92,000 |
| | 25 MVA | 455,000 | 350,000 | 105,000 |
| | 40 MVA | 650,000 | 500,000 | 150,000 |

4. Static capacitors (per kVA capacity)

Costs include control equipment, miscellaneous materials, etc.

| | | | | |
|------|------------|------|-----|-----|
| 35kV | large unit | 11.0 | 8.5 | 2.5 |
| 20kV | small unit | 15.0 | 7.0 | 8.0 |

5. Series capacitors (500kV)

Costs include control equipment, miscellaneous materials, etc.

| | | | |
|----------|-----------|-----------|---------|
| 41.5 ohm | 3,320,000 | 2,550,000 | 770,000 |
| 30.5 ohm | 3,110,000 | 2,390,000 | 720,000 |
| 21.5 ohm | 2,780,000 | 2,140,000 | 640,000 |

6. Shunt reactors (500kV)

Costs include control equipment, miscellaneous materials, etc.

| | | | |
|-------------------|-----------|-----------|---------|
| 174 MVA (3x58MVA) | 3,080,000 | 2,370,000 | 710,000 |
| 128 MVA | 2,390,000 | 1,840,000 | 550,000 |
| 91 MVA | 2,020,000 | 1,550,000 | 470,000 |

7. Switchgear and ancillary facilities per circuit

| | | | |
|-------|-----------|-----------|---------|
| 500kV | 1,570,000 | 1,210,000 | 360,000 |
| 220kV | 450,000 | 350,000 | 100,000 |
| 110kV | 280,000 | 220,000 | 60,000 |

Table 10.11 Unit Rates of Distribution Facilities

1. General

Construction cost per km for lines and cost per kVA for transformers are evaluated in equivalent US Dollar.

| | | Total | FC port. | LC port. |
|----|-------------------------------------|--------|----------|----------|
| 2. | 20kV lines | 12,000 | 3,500 | 8,500 |
| | OHL | | | |
| | UGC | 37,000 | 26,000 | 11,000 |
| 3. | Low tension lines | 7,200 | 2,100 | 5,100 |
| 4. | Distribution transformers (per kVA) | 42.0 | 6.0 | 36.0 |
| 5. | Consumer connections | 80.0 | 20.0 | 60.0 |
| 6. | 20kV switchgear in cubicle | 32,000 | 28,000 | 4,000 |

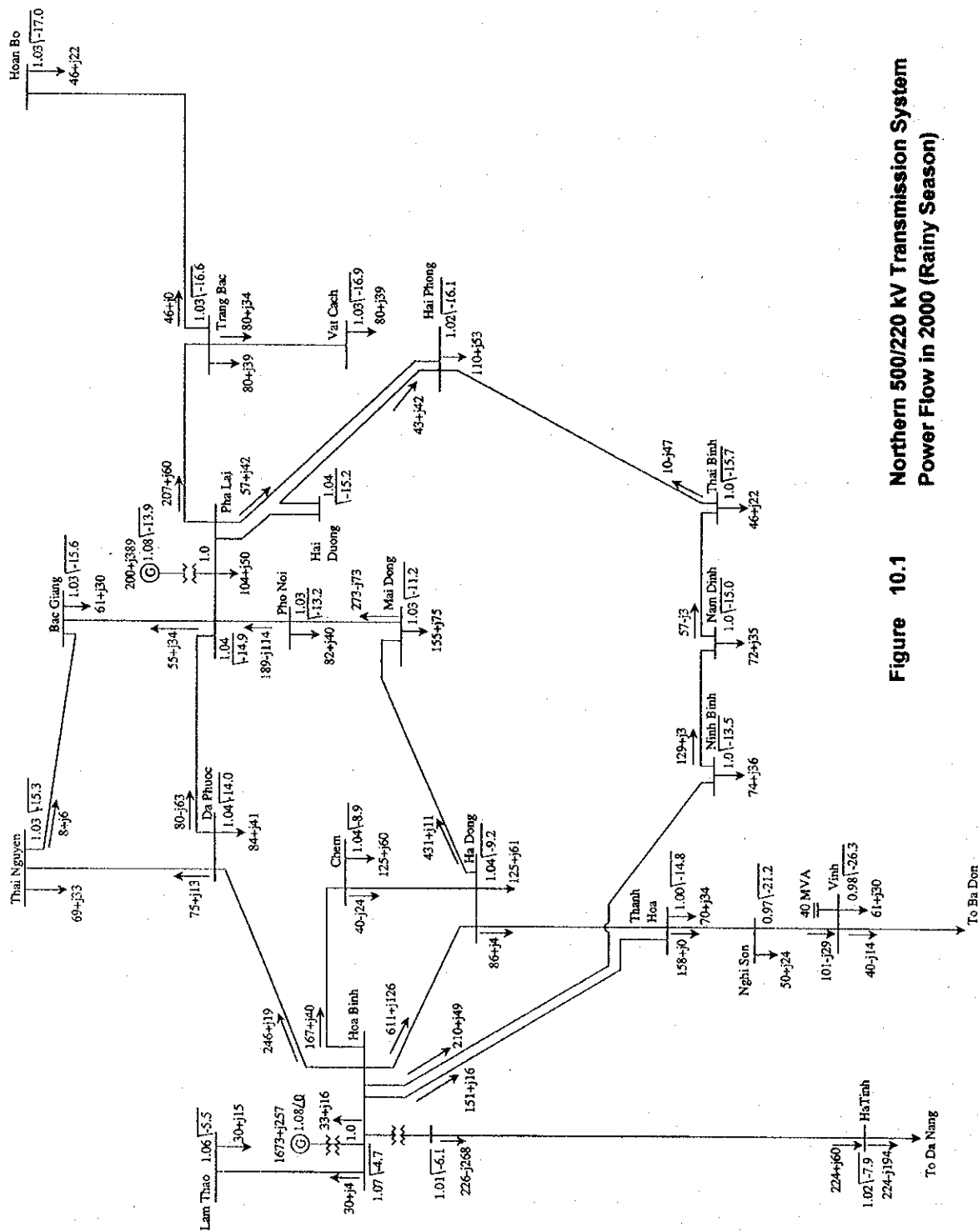


Figure 10.1 Northern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2000 (Rainy Season)

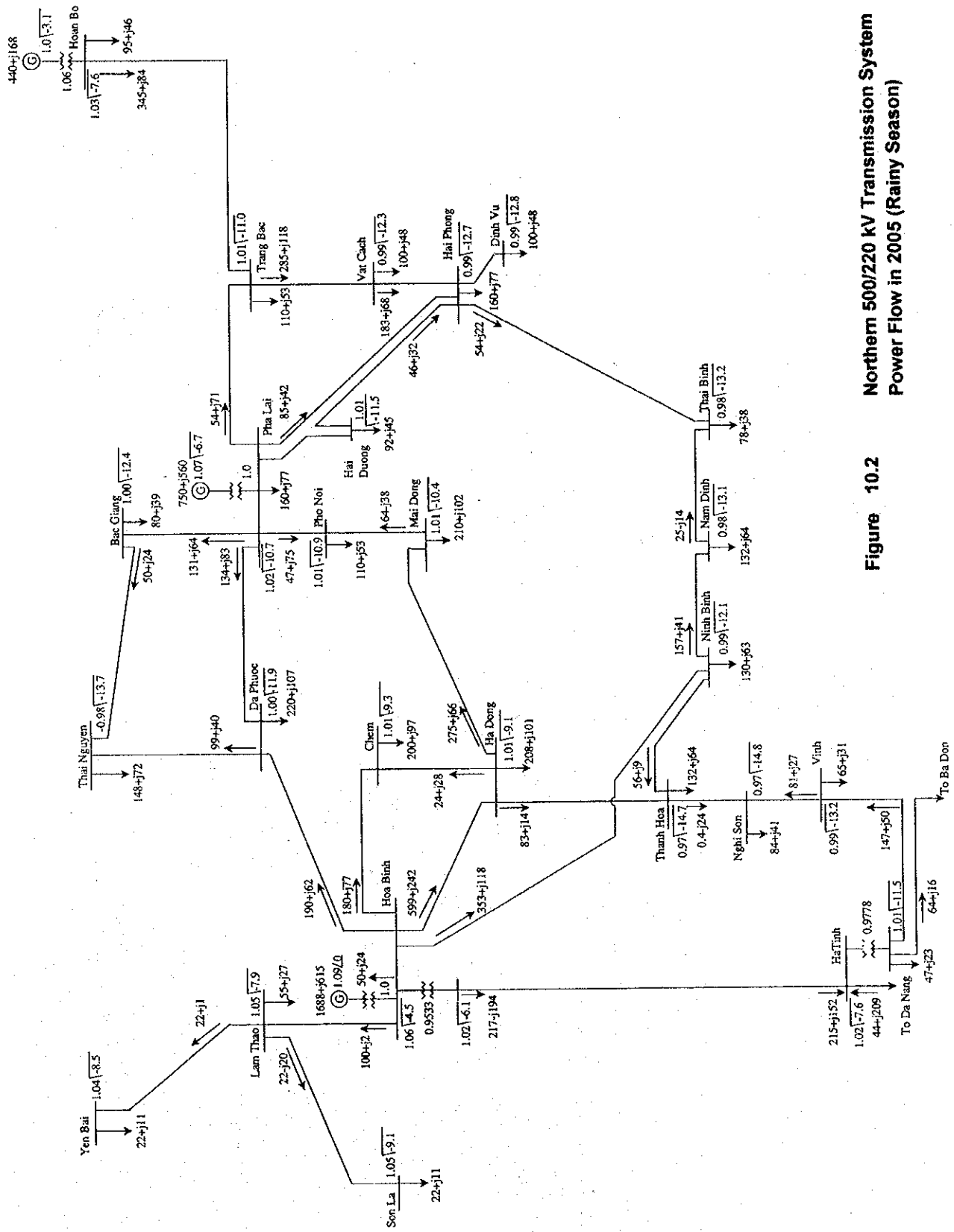


Figure 10.2 Northern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2005 (Rainy Season)

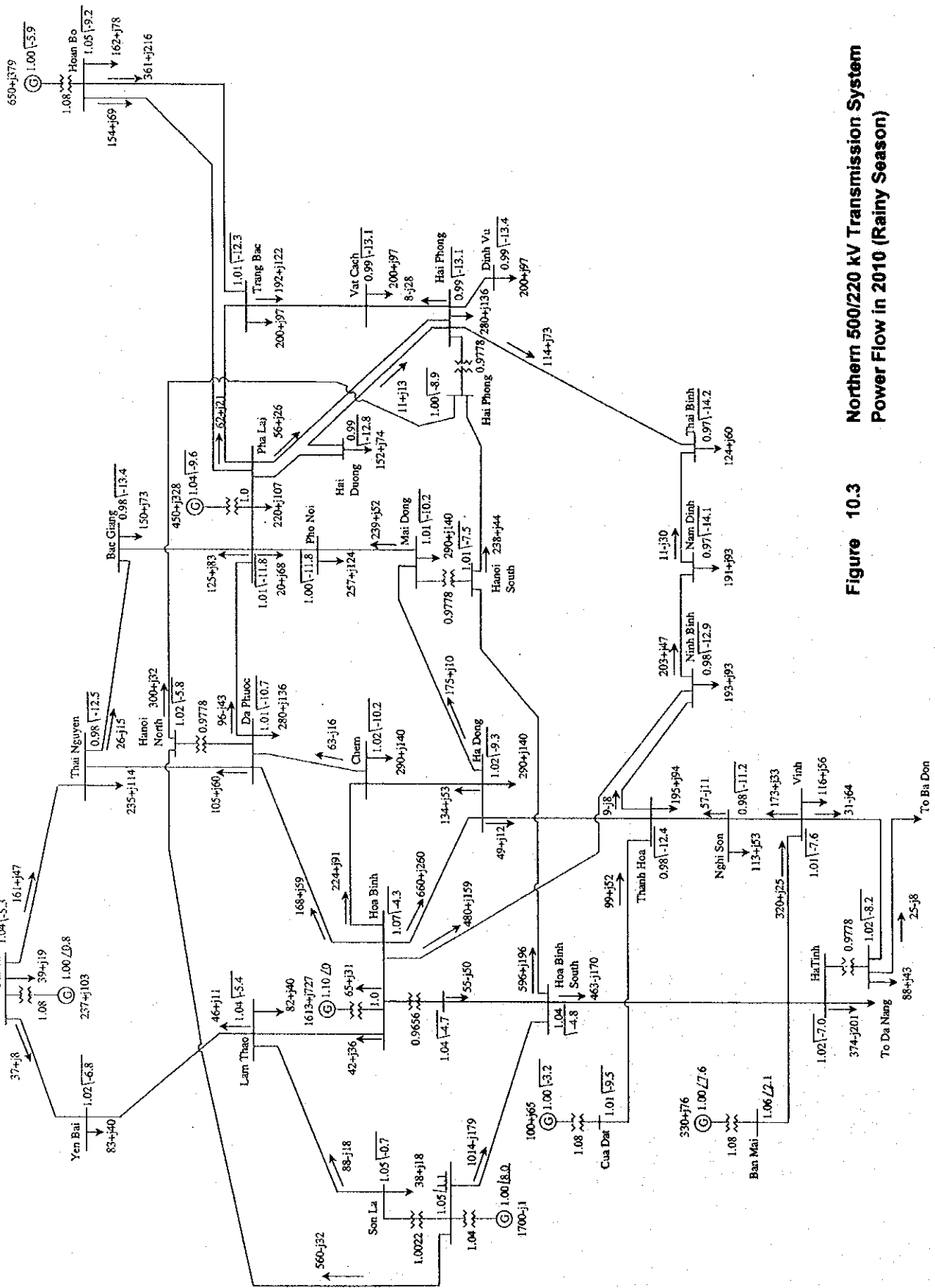


Figure 10.3 Northern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2010 (Rainy Season)

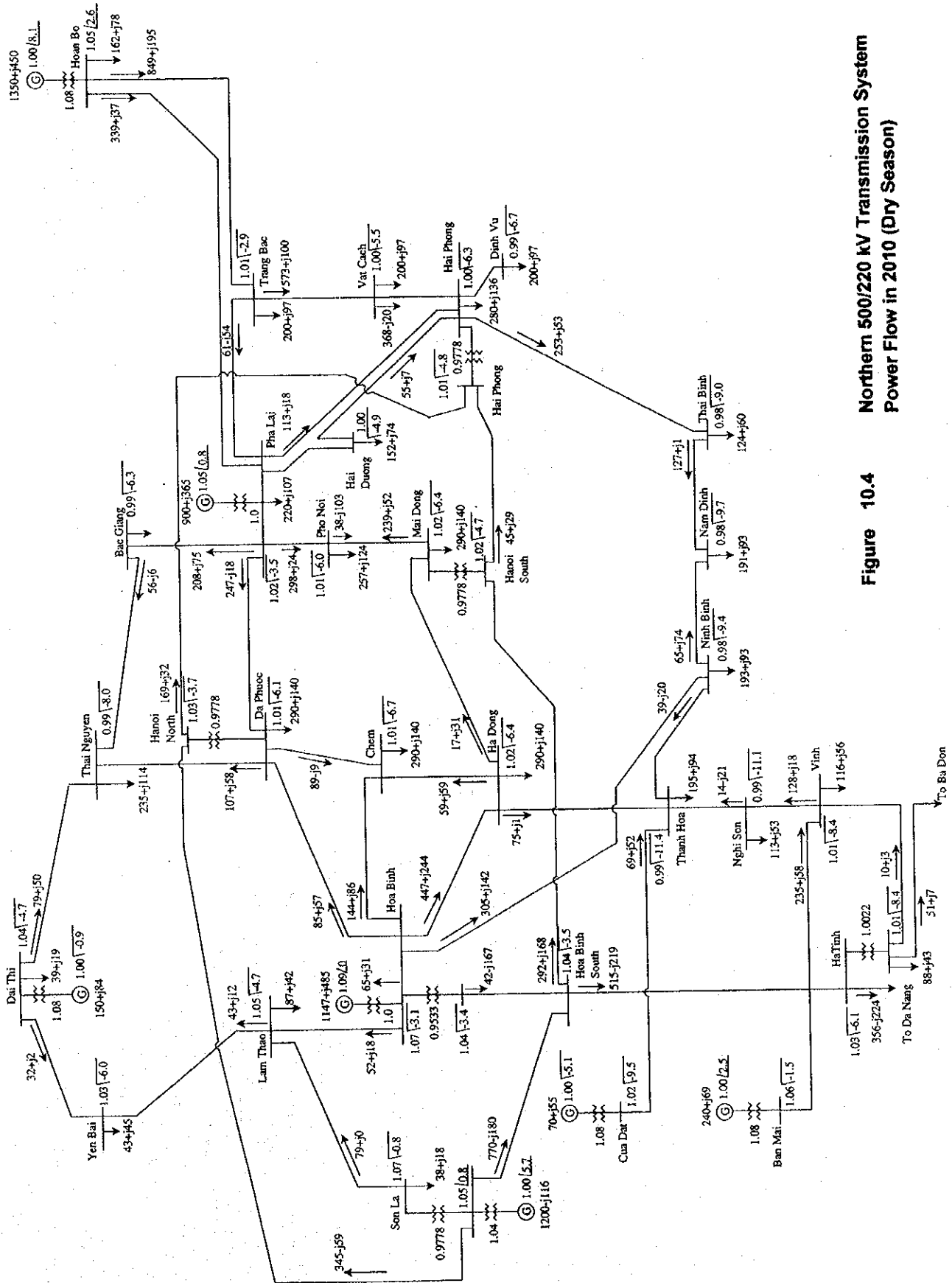


Figure 10.4 Northern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2010 (Dry Season)

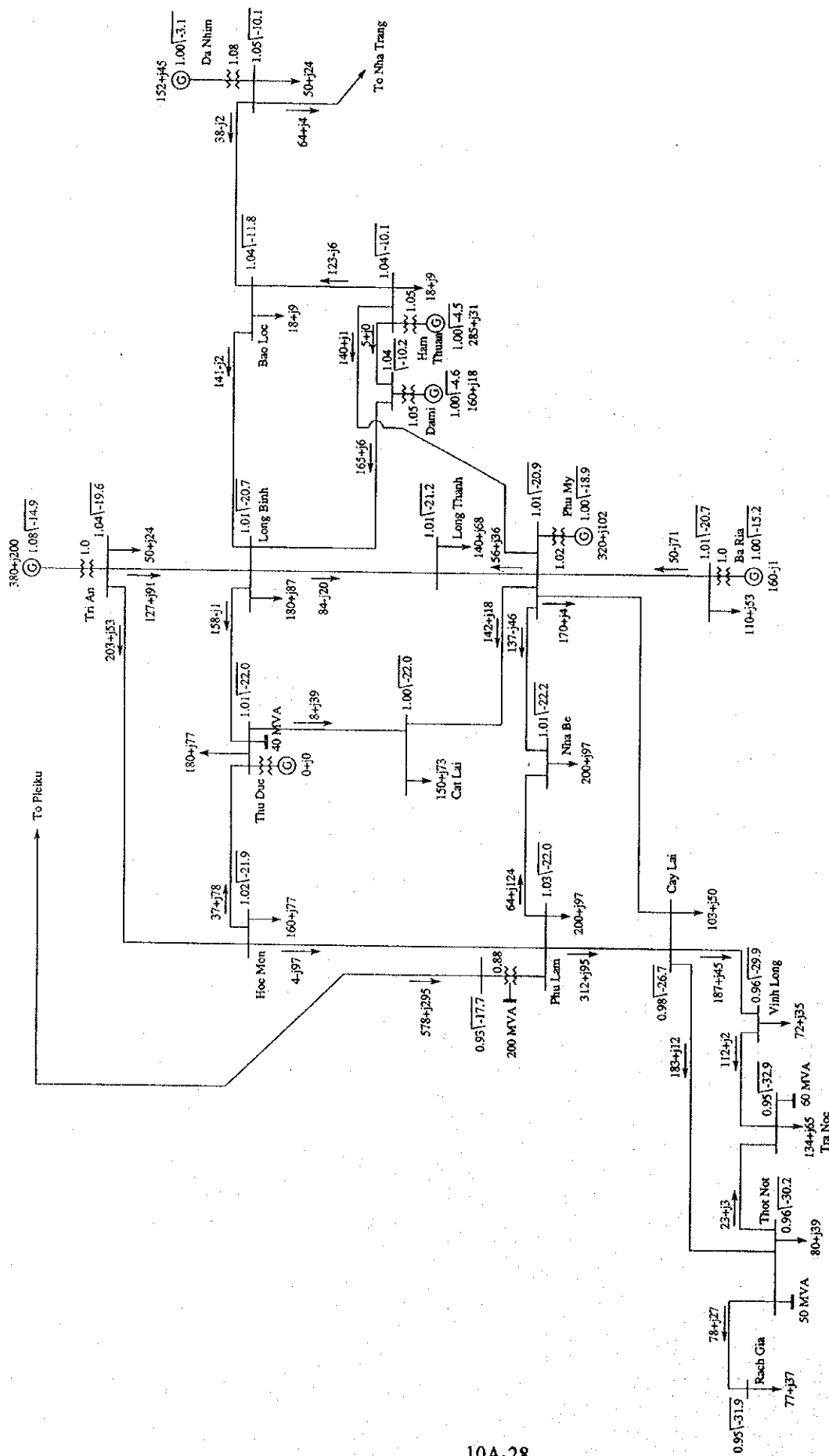


Figure 10.5 Southern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2000 (Rainy Season)

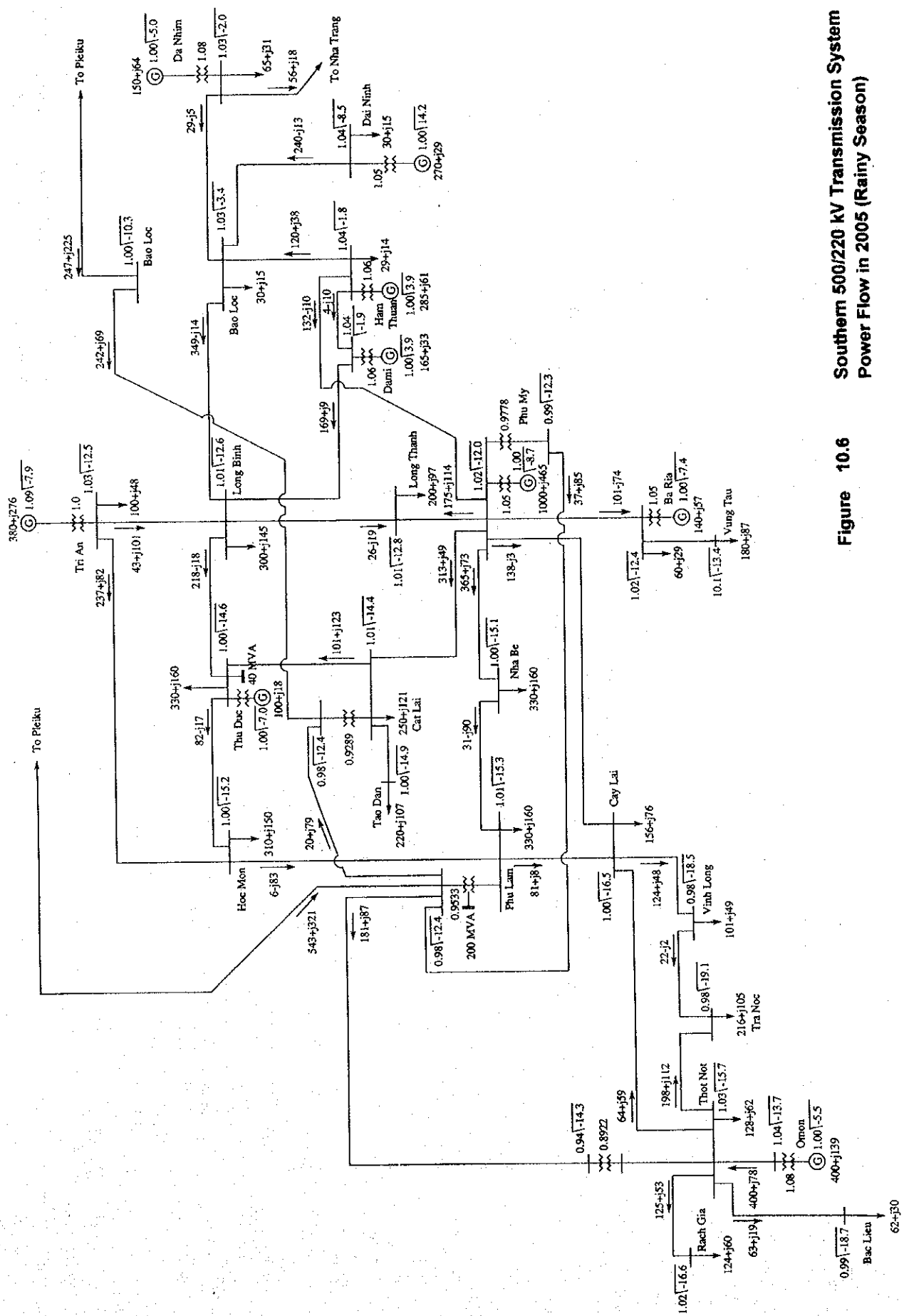


Figure 10.6 Southern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2005 (Rainy Season)

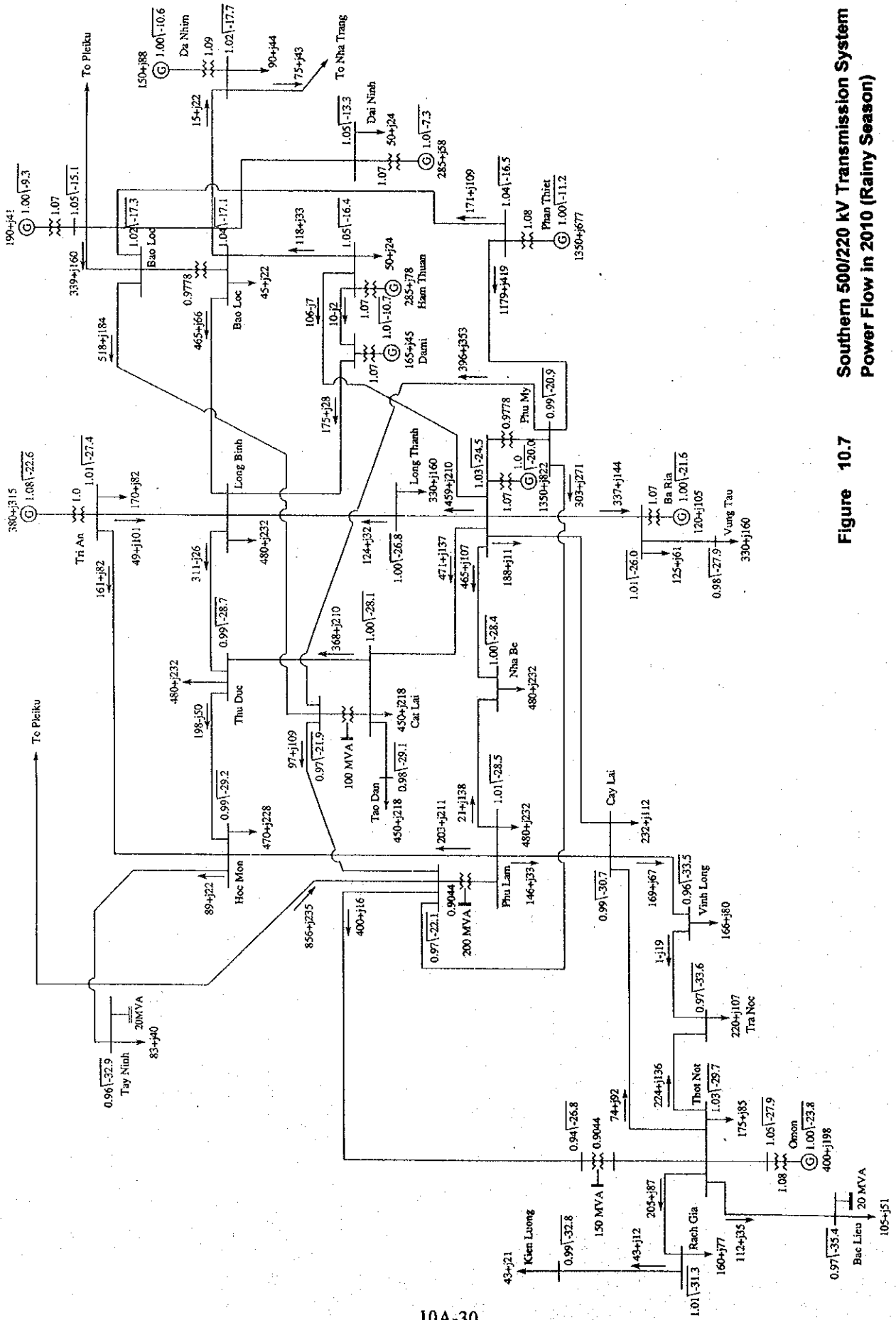


Figure 10.7 Southern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2010 (Rainy Season)

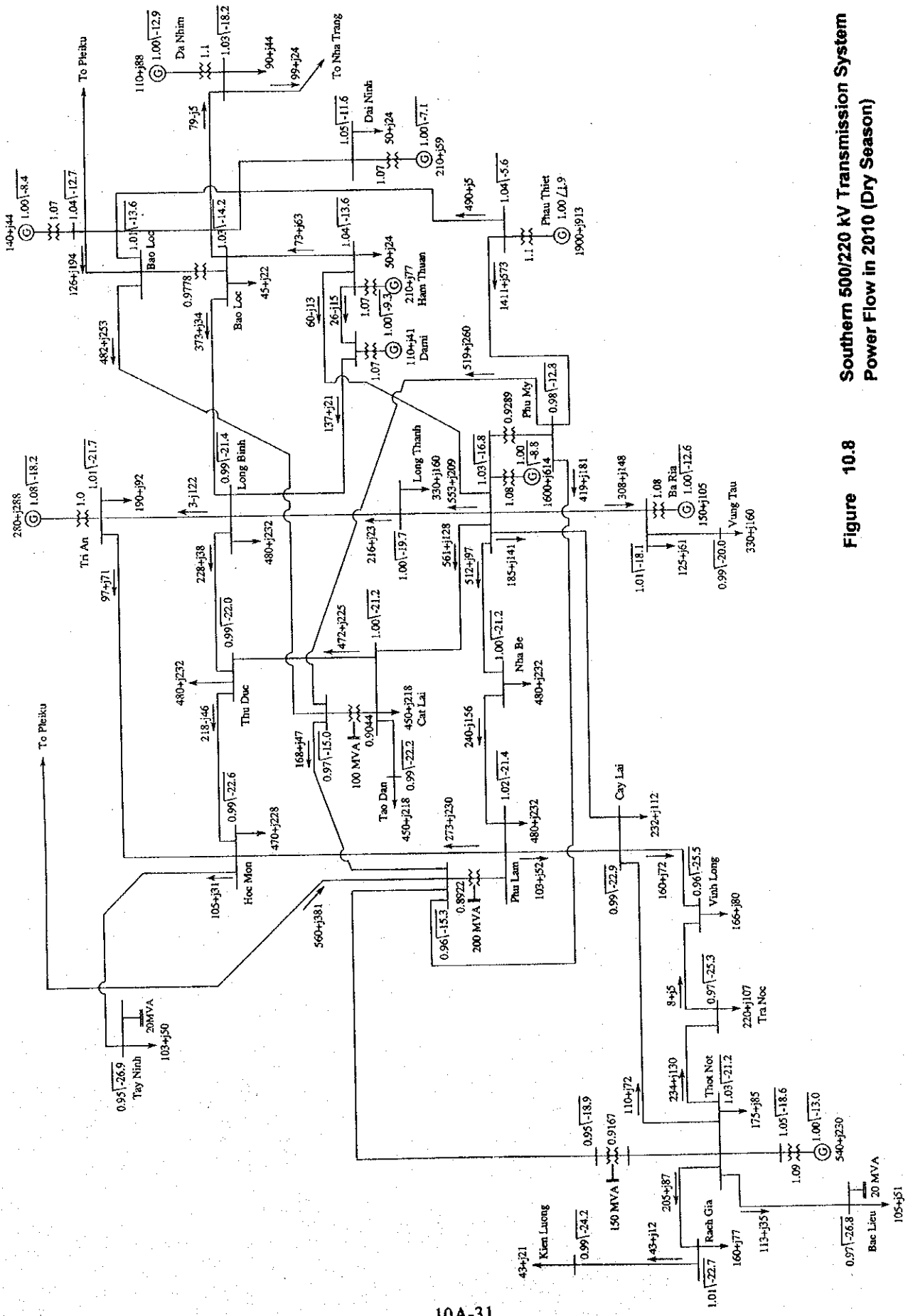


Figure 10.8 Southern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2010 (Dry Season)

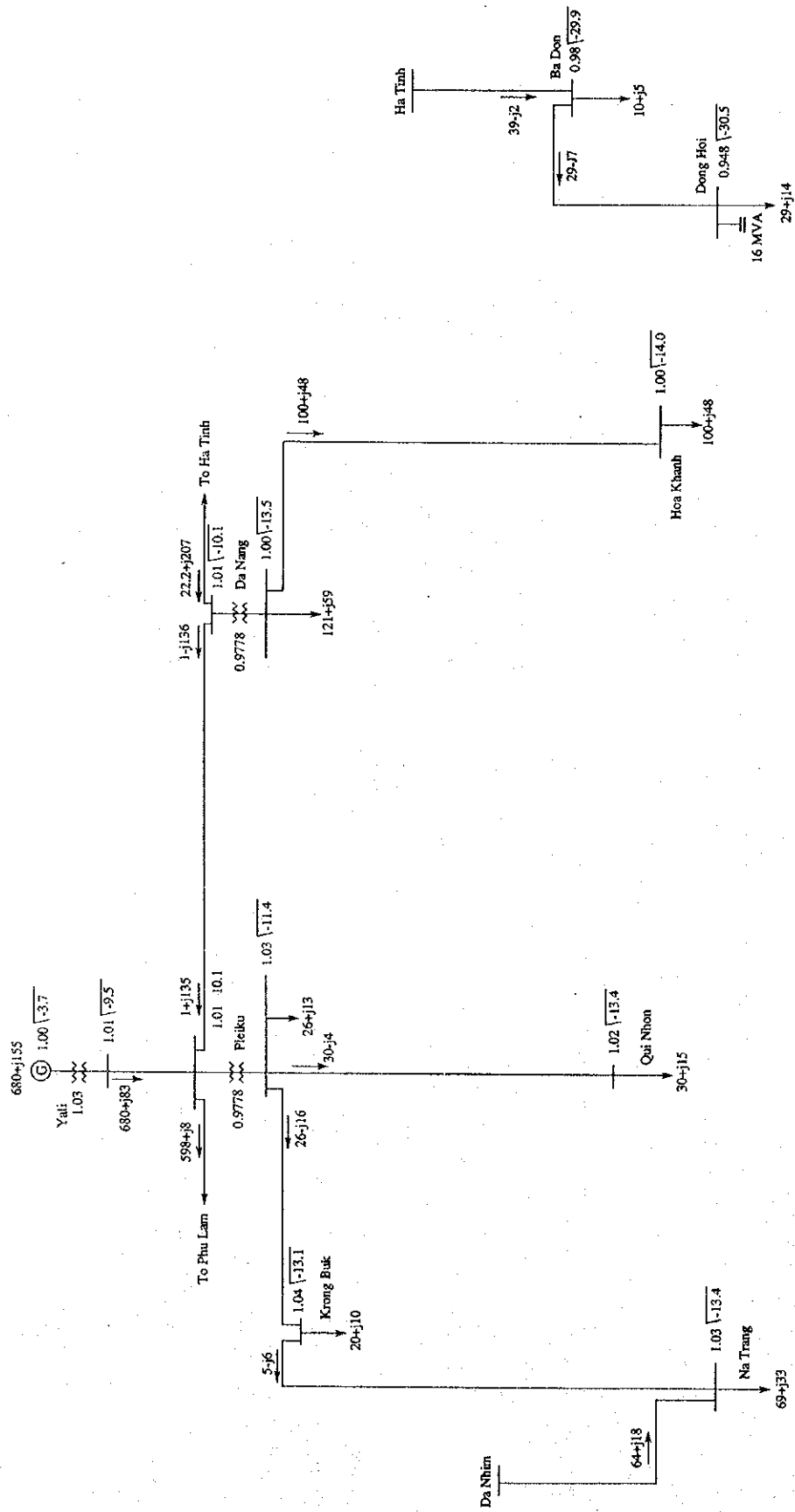


Figure 10.9 Central 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2000 (Rainy Season)

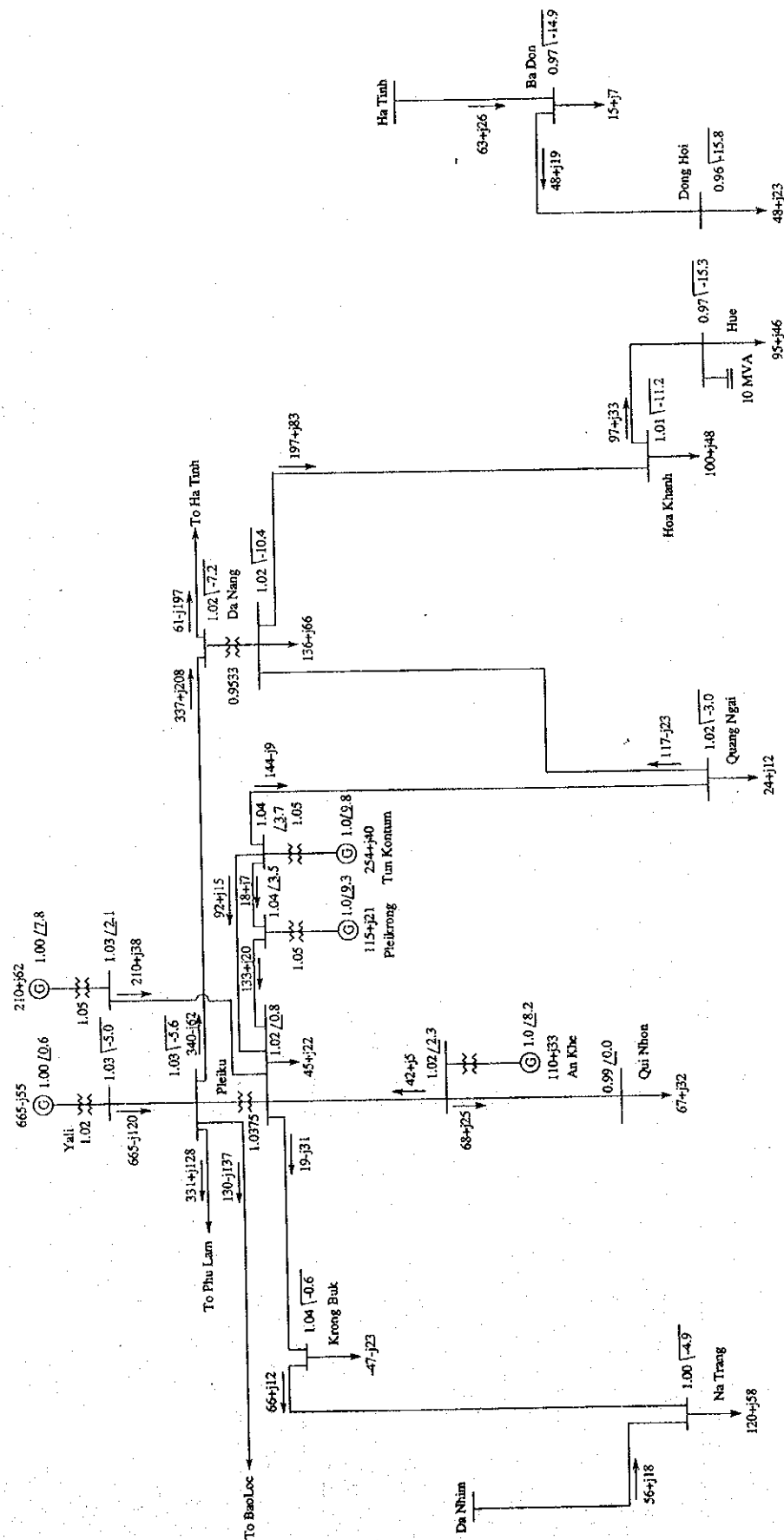


Figure 10.10 Central 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2005 (Rainy Season)

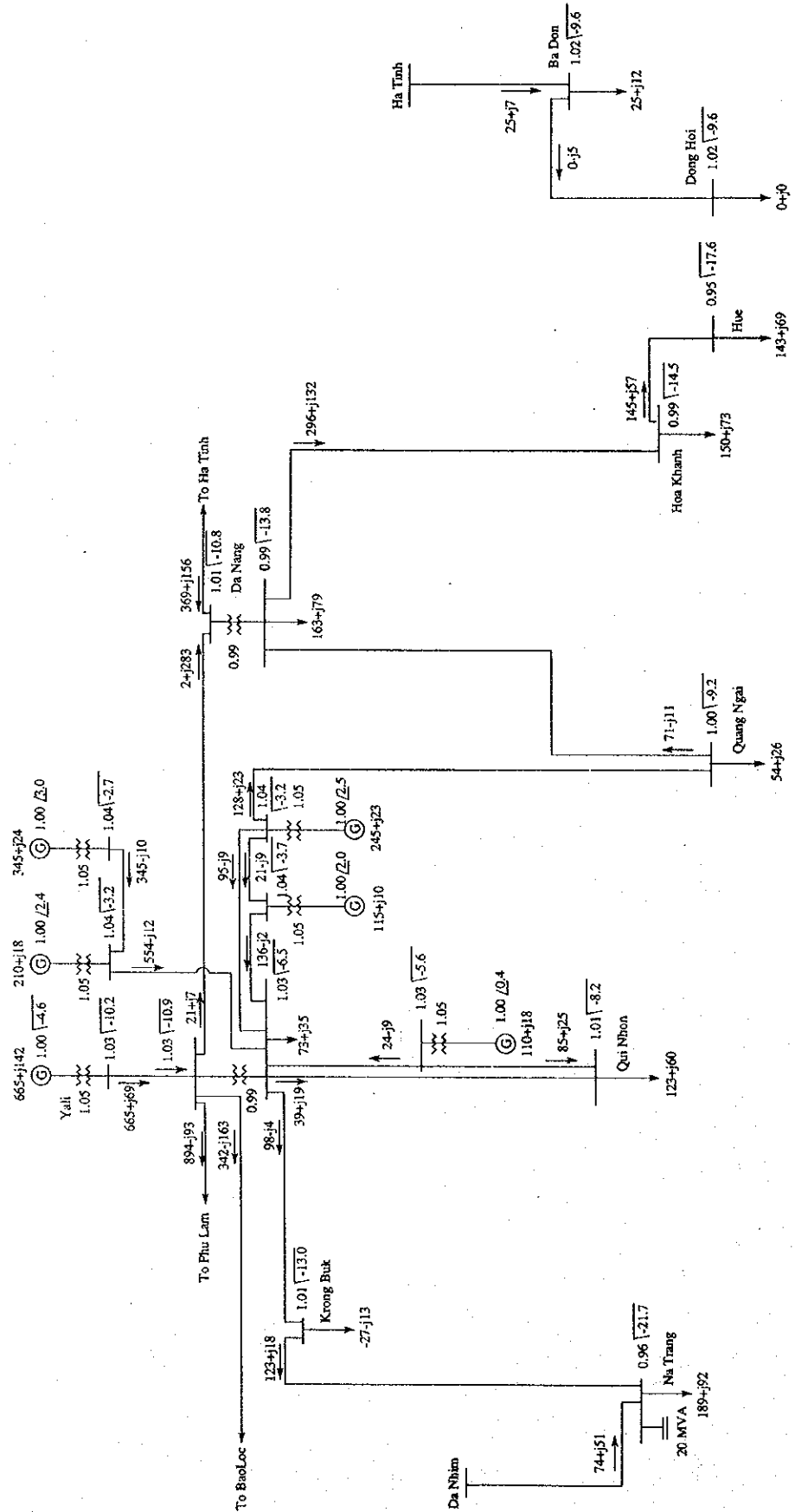


Figure 10.11 Central 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2010 (Rainy Season)

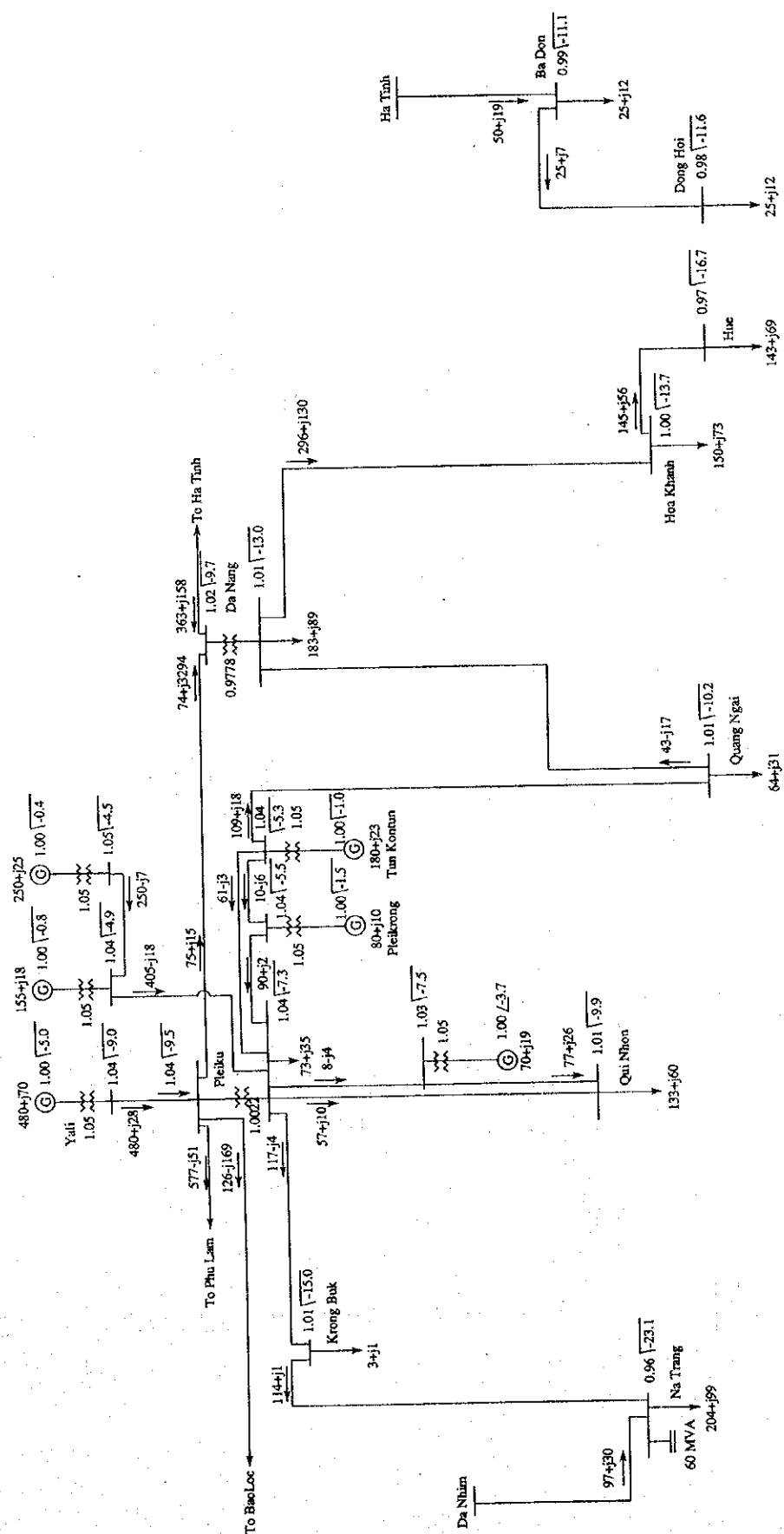


Figure 10.12 Central 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2010 (Dry Season)

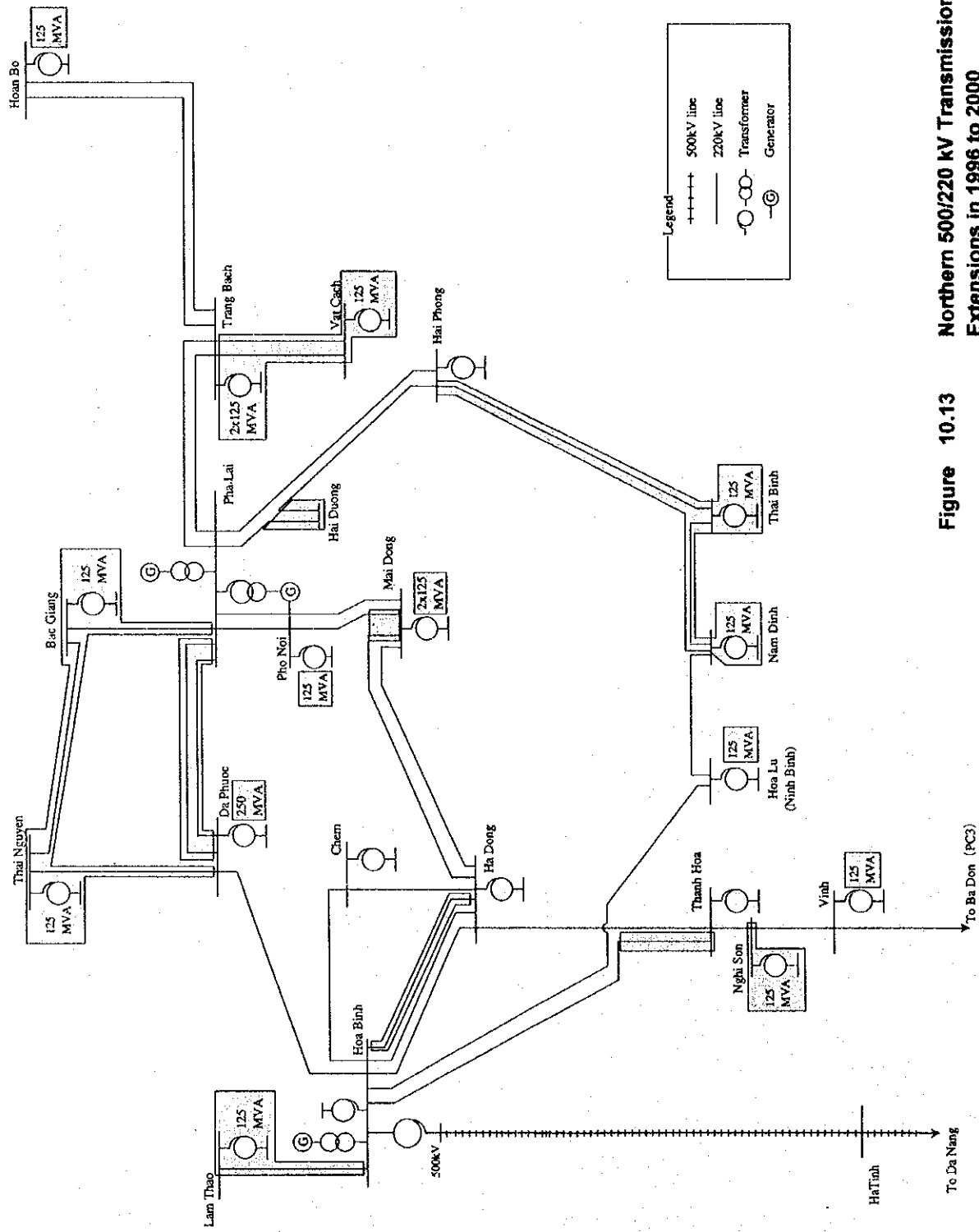


Figure 10.13 Northern 500/220 kV Transmission System Extensions in 1996 to 2000

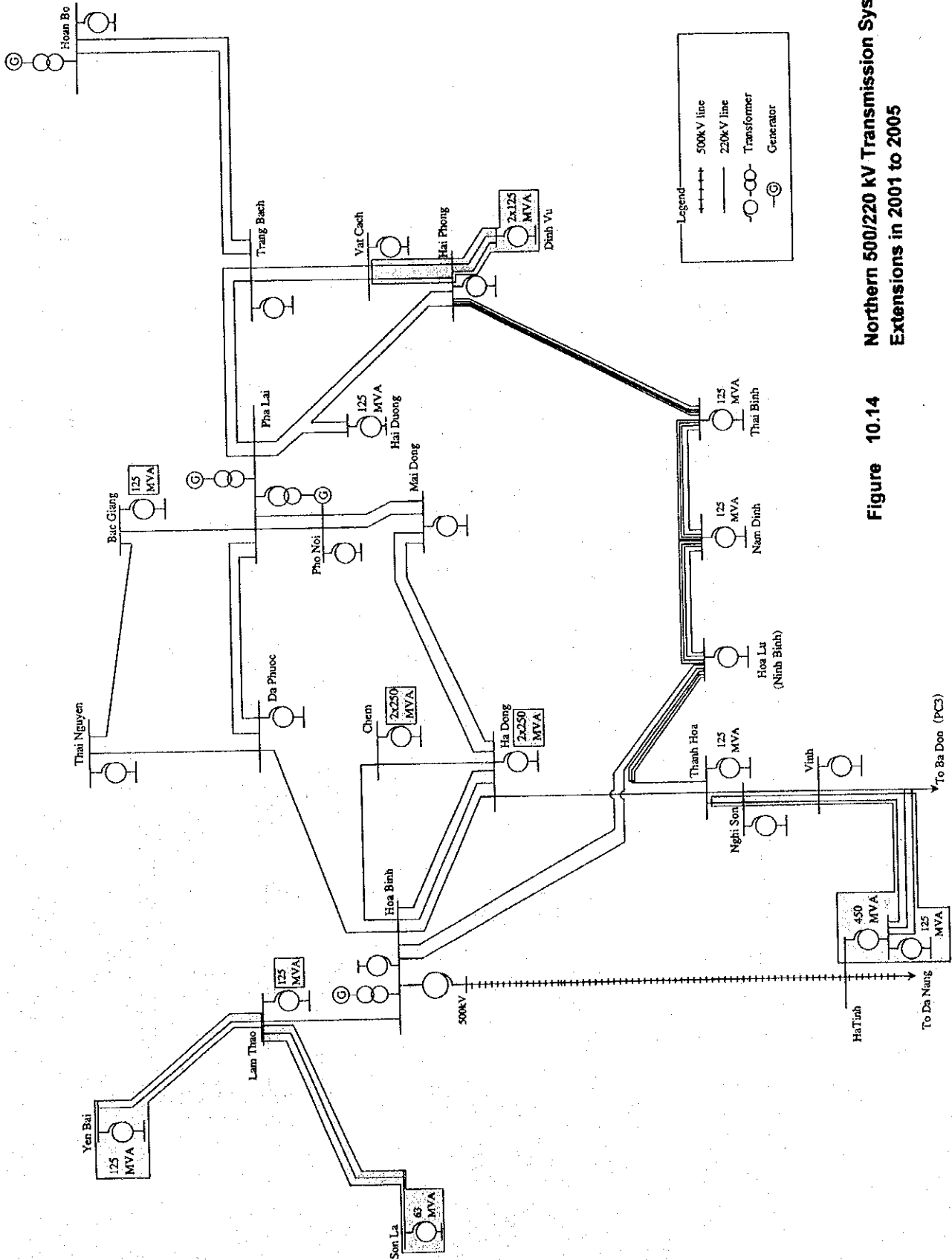


Figure 10.14 Northern 500/220 kV Transmission System Extensions in 2001 to 2005

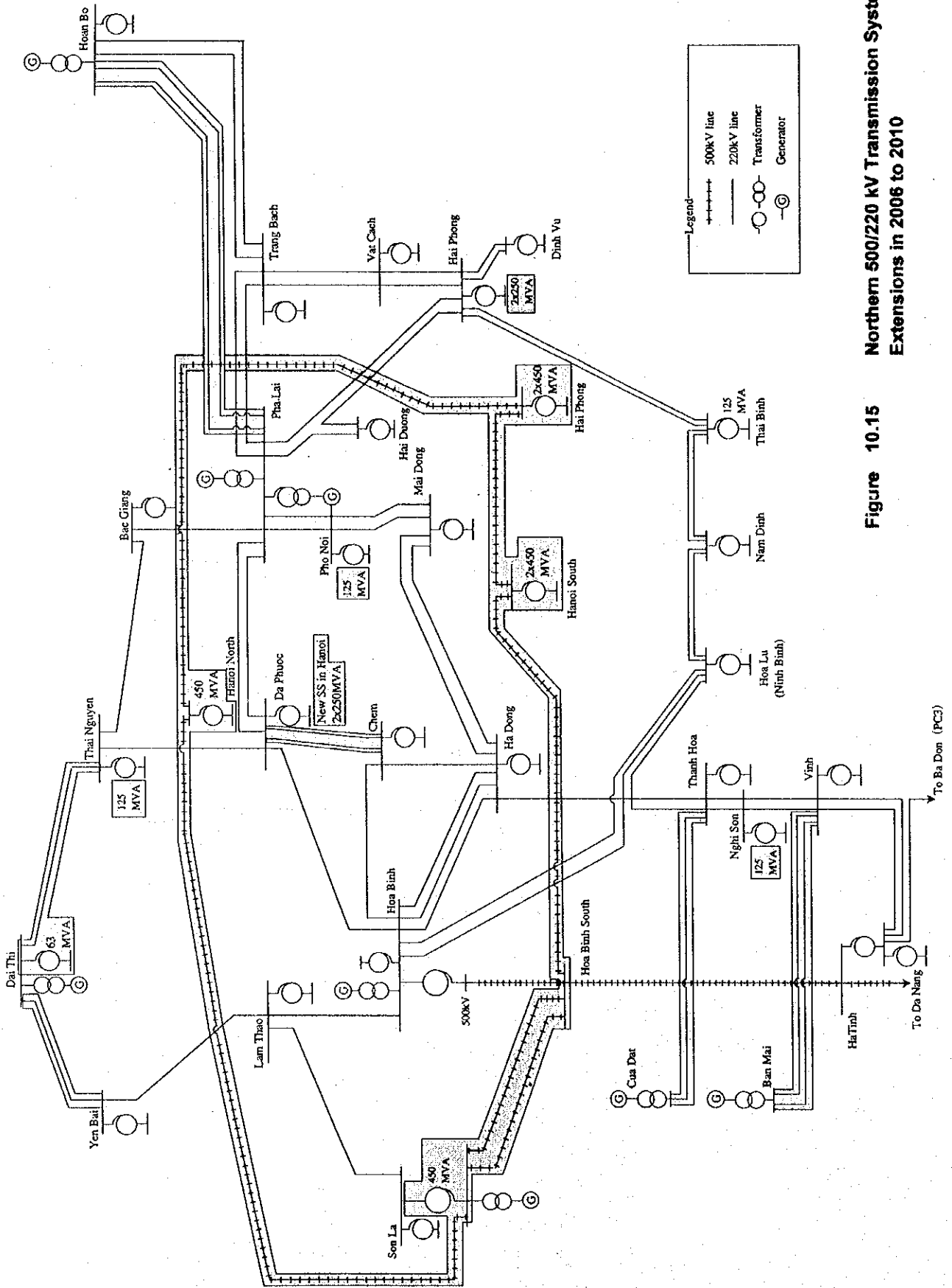


Figure 10.15 Northern 500/220 kV Transmission System Extensions in 2006 to 2010

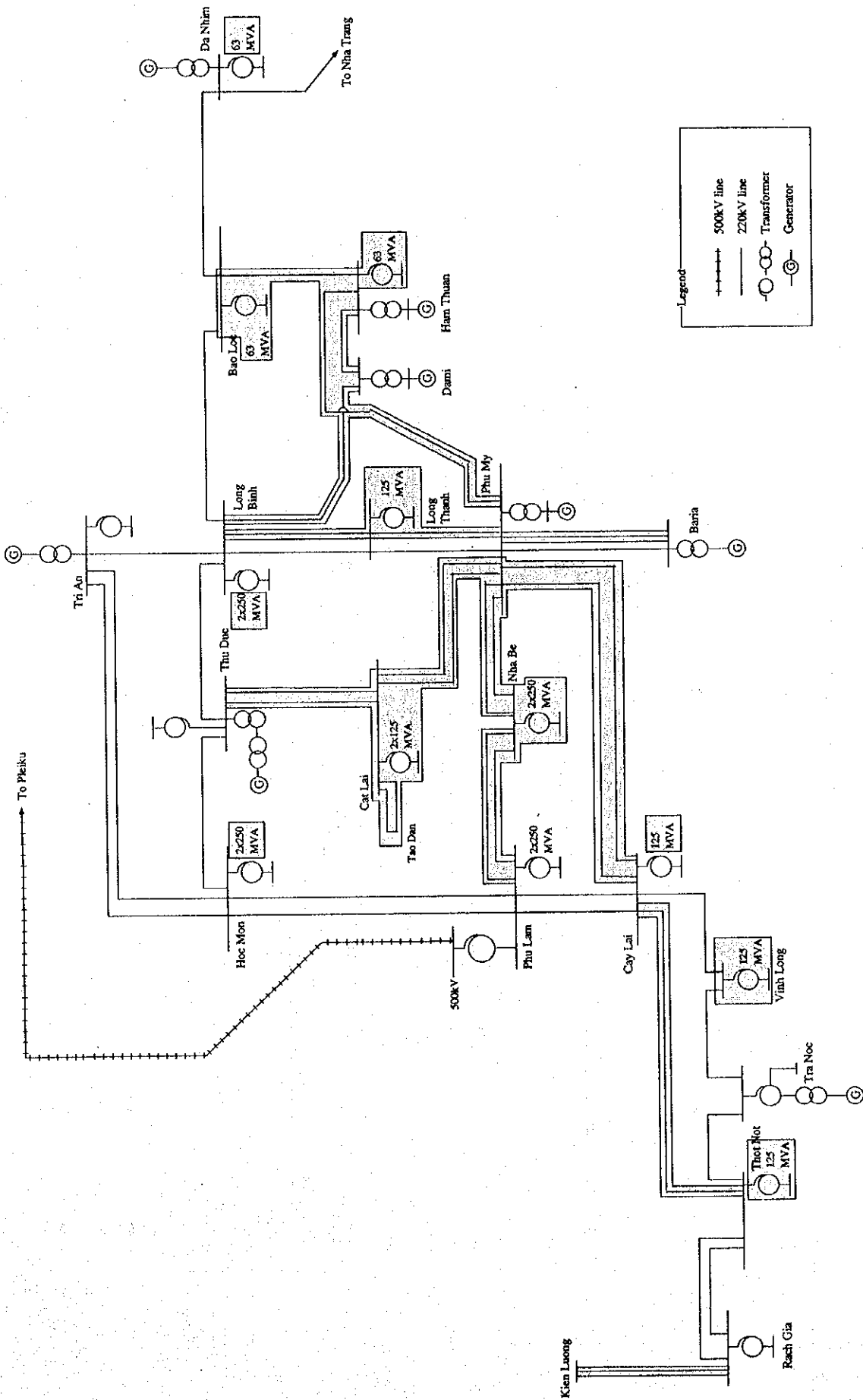


Figure 10.16 Southern 500/220 kV Transmission System Extensions in 1996 to 2000

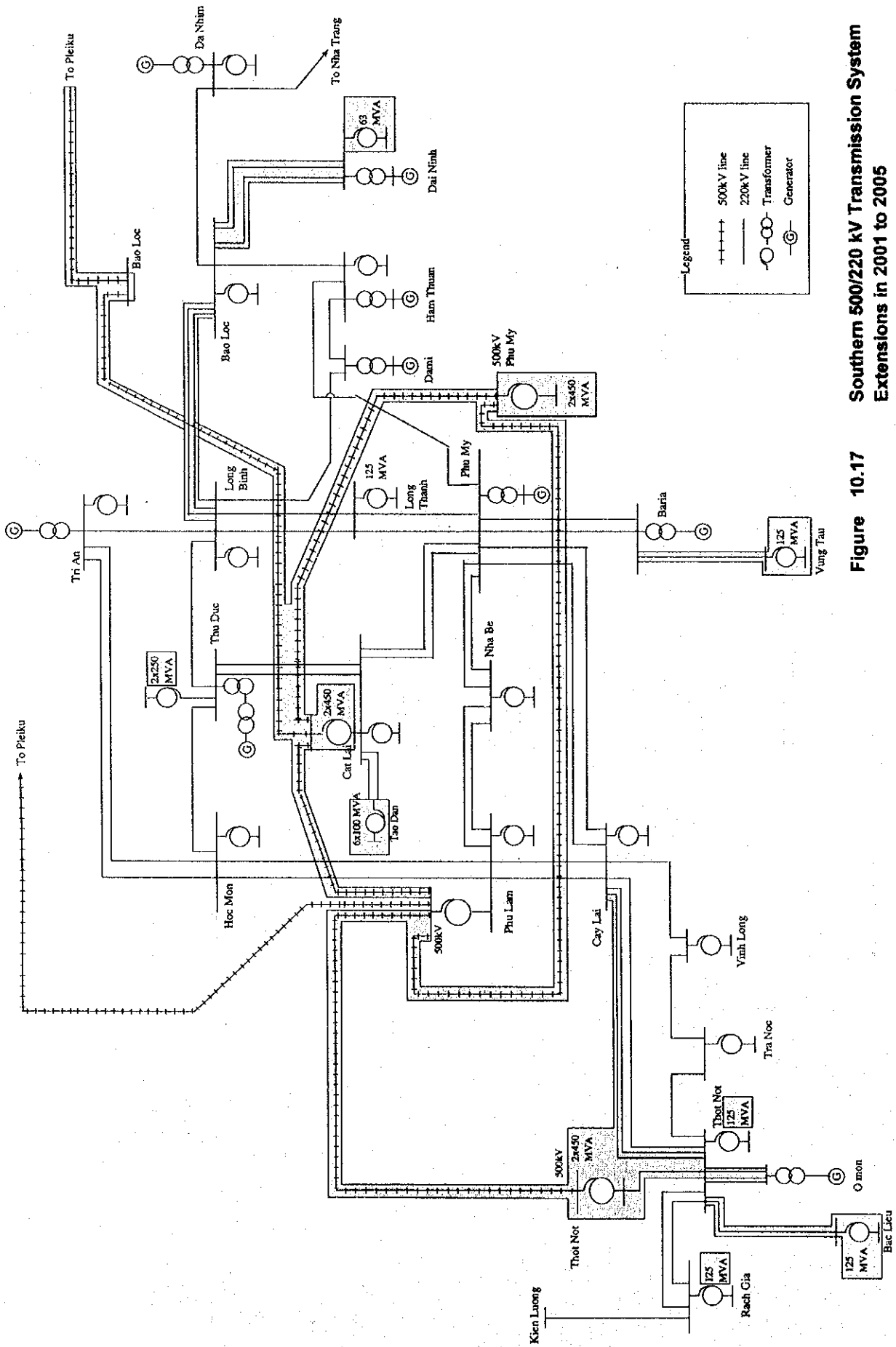


Figure 10.17 Southern 500/220 kV Transmission System Extensions in 2001 to 2005

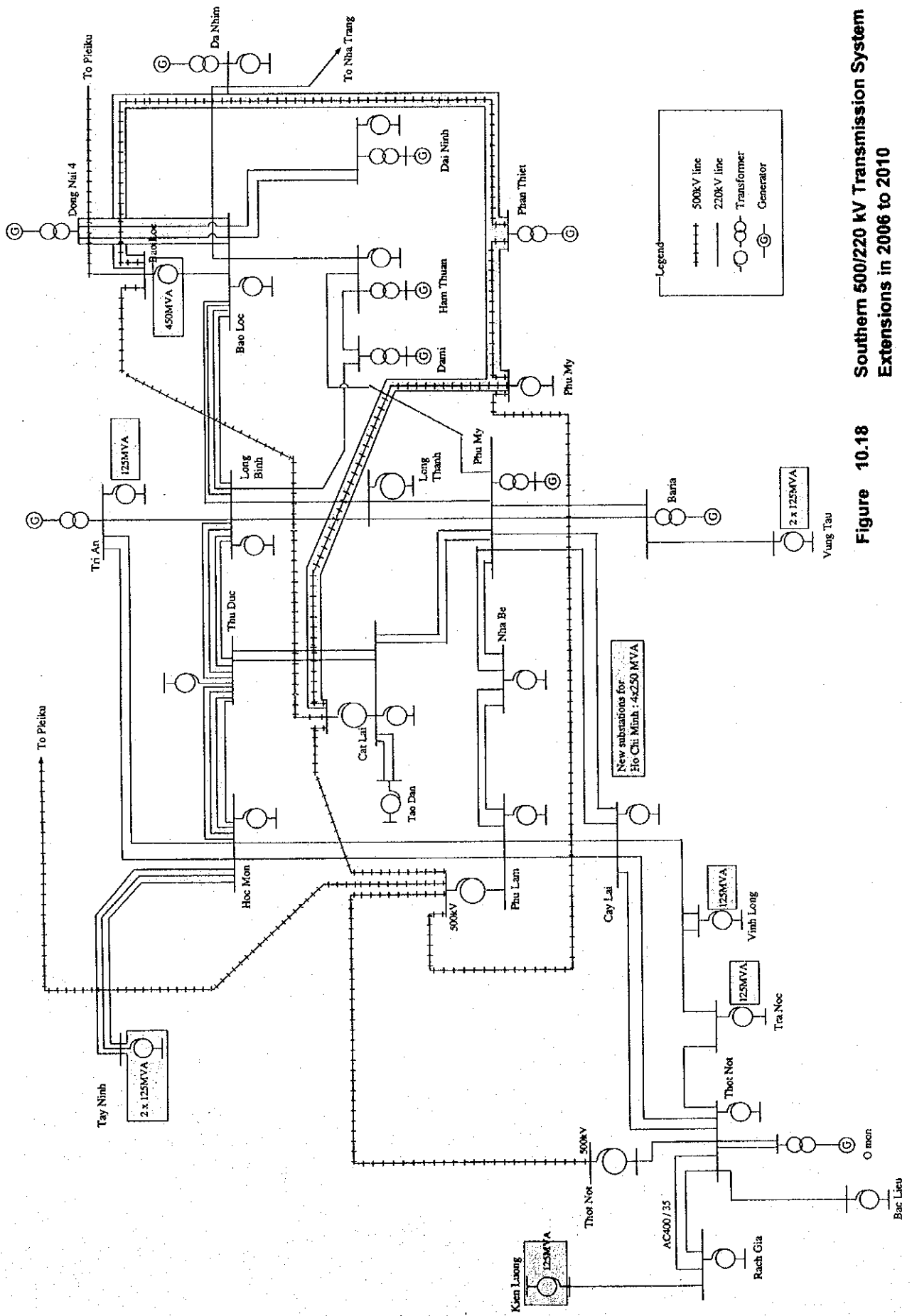


Figure 10.18 Southern 500/220 kV Transmission System Extensions in 2006 to 2010

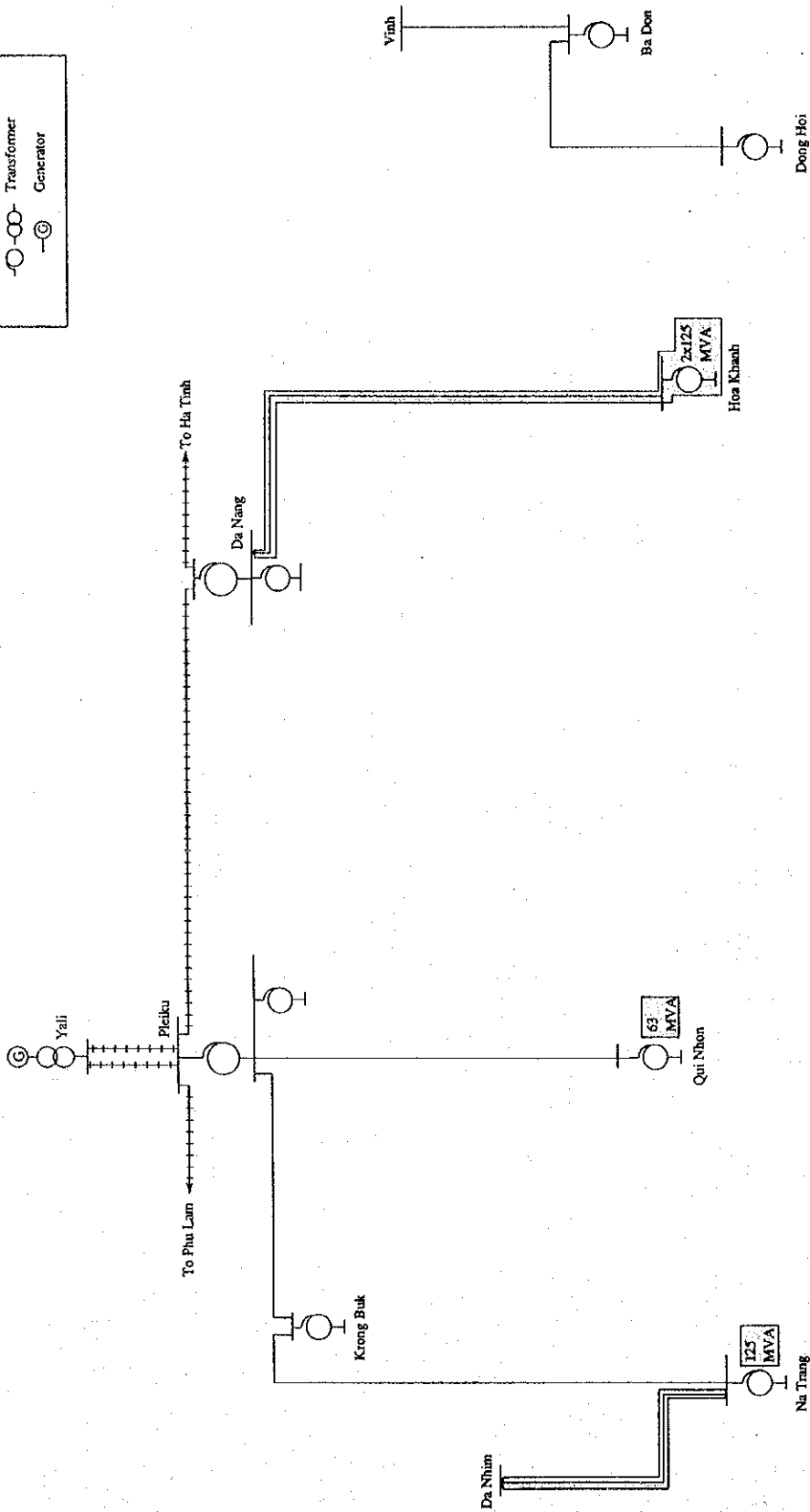
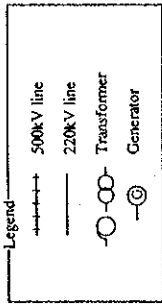


Figure 10.19 Central 500/220 kV Transmission System Extensions in 1996 to 2000

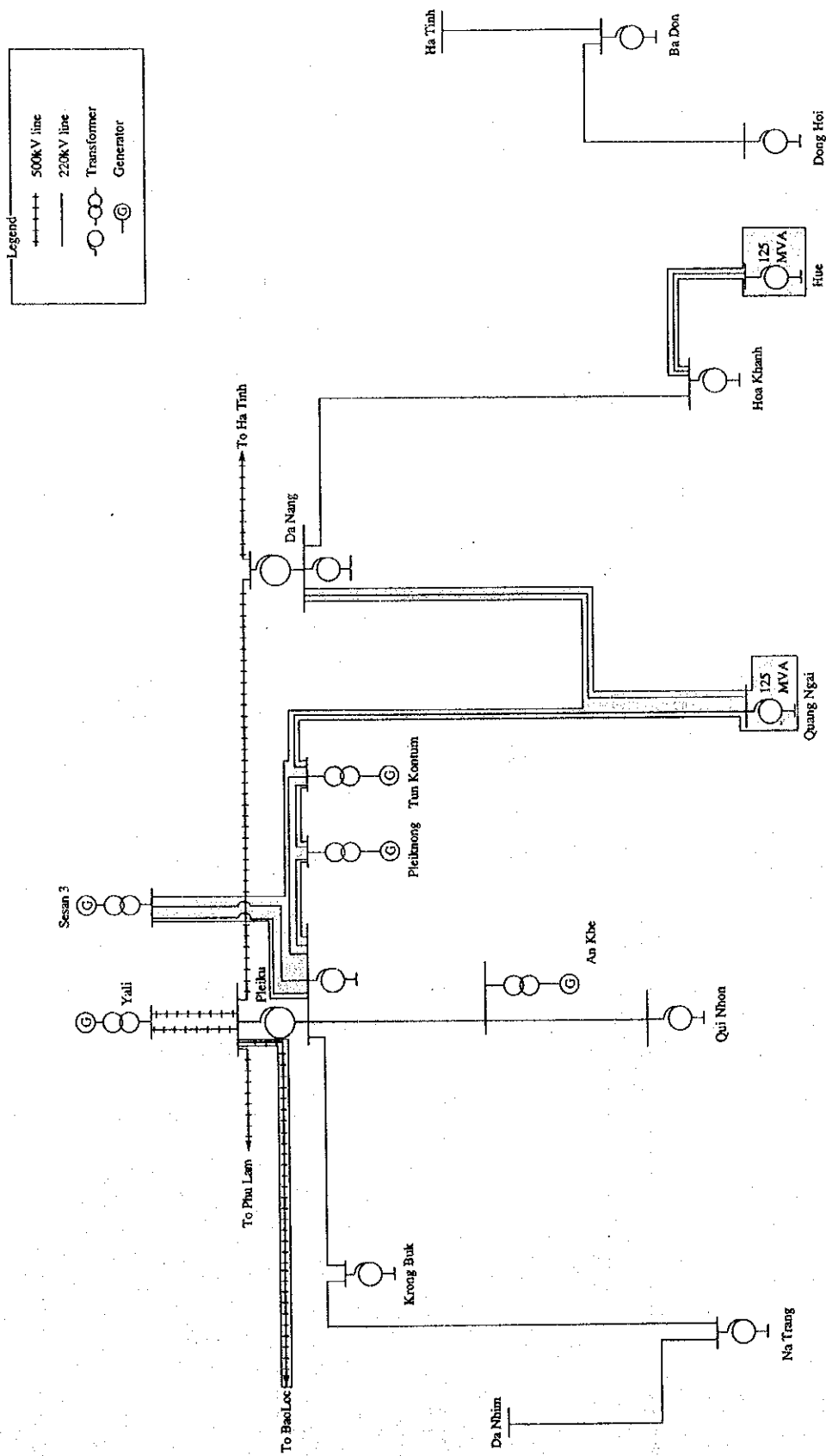


Figure 10.20 Central 500/220 kV Transmission System Extensions in 2001 to 2005

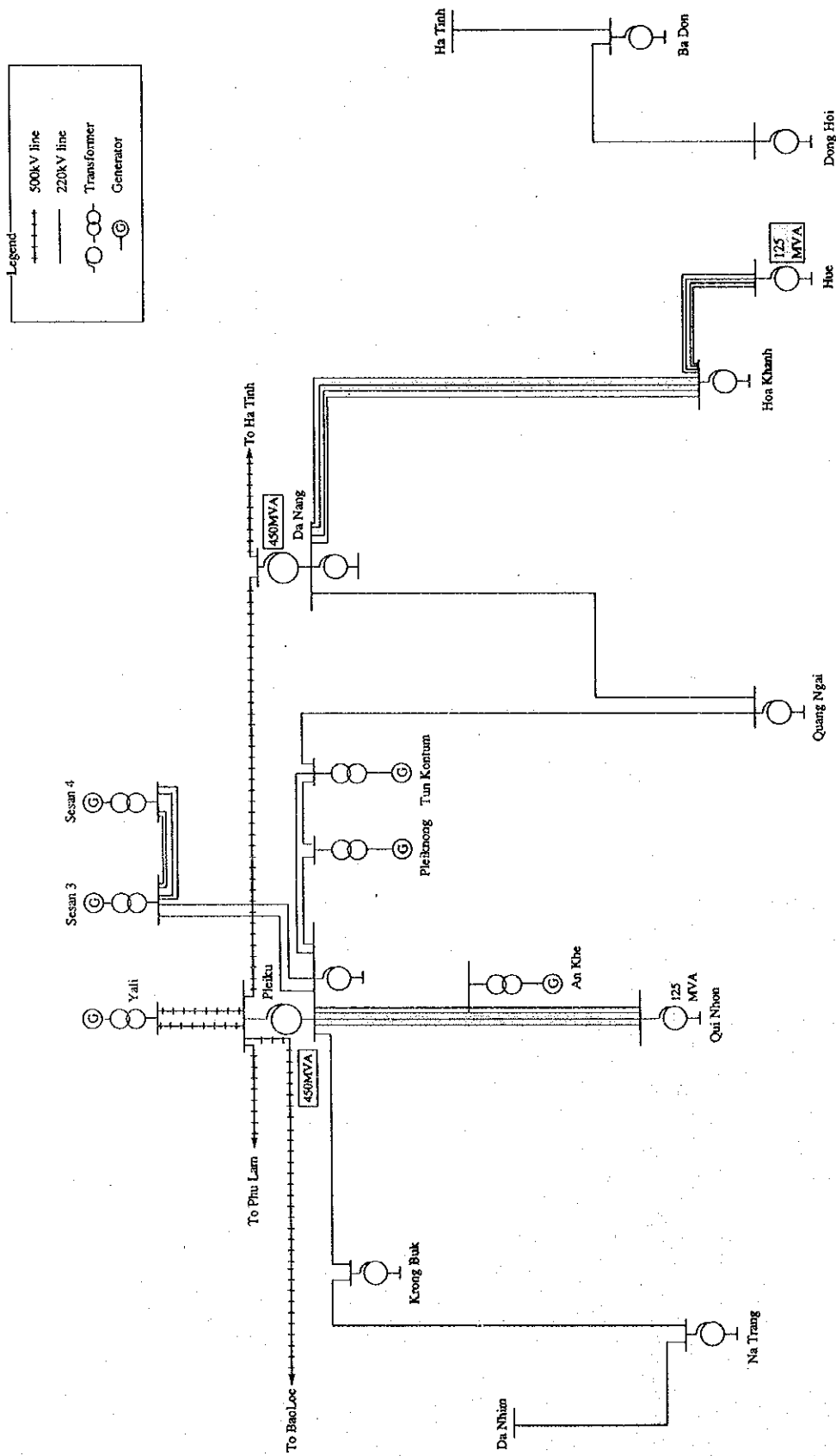


Figure 10.21 Central 500/220 kV Transmission System Extensions in 2006 to 2010

第11章 省エネ計画の検討と評価

第11章 省エネ計画の検討と評価

目 次

| | 頁 |
|---------------------------------|-------|
| 11.1 火力発電所の省エネルギー | 11A-1 |
| 11.1.1 火力発電所の効率的運用 | 11A-1 |
| 11.1.2 改造/変更による火力発電所の効率改善 | 11A-3 |

第11章 省エネ計画の検討と評価

11.1 火力発電所の省エネルギー

11.1.1 火力発電所ユニットの効率的運用

(1) 損失率

火力発電所ユニットの損失率（ロス率）は、例として Figure 11.1 に示してある。個々のユニットの効率的運用は、それぞれの要因の分析、調査および検討（添付質問表を参照のこと）に基づいて実施されるが、実際の措置は、大別して「熱損失の低減と熱の回収」「蒸気サイクルの熱効率の維持と向上」、並びに「所内電力と補助蒸気の節減」を通じて行われる。なお、各対策における省エネルギーの効果の度合を（ ）に Large (L)、Middium (M)、Small (S) で示す。

(2) 熱損失の低減と熱の回収

(a) ボイラーの過剰空気的最適化 (L)

過剰空気率は、蒸気温度と燃焼の安定性を維持し、媒塵やNOxを最小にするように最適化させる。また、バーナーなどの燃焼設備に対して、毎日の管理や点検に注意する。

(b) ボイラーの排ガス温度の最適化 (L)

ボイラーの排ガスについては、エコマイザーや空気予熱器によってその廃熱を回収するが、これらは排ガスの低温部分による腐食を考慮して注意深く管理する。

(c) 起動停止損失の低減 (M)

深夜や休日にわたる起動停止による損失は、中小容量のユニットでは増大する傾向になり、このような損失は、運転のパターン化、起動時の水処理方法の改善（基準値の再検討）、起動時間の短縮およびブロー水の節減によって節減される。

(3) 蒸気サイクルの効率の維持と改善

(a) コンデンサーの真空度の管理 (M)

蒸気タービンは、必然的にコンデンサーから大量の熱を放射するので、コンデンサーの真空度の維持は、火力発電所ユニットに関して最も重要である。このた

めに、コンデンサー管理の詳細な基準を作成し、コンデンサーの冷却管の洗浄など（連続洗浄装置による）装置を強化し、コンデンサーには逆洗装置を設けなければならない。

(b) 部分負荷における減圧運転（M）

タービンの負荷が低いときに、蒸気圧力を規定値よりも低くすることによって、ガバナー弁のループ損失を低減することができる。この際、比較的低負荷まで蒸気温度を規定値に維持することにより、規定蒸気圧力の場合よりも熱効率を改善することができる。

(c) 熱交換器その他の性能管理（S）

熱交換器など（空気予熱器、給水加熱器）の各部における値を設計規定値になるべく近く維持することが大切である。また、スート・ブローアーは正しく実施しなければならない。さらに、保守には以下の事項が必要である。

- コンデンサーの冷却管の点検と交換。
- 給水加熱器の細管の交換とドレンの調整。
- 空気予熱器のエレメントを交換して、漏洩損失を防止する。
- ボイラー・チューブの洗浄。

(4) 所内動力と補助蒸気の節減

(a) 循環水ポンプその他の所内動力の節減（L）

発電所の所内動力による損失率は、部分負荷運転が増大すると増大する。このために、各ユニットの性能と効率に影響する要因を詳細に調査し、ユニットの安定運転が維持できる範囲で運転すべきユニット数に関する基準を作成することが重要である。

部分負荷の際には、運転するユニットを減少させることが可能で、運転台数の削減は、循環水ポンプ、給水ポンプ、押し込み通風機、復水ポンプ、燃料ポンプ、微粉炭ミルなどについて可能である。

(b) 補助蒸気その他の節減（S）

所内の補助蒸気の使用状況を点検し、毎日のパトロールを厳格に実施し、補助蒸気の使用基準を再検討し、ドレンを回収する。

11.1.2 改造/変更による火力発電所の効率改善

(1) 空気予熱器のセンサー駆動装置の使用 (L)

再生式の空気予熱器は、燃焼空気がガス側に漏洩するために熱損失を発生するという問題があった。しかし、密封装置を自動的に調整する装置が新しく開発され、この装置は、運転中の熱による変形で発生するギャップを自動的に調整して、漏洩を大幅に減少するようになった。

(2) コンデンサー細管自動洗浄装置の設置 (M)

スポンジ・ボールを使ったコンデンサー細管自動清掃装置で、運転中に洗浄を行うことができる。これによって、コンデンサーの真空度の低下を防止できる。

(3) タービン性能改善措置 (S)

発電所を何年も運転すると、腐食と磨耗による劣化が進行し、機器の性能が徐々に低下する。この問題に対処するためには、定期点検の際に、各種の性能改善措置を実施することができる。

(4) 省エネ装置の採用 (速度制御と可変翼) (L)

(5) 既設火力発電所のための複合サイクル・システム (L)

既設の火力発電所に、高効率大容量の複合サイクル・システムを設けると、発電容量と熱効率を大幅に改善できる。

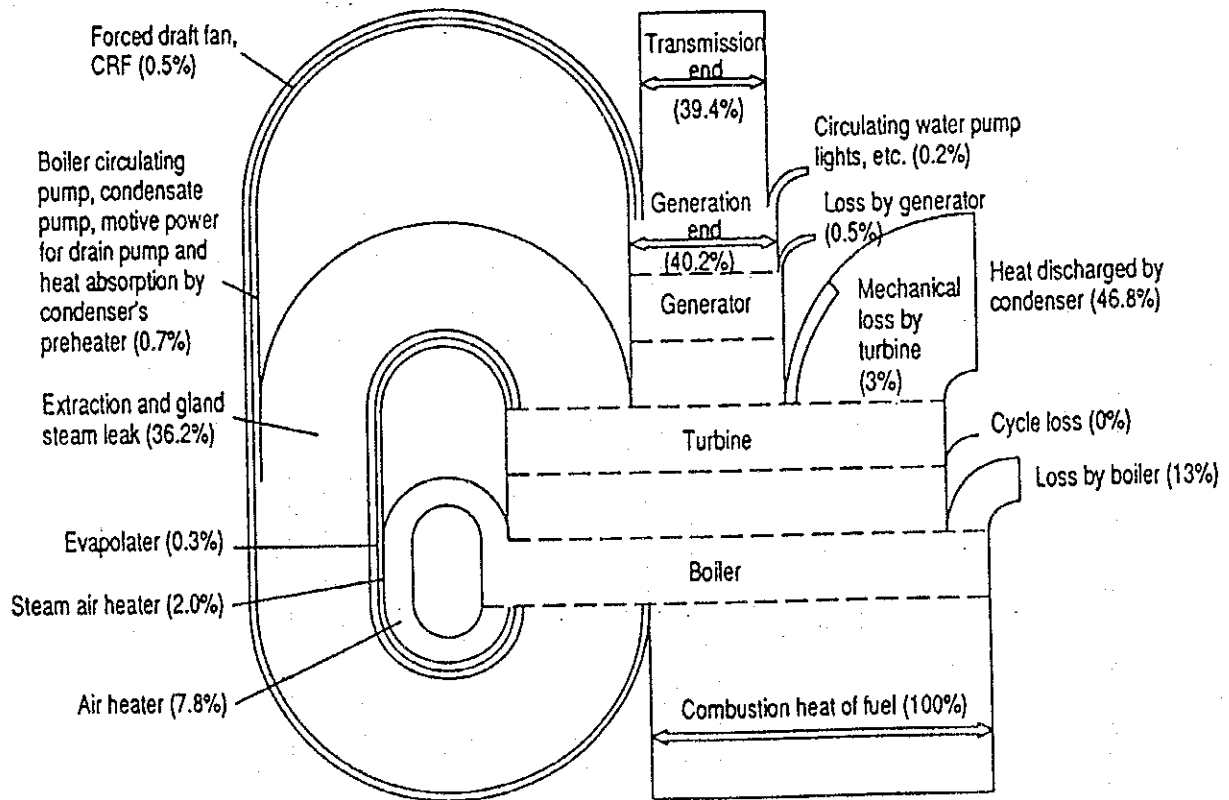
このようなシステムを採用する場合には、二つのシステムがあることに注意する必要がある。これは、単に排ガスを回収する既存の標準複合サイクルと、排ガス中に残存する酸素を用いてボイラーで排ガスを再熱するシステムである。

Table 11.1 General Description of Flow Control Equipment for Auxiliary System

| システム | | 説明と特徴 | 現在の利用状況 |
|------|-------------|--|--|
| 速度制御 | タービン駆動 | 電力を必要としないために、ユニットの総合性能を大幅に向上できる。このシステムは、しばしば大型の補機等に使用され、とくに火力発電所のボイラー給水ポンプに使用される | 小容量以外のすべてのユニットのボイラー給水ポンプに採用されている |
| | 流体継手 | このシステムは、小型と大型のBFPとファン、および小型のポンプに広く使用される | 既設の火力発電所の電動機駆動BFPとガス・ファンに採用されている |
| | インバーター | このシステムは設置のために大きなスペースをとるが、非常に効率が高い | 新設火力発電所の蒸気コンデンサー・ブラスター・ポンプに採用されている |
| | 多段ディスク・クラッチ | コンポーネントやシステムは、汎用産業ポンプやファンに使用されるが、火力発電所にも使用される | — |
| 可変翼 | 可変翼ファン | このシステムは、主としてFDFとIDFに使用される | 新設火力発電所に採用されつつある |
| | 可変翼ポンプ | このシステムは、火力発電所の循環水ポンプにしばしば使用される | 新設火力発電所に採用されつつある。既設火力発電所でも、老朽システムの置き換えに使用される |

出典：中部電力

Figure 11.1 Typical Loss Rate of Thermal Power Plant



The investigation for thermal power station in Vietnam.

Questionnaire sheet
Thermal power station in Vietnam

1. General items

| (1) Name of station | | | | | Check | | | | |
|----------------------|----------|--------|--------------------------------|--------|-------|--------|------|--|--|
| (2) Location | | | | | | | | | |
| (3) Nominal capacity | MW | | | | | | | | |
| (4) Unit | Capacity | Number | Main duty for load dispatching | | | | | | |
| | | | Base | Middle | Gov | Co-gen | Peak | | |
| #1 | | | | | | | | | |
| #2 | | | | | | | | | |
| #3 | | | | | | | | | |
| #4 | | | | | | | | | |
| #5 | | | | | | | | | |
| #6 | | | | | | | | | |
| #7 | | | | | | | | | |
| #8 | | | | | | | | | |
| #9 | | | | | | | | | |
| #10 | | | | | | | | | |
| Total | | | | | | | | | |

The investigation for thermal power station in Vietnam.

2. Operating condition

2-1 Station total

| | | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average |
|-------------------------------------|----------|------|------|------|------|------|---------|
| (1) Annual generating output | | | | | | | |
| a. Nominal generating | | | | | | | MWH |
| b. Actual generating | | | | | | | MWH |
| c. Running factor | | | | | | | Hr |
| d. Actual sending | | | | | | | MWH |
| e. Actual heat sending | | | | | | | Gcal |
| f. Maximum generating output/hour | | | | | | | kW/h |
| g. Maximum generating output/day | | | | | | | Mwh/D |
| h. Maximum generating output/month | | | | | | | Mwh/M |
| (2) Annual fuel consumption | | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average |
| S.H.V | | | | | | | |
| a. Coal | Kcal/Kg | | | | | | t |
| b. Crude oil | Kcal/Kg | | | | | | t |
| c. Fuel oil | Kcal/Kg | | | | | | t |
| d. Waste oil | Kcal/Kg | | | | | | t |
| e. Natural gas | Kcal/Nm3 | | | | | | Nm3 |
| f. Gasified coal | Kcal/Nm3 | | | | | | Nm3 |
| g. Diesel oil | Kcal/Kg | | | | | | t |
| h. etc. | | | | | | | |
| (3) Coal situation | | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average |
| (/Kg) | | | | | | | |
| a. Heat value | | | | | | | Kcal |
| b. Ash | | | | | | | wt% |
| c. H/C ratio | | | | | | | |
| d. Sulfur | | | | | | | wt% |
| (4) Annual expenditure | | | | | | | |
| a. Running expenditure | | | | | | | |
| b. Fuel | | | | | | | |
| c. Maintenance | | | | | | | |
| d. Investment for improvement | | | | | | | |

The investigation for thermal power station in Vietnam.

2-2 Operating condition by each unit (#)

| | | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average | |
|------------------------------------|----------|------|------|------|------|------|---------|-------|
| (1) Annual generating output | | | | | | | | |
| a. Nominal generating | | | | | | | | MWH |
| b. Actual generating | | | | | | | | MWH |
| c. Running factor | | | | | | | | Hr |
| d. Actual sending | | | | | | | | MWH |
| e. Actual heat sending | | | | | | | | Gcal |
| f. Maximum generating output/hour | | | | | | | | KW/h |
| g. Maximum generating output/day | | | | | | | | Mwh/D |
| h. Maximum generating output/month | | | | | | | | Mwh/M |
| (2) Annual fuel consumption | | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average | |
| | S.H.V | | | | | | | |
| a. Coal | Kcal/Kg | | | | | | | t |
| b. Clude oil | Kcal/Kg | | | | | | | t |
| c. Fuel oil | Kcal/Kg | | | | | | | t |
| d. Waste oil | Kcal/Kg | | | | | | | t |
| e. Natural gas | Kcal/Nm3 | | | | | | | Nm3 |
| f. Gasified coal | Kcal/Nm3 | | | | | | | Nm3 |
| g. Diesel oil | Kcal/Kg | | | | | | | t |
| h. etc. | | | | | | | | |
| (3) Coal situation (Kg) | | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average | |
| a. Heat value | | | | | | | | Kcal |
| b. Ash | | | | | | | | wt% |
| c. H/C ratio | | | | | | | | |
| d. Sulfur | | | | | | | | wt% |
| (4) Combustion way | | | | | | | | |
| a. Stoker | | | | | | | | |
| b. Pulverized coal | | | | | | | | |
| c. Oil mix | | | | | | | | |
| d. etc. | | | | | | | | |

The investigation for thermal power station in Vietnam.

| 2-3 Boiler condition(#) | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average | |
|--|------|------|------|------|------|---------|-------|
| (1)Combustion air & flue gas | | | | | | | mmHg |
| a. FDF outlet draft | | | | | | | Nm3/h |
| b. Air flow | | | | | | | mmHg |
| c. Air-heater inlet air draft | | | | | | | mmHg |
| d. Air-heater outlet air draft | | | | | | | mmHg |
| e. Combustion chamber inlet air draft | | | | | | | mmHg |
| f. Combustion chamber draft | | | | | | | mmHg |
| g. Super-heater inlet gas draft | | | | | | | mmHg |
| h. Super-heater outlet gas draft | | | | | | | mmHg |
| i. Economizer outlet gas draft | | | | | | | mmHg |
| j. Boiler outlet gas draft | | | | | | | mmHg |
| k. Air-heater outlet gas draft | | | | | | | mmHg |
| (2)Boiler heat-balance | | | | | | | deg C |
| a. Combustion chamber inlet air temp. | | | | | | | deg C |
| b. Combustion chamber temp. | | | | | | | deg C |
| c. 1 st super-heater inlet gas temp. | | | | | | | deg C |
| d. 1 st super-heater outlet gas temp. | | | | | | | deg C |
| e. Re-heater inlet gas temp. | | | | | | | deg C |
| f. Re-heater outlet gas temp. | | | | | | | deg C |
| g. super-heater inlet gas temp. | | | | | | | deg C |
| h. super-heater outlet gas temp. | | | | | | | deg C |
| i. Economizer inlet gas temp. | | | | | | | deg C |
| j. Economizer outlet gas temp. | | | | | | | deg C |
| (3)Condition of exhaust gas | | | | | | | deg C |
| a. Boiler outlet temp. | | | | | | | deg C |
| b. Oxygen | | | | | | | % |
| c. Carbon monoxide | | | | | | | deg C |
| d. Stack inlet gas temp. | | | | | | | % |
| e. Oxygen | | | | | | | deg C |
| f. Carbon monoxide | | | | | | | deg C |

The investigation for thermal power station in Vietnam.

| | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average | |
|---------------------------------------|------|------|------|------|------|---------|--------|
| (4)Condition of boiler feed water | | | | | | | |
| a. Deaerator internal press. | | | | | | | Kg/cm2 |
| b. Deaerator internal temp. | | | | | | | deg C |
| c. Deaerator feed water flow | | | | | | | t/h |
| d. L.P Heater outlet temp | | | | | | | deg C |
| e. Feed water pump outlet press. | | | | | | | Kg/cm2 |
| f. Feed water outlet temp. | | | | | | | deg C |
| g. 1'ry H.P.Heater outlet temp | | | | | | | deg C |
| h. 2'nd H.P.Heater outlet temp. | | | | | | | deg C |
| i. 3'rd H.P. Heater outlet temp. | | | | | | | deg C |
| j. 4'th H.P.Heater outlet temp. | | | | | | | deg C |
| k. 5'th H.P.Heater outlet temp. | | | | | | | deg C |
| l. Economizer inlet feed water temp. | | | | | | | deg C |
| m. Economizer outlet feed water temp. | | | | | | | deg C |
| n. Boiler feed water flow | | | | | | | t/h |
| (5)Boiler main steam condition | | | | | | | |
| a. Main drum internal press. | | | | | | | Kg/cm2 |
| b. Evaporating flow | | | | | | | t/h |
| c. Super-heater outlet steam press. | | | | | | | Kg/cm2 |
| d. Super-heater outlet steam temp. | | | | | | | deg C |
| e. Super-heater outlet steam flow | | | | | | | t/h |
| f. Re-heater outlet steam press. | | | | | | | Kg/cm2 |
| g. Re-heater outlet steam temp. | | | | | | | deg C |
| h. Re-heater outlet steam flow. | | | | | | | t/h |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |

The investigation for thermal power station in Vietnam.

2-4 Condition of turbine

| | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average | |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|---------|--------|
| (1)Top turbine | | | | | | | |
| a. Main steam pressure | | | | | | | Kg/cm2 |
| b. Main steam temperature | | | | | | | deg C |
| c. Main steam flow | | | | | | | t/h |
| d. Pressure after 1st stage | | | | | | | Kg/cm2 |
| (2)Reheat turbine | | | | | | | |
| a. Steam pressure | | | | | | | Kg/cm2 |
| b. Steam temperature | | | | | | | deg C |
| c. Steam flow | | | | | | | t/h |
| (3)Extraction | | | | | | | |
| a-1. 1st extraction steam press. | | | | | | | Kg/cm2 |
| a-2. 1st extraction steam temp. | | | | | | | deg C |
| a-3. 1st extraction steam flow | | | | | | | t/h |
| b-1. 2nd extraction steam press. | | | | | | | Kg/cm2 |
| b-2. 2nd extraction steam temp. | | | | | | | deg C |
| b-3. 2nd extraction steam flow | | | | | | | t/h |
| c-1. 3rd extraction steam press. | | | | | | | Kg/cm2 |
| c-2. 3rd extraction steam temp | | | | | | | deg C |
| c-3. 3rd extraction steam flow | | | | | | | t/h |
| d-1. 4th extraction steam press. | | | | | | | Kg/cm2 |
| d-2. 4th extraction steam temp. | | | | | | | deg C |
| d-3. 4th extraction steam flow | | | | | | | t/h |
| (3)Condenser | | | | | | | |
| a. Vacuum degree | | | | | | | mmHg |
| b. Cooling water temp. | | | | | | | deg C |
| c. Cooling water flow | | | | | | | t/h |
| d. Condensate temperature | | | | | | | deg C |
| e. Condensate flow | | | | | | | t/h |
| (4)Generator | | | | | | | |
| a. Generating power | | | | | | | Mwh/h |
| b. Generating voltage | | | | | | | Kv |
| c. Generating current | | | | | | | A |
| d. Power factor | | | | | | | % |

The investigation for thermal power station in Vietnam.

| 2-5 Feed water treatment | | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average |
|--------------------------|--|------|------|------|------|------|---------|
| (1)Source water | | | | | | | |
| a. Water flow | | | | | | | t/h |
| b. pH | | | | | | | |
| c. Conductivity | | | | | | | ohm-cm |
| d. Cl | | | | | | | ppm |
| e. Si | | | | | | | ppm |
| f. Ca | | | | | | | ppm |
| g. CO3 | | | | | | | ppm |
| h. Fe | | | | | | | ppm |
| i. Cu | | | | | | | ppm |
| j. NH4 | | | | | | | ppm |
| k. SO4 | | | | | | | ppm |
| (2)Demneralizer | | | | | | | |
| a. Flow | | | | | | | t/h |
| b. pH | | | | | | | |
| c. Conductivity | | | | | | | ohm-cm |
| d. Na | | | | | | | ppm |
| e. Fe | | | | | | | ppm |
| d. Cu | | | | | | | ppm |
| f. Si | | | | | | | ppm |
| g. Melted oxygen | | | | | | | ppm |
| (3)Condensate | | | | | | | |
| a. pH | | | | | | | |
| b. Conductivity | | | | | | | ohm-cm |
| c. Cl | | | | | | | ppm |
| d. Fe | | | | | | | ppm |
| e. Cu | | | | | | | ppm |
| (3)Deaerator inlet water | | | | | | | |
| a. pH | | | | | | | |
| b. Conductivity | | | | | | | ohm-cm |
| c. Fe | | | | | | | ppm |
| d. Cu | | | | | | | ppm |
| e. Si | | | | | | | ppm |
| f. Melted oxygen | | | | | | | ppm |

The investigation for thermal power station in Vietnam.

| | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | Average |
|----------------------|------|------|------|------|------|---------|
| (4)Boiler feed water | | | | | | |
| a. pH | | | | | | |
| b. Conductivity | | | | | | ohm-cm |
| c. Fe | | | | | | ppm |
| d. Cu | | | | | | ppm |
| e. Si | | | | | | ppm |
| f. Remained oxygen | | | | | | ppm |
| (5)Boiler drum water | | | | | | |
| a. pH | | | | | | |
| b. Conductivity | | | | | | ohm-cm |
| c. Fe | | | | | | ppm |
| d. Cu | | | | | | ppm |
| e. Si | | | | | | ppm |
| f. Remained oxygen | | | | | | ppm |

The investigation for thermal power station in Vietnam.

3. Specification of key facilities in each unit

| | #1 | #2 | #3 | #4 | #5 | #6 | #7 | #8 | #9 | #10 |
|----------------------------|-----------------|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|
| (1)Boiler | | | | | | | | | | |
| a. Type | | | | | | | | | | |
| b. Evaporation | t/h | | | | | | | | | |
| c. Evaporating press. | Kg/cm2 | | | | | | | | | |
| d. Evaporating temp. | deg C | | | | | | | | | |
| e. Reheating temp. | deg C | | | | | | | | | |
| f. B.F.W. temp. | deg C | | | | | | | | | |
| (2)Turbine | | | | | | | | | | |
| a. Type | | | | | | | | | | |
| b. Output | Mw | | | | | | | | | |
| c. Inlet steam press. | Kg/cm2 | | | | | | | | | |
| d. Inlet steam temp. | deg C | | | | | | | | | |
| e. No. of extraction stage | | | | | | | | | | |
| f. Vacuum degree | mmHg | | | | | | | | | |
| (3)Generator | | | | | | | | | | |
| a. Capacity | KVA | | | | | | | | | |
| b. Voltage | Kv | | | | | | | | | |
| c. Power factor | % | | | | | | | | | |
| d. Cooling type | air/H2 | | | | | | | | | |
| (4)Auxiliary equipment | | | | | | | | | | |
| a. B.F.W. pump | Capa. Number | | | | | | | | | |
| b. Fun | | | | | | | | | | |
| b-1. F.D.F. | Capa. Number | | | | | | | | | |
| b-2. I.D.F. | Capa. Number | | | | | | | | | |
| (5)Non-operating hours | | | | | | | | | | |
| a. Annual total | Hr | | | | | | | | | |
| b. For maintenance | Hr | | | | | | | | | |

The investigation for thermal power station in Vietnam.

4. Re-construction in past

| |
|----------------------------|
| (1) For maintenance |
| (2) Capacity up |
| (3) Efficiency up |
| (4) According network duty |
| (5) For pollution |
| (6) etc. |

5. Other facilities

| Type | Capa. | Line |
|----------------------------|-------|------|
| (1) Demineralizer | | |
| (2) Dust catcher | | |
| (3) De-sulfurization plant | | |
| (4) etc. | | |



JICA