

第4章 一次エネルギー

第4章 一次エネルギー

本調査の目的は PDP 6th の作成にあたり、電力開発に伴う電力向けのエネルギー需要予測を検討し、燃料供給計画と国家エネルギー政策との整合を図ることである。

4.1 エネルギー政策

4.1.1 一次エネルギーの現状

(1) 国内エネルギーの供給と需要の実績

IE の資料(The study on analytical survey on final energy consumption and establishment of energy balance table, May 2005)によると、1990 年から 2004 年までの一次エネルギー供給実績量は 7,016 kTOE から 42,482 kTOE へと、約 6.1 倍に増大した。特に、ガス供給量は急増している。2000-2004 年における 1 次エネルギーの供給量の平均増率は 7.0 %となっている。(表 4-1-1 参照)

表 4-1-1 エネルギー源別 一次エネルギーの国内供給実績 単位：kTOE

	2000	2001	2002	2003	2004
石油製品	7,757	8,444	9,493	9,894	10,296
ガス	1,440	1,563	1,953	2,776	5,699
石炭 ¹	4,718	4,955	5,206	6,920	7,560
再生可能エネルギー	14,190	14,399	14,399	14,693	14,734
水力	4,314	5,573	5,224	4,418	4,193
合計	32,419	34,934	36,275	38,701	42,482
伸び率 (%)		7.76	3.84	6.69	9.77

Source: The study on analytical survey on final energy consumption and establishment of energy balance table, IE, May 2005

ガスは、殆ど発電に使用されるのに対して、石油製品と石炭などは主に工業セクターと交通セクターで消費されている。(表 4-1-2 参照)

2000-2004 年における一次エネルギーの需給実績を表 4-1-3、図 4-1-1 に示す。現在まで、原油、天然ガス、石炭、水力発電を含めて、安定したエネルギーの開発、生産及び供給がベトナムの社会・経済発展に貢献している。

表 4-1-2 セクター別 最終エネルギー消費実績 単位：kTOE

	2000	2001	2002	2003	2004
工業	7,081	7,632	8,187	8,440	10,201
運輸	3,742	4,050	4,943	5,562	5,896
農業	363	361	411	433	455
サービス	965	1,130	1,148	1,107	1,298
民生	11,882	12,177	12,314	12,991	13,869
その他	137	246	180	205	228
合計	24,170	25,596	27,183	28,738	31,947
伸び率 (%)		5.90	6.20	5.72	11.16

Source: The study on analytical survey on final energy consumption and establishment of energy balance table, IE. May 2005

表 4-1-3 2000-2004 年の一次エネルギー需要と供給実績 単位：kTOE

	2000	2001	2002	2003	2004
総供給量	32,419	34,934	36,275	38,701	42,482
総最終消費量	24,170	25,596	27,183	28,738	31,947
電力用燃料消費量	8,249	9,338	9,092	9,963	10,535

Source: The study on analytical survey on final energy consumption and establishment of energy balance table, IE. May 2005

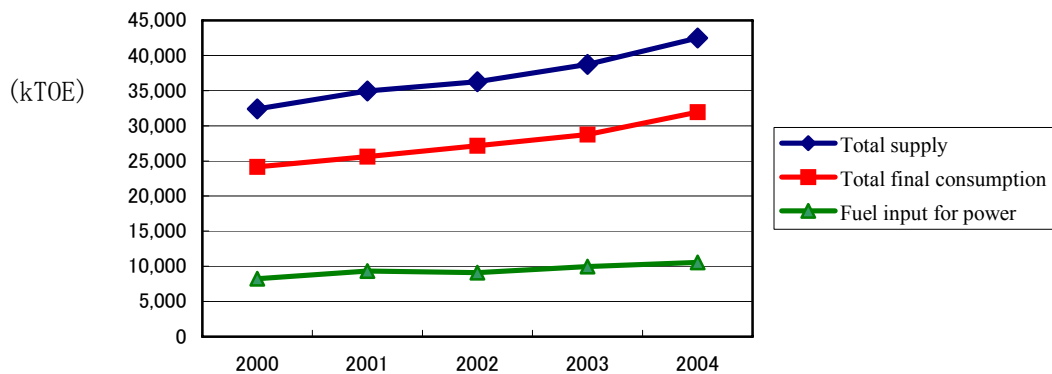


図 4-1-1 2000-2004 年の一次エネルギー需要と供給実績

(2) エネルギー別生産量と消費量

化石燃料の生産量については下記の通りである。(表 4-1-4 参照)

表 4-1-4 化石燃料の生産量(実績)

年	2000	2001	2002	2003	2004
石炭 (mil.ton)	12.20	14.59	17.08	19.98	27.10
ガス (BCM)	1.60	1.73	2.17	3.05	6.33
原油 (mil.ton)	15.42	16.83	16.86	17.18	19.50

Source: Report on Vietnam Coal Evaluation, January 2005. Vinacoal. And Strategy on Vietnam Oil and Gas sector Development up to 2015 and orientation to 2025, February, 2005. Petrovietnam.

a. 石 炭

2000-2004 年における石炭の生産量の増加率は平均 22.0%である。2004 年には生産量は 2,710 万トンに達し、そのうち 1,050 万トンが輸出、1,350 万トンが国内消費に供給されている。

b. 原油と石油製品

2000-2004 年の原油生産量の増加率は平均 6.0%である。2004 年の原油生産量は 1,950 万トンである。現在、石油精製プラントがないため、原油は殆ど輸出されている。

一方、主な石油製品(ガソリン、航空機燃料、灯油、ディーゼル油、燃料油、LPG 等)の輸入量の増加率は、平均 11.0%であり、原油輸出量の増加率の約 2 倍となっている。2004 年の石油製品の輸入量は約 1,075 万トンであり、国内の各分野に供給されている。

c. ガ ス

2000-2004 年におけるガス生産量の増加率は平均 43.3%と急増している。2004 年の生産量は 6.332BCM であり、ディベロッパーの取引分を除いて、南東部の Cuu Long Basin から 1.54BCM と Nam Con Son Basin から 2.45BCM、計 3.99 BCM を国内に供給されている。

国内消費分の内、3.45 BCM は発電事業へ、0.50 BCM は肥料製造工場に供給された。

d. 水 力

2004 年の水力発電所設備容量は 4,195MW である。2004 年における水力の平均発電電力量は 180 億 kWh、全国の経済的水力開発可能量の 21.6%に相当する。(表 4-1-5 参照)。

表 4-1-5 運転中の水力発電所 (2004 年)

発電所	水系	設備出力 (MW)	MW x Unit	2003 発電電力量 (GWh)
Hoa Binh	Da	1,920	240 x 3	8,337
Thac Ba	Lo-Gam-Chay	120	40 x 3	375
Yaly	Se San	720	180 x 3	3,643
Vinh Son	Con	66	33 x 2	313
Song Hinh	Ba	70	35 x 2	374
Da Nhim	Dong Nai	167	40 x 7	1,052
Tri An	Dong Nai	400	100 x 4	1,713
Thac Mo	Be	150	75 x 2	604
Ham Thuan	La Nga	300	150 x 2	1,017
Da Mi	La Nga	175	88 x 2	590
Small HPP		35		
IPP		72		
Total		4,195		18,018

Source: EVN 2004 Annual Report, * Overall Evaluation on Vietnam Primary Energy Source, Vol.1.IE.2003

4.1.2 国家エネルギー政策

電力開発に対するエネルギーの供給計画は国のエネルギー政策、エネルギーの開発方針と開発目標によるところが大である。第6次電力マスタープランの作成においては、電源開発計画及びそれに伴うエネルギーの供給は国家エネルギー政策との整合を図るため、国家エネルギー政策の内容を把握する。

現在、工業省で国家エネルギー政策を作成中である。2005年1月時点のレポート“Draft of over view on Vietnam Energy Resources and National Energy Policy (summary)”は国家エネルギー政策とエネルギーの開発目標との2部構成からなる。エネルギー政策の基本方針及びエネルギーの開発目標を要約すると以下の通りである。

(1) 基本方針

- ・ 社会・経済発展に必要なエネルギー需要を満たし、将来のエネルギーセキュリティ確保と燃料保全のため、一次エネルギー輸出量の削減を基本に、エネルギー資源の輸出入と組み合わせて、多様化を図ると共に、合理的・効率的な国内エネルギー資源の利用と開発を行う
- ・ 老朽設備のリハビリおよび改良を含めて新規案件の開発を行う。エネルギーの生産・輸送・処理・消費において経済的、効率的にエネルギーを利用する
- ・ エネルギーの開発に当たっては資源保護と環境保全を配慮し、エネルギー分野の継続的發展を図る
- ・ 段階的なエネルギー市場の形成と開発を図りつつ、投資と事業の多様化を推進する

- 国は国家エネルギーセキュリティを確保するため重要なものについてのみ独占する
- ・ 農村のエネルギープログラムを推進し、遠隔地、島嶼部における新・再生エネルギーの開発研究を進める
 - ・ 国際協力の改善とともに国内の力を集結し、総合的、効果的にエネルギーセクターの開発を進める
 - ・ 十分、一定量の安全なエネルギーを確保するため、地域のエネルギー資源の合理的、有効利用を進める
 - ・ エネルギー輸入の依存度を軽減しながら、ベトナムの利用可能エネルギー資源を活用を基本とし、経済界の発電事業への参入を促進する

(2) 主要なエネルギー開発項目

- ・ 水力開発の継続
- ・ 天然ガスの優先的開発と利用
- ・ 電力の効率改善と安定供給
- ・ 新エネルギー・再生可能エネルギーの優先的開発及びエネルギー全体に占めるシェアの増加
- ・ 農村と山間部におけるエネルギープログラムの推進
- ・ 十分な電力供給の確保のため、発電、送電ネットワークの開発
- ・ 国内需要に充分見合う石油精製施設の開発
- ・ 国の経済事情と国内、国際環境基準に適合した長期的環境開発目標と基準の設定
- ・ エネルギー開発活動における環境汚染の軽減・防止と制御

(3) 主な開発目標

a. エネルギー資源の発掘調査と確認埋蔵量の見直しの推進

石油・ガス：年間約 200 MTOE の確認埋蔵量の増加；2010 年までに、全確認埋蔵量は概ね 1,300-1,400 MTOE、2020 年までに、経済水域内の全大陸棚における水深 400m までの埋蔵量の確認と開発可能な水域における水深 400-1,000m までの埋蔵量の評価を完了する

石炭：2010 年までに、Red River Delta の一部を含めて、地下 300m から 1,100m までの石炭埋蔵量調査・評価を完了し、2015 年までに、Red River Delta の全石炭埋蔵量確認調査を完了する

水力：2010 年までに 10TWh、2020 年までに更に 15-20TWh を新規開発する

ウランウム：2010 年までに、8,000 トンのウランウムを確認し、2020 年までに国内ウランウム埋蔵量の十分信頼できるデータを提示する

b. 国内エネルギー需要に対する十分な供給：2010 年までに 47.4-50 MTOE、2020 年までに 91-100 MTOE を生産供給

水力：2010 年までに 35TWh の発電、2020 年までに 60-65TWh、それ以降 70-80TWh

石炭：2010 年までに 35-40 百万トンの生産、2020 年までに、Khoai Chau (Hung Yen 省)

からの採掘を含めて 50-60 百万トン生産する。 2020 年以後も国内炭を増産し、石炭の輸入を低減または停止する。

石油・ガス：2006-2010 年において、30-32 MTOE の生産を維持する。 2011-2015 年においては年間生産量約 31-34 百万トン、2016-2025 年には年間約 34-35 百万トン生産する。

c. 新・再生可能エネルギーの開発

全商業的一次エネルギーに占める新・再生可能エネルギーのシェアは極めて少なく、このシェアをそれぞれ 2010 年に 2% (0.9 MTOE)、2020 年に 3.4% (3.0 MTOE)、2050 年に 7% (22.0 MTOE) となるよう増やしていく。

d. 発電と送電ネットワーク

2010 年までに電力供給信頼度を 99.7% (LOLE=24hr/year) 以上とし、電力ネットワークの信頼度は N-1 基準を確保する。

e. 石油精製

2009 年までに Dung Quat 精製プラントを運開する。2011-2015 年間に、Nghi Son と南部地区に 2 号と 3 号精製プラントを建設し、2020 年までには新規精製プラントの建設または増設を行い、国内の精製施設全容量を原油 25-30 百万トンにする。

f. 環境

国際的、地域的環境基準及び国家の経済事情に基づき、長期環境基準・目標を設定する。エネルギーセクターの環境汚染を制限および防止・軽減し、2010 年までに全てのエネルギー案件はこの環境基準を満たすようにする。

g. 原子力発電

2020 年までに第 1 号機を運転開始するための条件整備をする。 2050 年までに全商業エネルギー消費量における原子力エネルギーのシェアを 10-11% に増やす。

h. 国際協力

500kV の電力ネットワークの国際連系を 2006-2010 年までに実施し、2015-2020 年間にガスネットワークの国際連系を実施する。 また、国のエネルギー資源保存の観点からエネルギーの合理的、効果的輸出入を実施する。

(4) エネルギー価格

a. 価格設定の原則

- 政府は価格体系と税制を通してエネルギー生産の調整と規制を行う。
- エネルギー事業者に対して、エネルギー生産コスト、輸入諸費用をカバー出来、財務上完全な自己管理へ向けて再生できるような価格を確保する。
- AFTA, WTO 等国际機関への加盟に向けて、市場原理に基づく価格形成を目指す。
- エネルギー事業者の多様化、国営企業の株式化そして株式取引市場開発を促進に貢

献する価格とする。

- エネルギー利用の格差を少なくするための価格補助と減税等措置としての全国統一のエネルギー価格は維持しない。
- 経済開放によって、エネルギー価格とエネルギー生産コストは変動になる。それに伴って、エネルギー種別毎に価格を変更する。
- 外貨の占める割合が高いため、エネルギー価格を定期的に物価上昇率と為替レートにより調整する。

b. エネルギー価格政策

① 石炭価格

競争する石炭市場が形成されるまでは、国は大口需要家(電力、セメント、紙、肥料等)に対する石炭価格を石炭セクターが石炭生産コストの確保と適切な利潤を十分にカバーできることを前提に規制する。また、一般消費者及び輸出の石炭価格は市場の需給バランスに基づいて決定する。

将来石炭セクターの改革と競争市場の形成に向けて、石炭価格は市場メカニズムに基づいて価格を決められるが、国は石炭の輸出入活動と同様に、税(資源税、輸出入税等)を通して石炭生産者に対する価格のコントロールを保持する。

② 原油価格

輸出ならびに国内精製向けの原油価格は国際市場価格に基づくものとする。

③ 石油製品価格

政府は主要なガソリンと石油に対して、小売の価格に関する規定を設定する。ガソリン、石油企業はそれに基づいて独自に小売価格を決定する。

国際市場価格の急な変動に対応するため、政府は備蓄の放出や価格・税の調整など必要な介入措置を行う。

将来は市場メカニズムに基づいて、価格を調整されるようになる。

政府と民間は共に、備蓄を増やし、価格の安定化を計る。

④ LPG 価格

LPG 価格は市場メカニズムによる。国は小売りの安定化を計るために、税制および市場に流通する最小備蓄量に対する規制でコントロールする。

国はLPGの小売価格は規定しないが税によりコントロールする。

LPG生産を奨励するために生産企業に優遇処理を適用し、段階的に輸入に切替える。

⑤ ガス価格

国はガス田が開発される度に、ガス価格、利潤、コスト配分、政府の受け入れなどに関する原則を設定する。これらの原則は、石油・ガスの契約書に記載される。

ガス価格は生産者が計算した最低価格と消費者が受け入れられる最高価格の範囲内において、双方が交渉、決定する。

将来的には、ガス価格は市場メカニズムによって決められる。消費者は生産者と直接交渉によりガスを購入できる。

⑥ 電気料金

経済セクターの電力開発事業投資と利益確保を促進する、エネルギー資源を保全する、環境汚染のない新・再生可能エネルギーを利用する、特に農村、山間部・島嶼部における社会・経済発展に寄与する。

電気の節約と効率的利用を奨励する。

顧客グループ間の合理的な内部補助を実施し、製造業と民生用の間の電気料金の内部補助を段階的に低減し、生産開発と競争力改善に貢献する。

国の電気料金枠組及び電気料金リストの規制に従いつつ、電力売買の電力市場への参入者の自己決定権を保証する。

電力事業者とユーザーの法的権利と利益を保証する。

⑦ エネルギー助成

国は地方、遠隔地の顧客に対する料金について補助する法令を公布する。地方の収入、経済成長に併せ補助を段階的に減らす。

低品位炭を使用する消費者に対して、税と費用面での優遇措置を行う。

低所得者に対して、最小限度の補助を与える(現在農村の電気料金の上限は700VND/kWh)。また、多消費の家庭に対する電気料金を上げる。

4.2 一次エネルギーの開発計画

1990-2000年の年平均GDP成長率は約7.5%に達し、2004年までは高い成長率を推移してきた。今後、2005年から2025年まで、ベースケースでは年7.5%-7.0%、ハイケースでは年8.5%-8.0%の高い成長率を維持するものと想定される。一方、2005-2025年までの国民一人当たりのエネルギー消費量は、経済成長に裏付けされるようにベースケースでは約3.8%-4.3%、ハイケースでは約4.6%-5.3%の増加になると推定される。

1次エネルギーの開発は、国家エネルギー政策に基づいて、国内のエネルギー需要に対し十分に供給できるように計画されている。現時点に於ける最新のエネルギー資源別の開発計画は以下の通りとなっている。

(1) 石炭

2005年6月の石炭公社(Vinacoal)の開発計画ではベースケースとハイケースが計画されている(表4-2-1参照)。同計画において、2020年以後は生産量を5,000-6,000万トンの水準を維持し、海外からの石炭輸入量を低減若しくは停止することを考えている。一方、電力用の石炭(Dust coal 5)について、同時期に作成された石炭の需給予想によれば、Base Caseでは2010年から、また、High Caseでは2011年からそれぞれ2,400万トンと1,900万トンの輸入が必要となる。その他の石炭について、生産量は国内需要と輸出に対応できることとなる。

表 4-2-1 Vinacoal の石炭開発計画 (2005-2025)

	2005	2010	2015	2020	2025
Base Case (mil. ton)	31.25	42.44	50.52	54.39	52.70
High Case (mil. ton)	31.25	48.44	57.32	62.15	54.80

Source: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. June 2005, Vinacoal

(2) 石油・ガス

Petrovietnam の資料によると、2004 年の生産実績は、石油 20.4 百万トン、ガス 6.3BCM となっている。埋蔵箇所の位置と深海探査の困難さと国内需要の伸びを勘案して、石油の開発量は当面現状の水準(年間 1,800-1,900 万トン)を維持し、2012 年以後はさらなるガス・油の埋蔵量調査と開発を促進する(表 4-2-2 参照)。また、ガスは、国の政策により開発と利用を優先させると共に、急速に需要が増加する予測に対応するため、2015 年から開発量を増やす計画となっている。しかしながら、ガス・油の開発計画はガス・油生産地点の地理的条件及び深海開発に伴う投資状況の変化、ならびに技術的困難さによる影響から計画の変更もあり得る。

表 4-2-2 Petrovietnam の石油・ガス開発計画 (2005-2020)

	2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020
石油 (mil.ton)	18	18-20	19-20	19-20
ガス (BCM)	6	6-10	11-15	15-16

Source: Strategy on Vietnam Oil and Gas Sector Development up to 2015 and Orientation to 2025. Feb.2005, Petrovietnam

(3) 水 力

水力は再生可能でかつクリーンなエネルギーであるとともに、ほとんどが初期投資であるため、一旦開発されれば、為替変動の影響を受けず 100 年の長期に渡り安定かつ低廉な電気を供給できるという大きなメリットがある。従って、豊富な包蔵水力を活用し、経済性が得られる範囲で積極的に開発を進めることとしている。

改定 5 次 MP では、2003 年から 2020 年にかけて、合計で 12,135MW の新規水力開発が行われる予定となっており（地域別内訳は、北部 54%、中部 29%、南部 17%）、2020 年時点の全水力発電設備量は 16,080MW となる。

今回の PDP6th では、2025 年までに約 18GW が開発されることが計画されており、経済的開発可能設備量 (20GW) のほとんどの開発が完了する見込みである。

(4) 原子力

MOI のエネルギー政策ドラフトでは 2020 年までに初号機の運転開始を目標としている。また、原子力発電所建設の Pre F/S レポートによると、2017 年に設備容量 1,000MW の 1 号機を建設する計画である。

(5) 新エネルギー・再生可能エネルギー

2003年時点で、小水力、風力を含めて約94.9MW程度の設備容量がある。MOIのエネルギー政策ドラフトによると、2010年には全電力設備容量の3%（推定600MW）、2020年には5%（推定2,200MW）、2040年には10%、それぞれ開発するよう計画されている。

(6) 石油精製計画

現状、国内に精製設備を保有していないため、国内石油需要を石油製品輸入に頼ってきたが、製油製品の需要拡大に対応するために、4.1.2節で述べたように、MOIのエネルギー政策ドラフトにおいて2020年までに国内製油精製施設の容量を2,500-3,000万トンとする開発目標を設定している。

現在、中部 Quang Ngai 省 Dung Quat に 石油精製プラント(予定容量 650 万トン)が国内資本により建設される計画であり、2005年に建設着手し、2010年運転開始する予定である。また、2015年の運転開始を目指した Thanh Hoa 省の Nghi Son 石油精製・石化生産併施設(予定容量 650 万トン)に関する実施可能性調査が終了し、現在政府の承認待ちである。

2025年運転開始とする第三の精製施設については、設置地点(南部に予定)、精製規模(計画容量 600-1,000 万トン)と生産品について検討に入ったところである。

4.3 2025年までのエネルギー需給予測

4.3.1 前提

電力需要予測と同様に、以下の経済指標とセクター別条件をエネルギー需要予測の前提として以下の3ケースについて設定した。

<Base Case>

先の経済見通しの高成長シナリオを前提として、セクター別エネルギー需要予測をおこない。その後、セクター別の電化率見通し・省エネルギー見通しを考慮してエネルギーの需要予測を行う。

<High Case>

Base Case の前提と同じである

<Low Case>

先の経済見通しのベースナリオを前提として、エネルギー需要を行う。

(1) 経済指標の前提

各ケースごとの以下の前提は、電力需要予測と同じである。

- ① 人口伸び率
- ② 為替レート
- ③ GDP 伸び率
- ④ 原油価格 (WTI)
- ⑤ 農業部門電気利用割合 (当該部門エネルギーに占める)

- ⑥ 工業部門電気利用割合（当該部門エネルギーに占める）
- ⑦ 交通部門電気利用割合（当該部門エネルギーに占める）
- ⑧ 商業部門電気利用割合（当該部門エネルギーに占める）
- ⑨ 家庭部門電気利用割合（当該部門エネルギーに占める）

(2) セクター別エネルギー消費割合前提

一次エネルギーは、電力向けエネルギーと最終消費エネルギーとに大きく分かれる。電力向けエネルギーは最終的に電源開発計画が決定した後、石炭、石油、ガスなどの電源種別ごとの消費量から求める。一方、最終消費エネルギーは、セクターごとのエネルギー消費量から求められ、各セクターのエネルギー別の消費割合で、消費エネルギーを計算する。その前提は、以下の通りである。

<農業部門のエネルギー消費割合>

項目	比率	2005	2010	2015	2020	2015
石炭需要	%	4.9	3.7	2.7	1.6	0.6
ガソリン需要	%	20.5	21.8	27.4	28.9	17.8
ディーゼル需要	%	70.0	69.0	62.3	61.2	75.9
重油需要	%	4.5	5.5	7.5	8.4	5.7
合計	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

High Case、Base、Low 共通

<工業部門のエネルギー消費割合>

項目	比率	2005	2010	2015	2020	2025
石炭需要	%	37.4	42.4	42.0	41.7	43.2
LPG 需要	%	1.2	1.7	2.2	2.4	2.1
灯油需要	%	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
ディーゼル需要	%	9.6	11.9	14.7	15.5	12.9
重油需要	%	15.5	19.8	24.7	26.2	22.0
天然ガス油需要	%	4.7	6.5	9.8	14.1	19.7
再生可能エネルギー	%	31.5	17.5	6.5	0.0	0.0
合計	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

＜交通部門のエネルギー消費割合＞

項目	比率	2005	2010	2015	2020	2025
ガソリン需要	%	50.6	56.6	52.3	49.2	52.3
ジェット燃料需要	%	3.9	3.4	3.8	4.1	3.9
ディーゼル需要	%	41.1	35.4	38.3	40.3	37.4
重油需要	%	4.4	4.6	5.6	6.4	6.4
合計	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

＜商業部門のエネルギー消費割合＞

項目	比率	2005	2010	2015	2020	2025
石炭需要	%	24.4	22.4	23.0	22.2	19.3
LPG 需要	%	22.4	22.0	16.5	18.0	24.4
灯油需要	%	13.9	9.2	4.8	0.0	0.0
ディーゼル需要	%	26.5	29.2	34.2	36.2	33.6
重油需要	%	12.8	17.2	21.4	23.6	22.7
合計	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

＜家庭部門のエネルギー消費割合＞

項目	比率	2005	2010	2015	2020	2025
石炭需要	%	6.9	7.2	8.3	9.3	10.1
LPG 需要	%	4.7	9.2	12.8	16.5	20.5
灯油需要	%	1.3	1.6	1.9	2.2	2.4
ディーゼル需要	%	87.0	82.0	77.0	72.0	67.0
合計	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

High Case、Base、Low 共通

以上の割合は、過去の推移と今後のエネルギー利用形態、ベトナム・エネルギー研究所のモデルによる一次エネルギー需要予測などを参考に決定したものである。

(3) ベトナム・エネルギー研究所(IE)の一次エネルギー需要予測式

ベトナム・エネルギー研究所のセクター別の最終エネルギー消費予測式は、以下のとおりである。この予測値と JICA チームの予測式を比較することで、相互の予測値を修正しつつ、最終的には、2025 年の時点で、セクター別、エネルギー別にほぼ同様な予測値が得られた。また、本報告書では、最終エネルギー消費に関しては、ベトナム・エネルギー研究所の予測値を採用し、電力向け一次エネルギー消費に関しては、JICA チームの予測値を採用している。

＜農業部門の最終エネルギー消費予測式＞

被説明変数	説明変数
石炭需要	$a* (\text{石炭需要} (-1)) + b$
ガソリン需要	$a* (\text{農業 GDP}) + b$
ディーゼル需要	$a* (\text{農業 GDP}) + b* (\text{農業 GDP エネルギー原単位}) + c$
重油需要	$a* (\text{農業 GDP}) + b$

(-1) は、前年需要 High Case、Base、Low 共通

＜工業部門の最終エネルギー消費予測式＞

被説明変数	説明変数
石炭需要	$a* (\text{工業 GDP}) + b* (\text{工業 GDP エネルギー原単位}) + c$
LPG 需要	$a* (\text{工業 GDP}) + b$
灯油需要	$a* (\text{工業 GDP}) + b$
ディーゼル需要	$a* (\text{工業 GDP}) + b* (\text{工業 GDP エネルギー原単位}) + c$
重油需要	$a* (\text{工業 GDP}) + b$
天然ガス油需要	$=1.145* (\text{天然ガス油需要} (-1))$
再生可能エネルギー	$a* (\text{工業 GDP}) + b* (\text{工業 GDP エネルギー原単位}) + c$

(-1) は、前年需要 High Case、Base、Low 共通

＜交通部門の最終エネルギー消費予測式＞

被説明変数	説明変数
ガソリン需要	$a* (\text{交通 GDP}) + b* (\text{ガソリン需要} (-1)) + c$
ジェット燃料需要	$a* (\text{交通 GDP}) + b$
ディーゼル需要	$a* (\text{交通 GDP}) + b* (\text{交通 GDP エネルギー原単位}) + c$
重油需要	$a* (\text{交通 GDP}) + b$

(-1) は、前年需要、 High Case、Base、Low 共通

＜商業部門の最終エネルギー消費予測式＞

被説明変数	説明変数
石炭需要	$a* (\text{商業 GDP}) + b$
LPG 需要	$a* (\text{商業 GDP}) + b$
灯油需要	$a* (\text{商業 GDP}) + b* (\text{灯油需要} (-1)) + c$
ディーゼル需要	$a* (\text{商業 GDP}) + b* (\text{商業 GDP エネルギー原単位}) + c$
重油需要	$a* (\text{商業 GDP}) + b$

(-1) は、前年需要 High Case、Base、Low 共通

＜家庭部門の最終エネルギー消費予測式＞

被説明変数	説明変数
石炭需要	$a * (\text{家庭 GDP}) + b$
LPG 需要	$a * (\text{家庭 GDP}) + b * (\text{家庭 GDP エネルギー原単位}) + c$
灯油需要	$a * (\text{家庭 GDP}) + b$
ディーゼル需要	$a * (\text{ディーゼル需要} (-1)) + b$
重油需要	$a * (\text{重油需要} (-1)) + b$

(-1) は、前年需要 High Case、Base、Low 共通

(4) 電力向け一次エネルギー消費予測の前提

電力向け一次エネルギー消費は、最終的には、電源開発計画作成後に決定するものであるが、本エネルギー需要予測モデルでは、将来の発電出力、設備利用率、エネルギー消費原単位を設定して、一時的なエネルギー消費を計算している。これらの前提は、以下の通りである。

＜発電能力＞

	Unit	2005	2010	2015	2020	2025
水力発電	MW	4,189	9,788	15,167	17,619	19,619
原子力発電	MW				3,000	8,000
輸入電力	MW	170	760	1,637	3,544	3,544
石炭火力発電)	MW	1,547	6,443	8,838	20,838	38,838
石油火力発電)	MW	960	1,100	624	624	624
ガスタービン発電	MW	4,251	4,911	8,451	8,451	9,171
ガス汽力発電	MW	0	2,040	4,140	6,300	6,300
ディーゼル発電	MW	153	40	40	40	40
合計	MW	11,269	25,082	38,897	59,816	86,136

High Case、Base、Low 共通

＜設備利用率＞

	Unit	2005	2010	2015	2020	2025
水力発電	%	50	50	50	50	50
原子力発電	%				70	70
輸入電力	%		100	100	100	100
石炭火力発電)	%	65	65	65	65	65
石油火力発電)	%	46	46	46	46	46
ガスタービン発電	%	65	65	55	50	50
ガス汽力発電	%	65	65	55	50	50

<エネルギー消費原単位>

	Eff.	Kcal	2005	2010	2015	2020	2025
石炭火力発電)	30%	5,600	1.953	1.953	1.953	1.953	1.953
石油火力発電)	35%	9,910	4.033	4.033	4.033	4.033	4.033
ガスタービン発電	48%	9,000	5.023	5.023	5.023	5.023	5.023
ガス火力発電	40%	9,000	4.186	4.186	4.186	4.186	4.186
ディーゼル発電	36%	10,150	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249

Eff.: 効率 kcal : 熱量

4.3.2 エネルギー需給予測の結果

JICA チームは IE と共に、1990-2004 年の実績をベースにして 2005-2025 年までの電力需要予測を行った(表 4-3-1 参照)。 それに基づいて、国内の最終エネルギー消費、及び電力セクターにおける石炭、石油・ガス等化石燃料の需給について検討した。

表 4-3-1 電力需要予測 (Unit: GWh)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Basic Case	22,000	46,000	97,000	165,000	257,000	381,000
Growth rate (%)		15.7	16.3	11.2	9.3	8.2
High Case	22,000	46,000	101,000	172,000	268,000	399,000
Growth rate (%)		15.7	17.2	11.2	9.2	8.3

Source : JICA/IE study on power demand forecasting, Sep. 2005.

(1) 国内最終消費予測の結果

2005 年から 2025 年までの国内最終エネルギー消費について、JICA/IE はベースケースでは平均年間伸び率約 4%、ハイケースでは約 5%と予測し、2005 年の国内エネルギー消費量はベースとハイケース共に 31.75 MTOE、2025 年にはベースケースで 70.76 MTOE、ハイケースで 91.03 MTOE と予測している (表 4-3-1 Base Case, 表 4-3-3 High Case 参照)。

表 4-3-2 国内最終エネルギー消費量予測 Base Case (Unit: kTOE)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
石油製品	6,760	11,318	17,815	27,245	37,360	43,255
ガス	18	450	818	1,488	1,950	2,000
石炭	3,223	5,204	6,177	8,436	10,584	10,985
再生可能	14,191	14,779	14,914	15,415	15,483	14,522
総消費量	24,192	31,751	39,724	52,584	65,377	70,762
伸び率 (%)		5.59	4.58	5.77	4.45	1.60

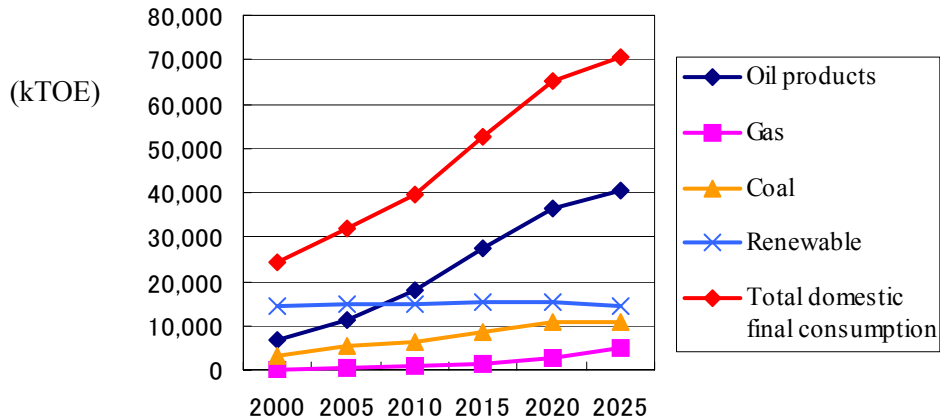


図 4-3-1 国内最終エネルギー消費量予測 Base Case

表 4-3-3 国内最終エネルギー消費量予測 High Case (Unit: kTOE)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
石油製品	6,760	11,318	18,803	30,879	46,082	56,707
ガス	18	450	886	1,743	1,950	2,000
石炭	3,223	5,204	6,444	9,550	13,032	14,232
再生可能	14,191	14,779	15,134	15,985	18,121	18,087
総消費量	24,192	31,751	41,267	58,157	79,185	91,026
伸び率 (%)		5.59	5.38	7.10	6.37	2.83

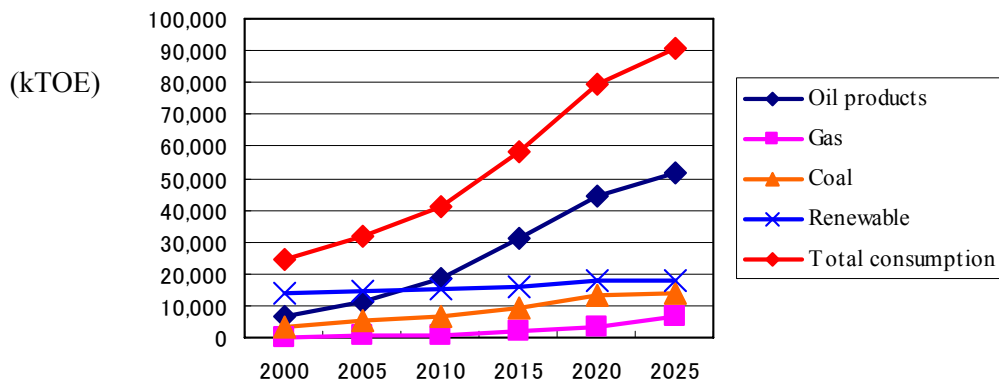


図 4-3-2 国内最終エネルギー消費量予測 High Case

(2) 電力セクターにおける化石燃料消費予測の結果

2005年から2025年までに、電力セクターにおける燃料消費はベースケースで年間平均約11.27%、ハイケースで約11.66%の伸びを予測し、2005年の燃料消費量はベースケースとハイケース共に6.72 MTOE、2025年にはベースケースで56.85 MTOE、ハイケースでは約61.01 MTOEと予測している。(表 4-3-4, 図 4-3-3 Base Case, 表 4-3-5, 図 4-3-4 High Case)

表 4-3-4 電力セクターの化石燃料消費予測 Base Case (Unit:kTOE)

	2005	2010	2015	2020	2025
総消費量	6,718	12,681	21,576	35,335	56,845
石 炭	1,799	6,138	10,352	23,220	44,297
ディーゼル	60.8	13.0	16.0	15.7	15.6
重 油	903.5	847.7	591.3	579.21	575.8
ガ ス	3,954	5,682	10,770	11,520	11,957

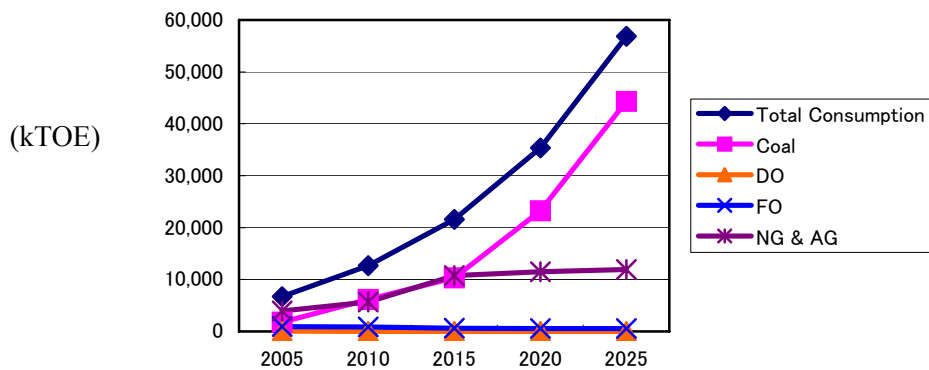


図 4-3-3 電力セクターの化石燃料消費予測 Base Case

表 4-3-5 電力セクターの化石燃料消費予測 High Case (Unit:kTOE)

	2005	2010	2015	2020	2025
総消費量	6,718	13,629	23,454	37,760	61,012
石 炭	1,800	6,597	11,160	24,814	47,746
ディーゼル	60.8	14.0	17.3	16.8	16.8
重 油	903.5	911.1	637.4	618.9	620.6
ガ ス	3,954	6,107	11,639	12,310	12,630

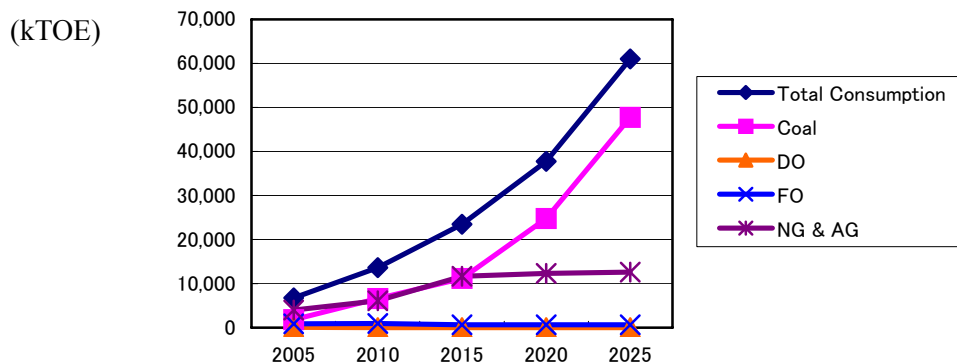


図 4-3-4 電力セクターの化石燃料消費予測 High Case

(3) エネルギーの供給

石炭と石油・ガスの供給については、それぞれ Vinacoal と Petrovietnam の供給計画に示されるように、2005年から2025年までの国内供給量のベースケースにおける平均年間伸び率は石油製品が6.47%、ガスが5.17%、石炭が4.39%、ハイケースで石油製品7.06%、ガス5.17%、石炭5.01%と計画されている。(表4-3-6 Base Case, 表4-3-7 High Case 参照)

表4-3-6 一次エネルギーの国内供給量予測 Base Case (Unit:kTOE)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
石油製品	7,757	11,402	17,815	20,360	33,289	39,946
ガス	1,440	5,418	9,234	13,500	14,058	14,841
石炭	4,718	8,636	15,726	18,171	19,848	20,381
再生可能	14,191	14,779	14,914	15,415	15,483	14,522
水力	4,314	4,292	8,856	14,088	19,320	19,320
合計	32,400	44,526	66,545	81,534	101,997	109,011
伸び率 (%)		6.55	8.37	4.15	4.58	1.34

Source: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. Vinacoal, June 2005. and Strategy on Vietnam oil and gas sector development up to 2015 and orientation to2025, February 2005, Petrovietnam

表4-3-7 一次エネルギーの国内供給量予測 High Case (Unit:kTOE)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
石油製品	7,757	11,402	16,200	25,450	37,157	44,588.4
ガス	1,440	5,418	9,234	13,500	14,058	14,841
石炭	4,718	8,776	17,258	21,200	24,138	23,344
再生可能	14,191	14,779	15,134	15,985	18,121	18,087
水力	4,314	4,292	8,856	14,088	19,320	19,320
合計	32,400	44,666	66,682	90,223	112,794	120,180
伸び率 (%)		6.62	8.34	6.23	4.57	1.28

Source: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. Vinacoal, June 2005. and Strategy on Vietnam oil and gas sector development up to 2015 and orientation to2025, February 2005, Petrovietnam

(4) 化石エネルギーの需給予測

国内のエネルギー需給について、供給の年平均伸び率はそれぞれベースケース4.6%、ハイケース5.1%に対して、需要の年平均伸び率はそれぞれベースケース5.8%、ハイケース7.3%と予測される。2020年までは国内消費に対して供給力は上回っているが、2020年以降はエネルギー賦存量の限界から供給量が横ばいとなるため、いずれのケースにおいても国内需要を賅えなくなる。(表4-3-8と図4-3-5:Base Case, 表4-3-9と図4-3-6:High Case 参照)

表 4-3-8 化石エネルギーの需給予測 Base Case (Unit:kTOE)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
総供給量	32,420	44,526	66,545	81,534	101,997	109,010
総需要量	26,119	38,469	52,405	74,340	100,713	127,608
差	6,301	6,057	14,140	7,194	1,2842	-18,598

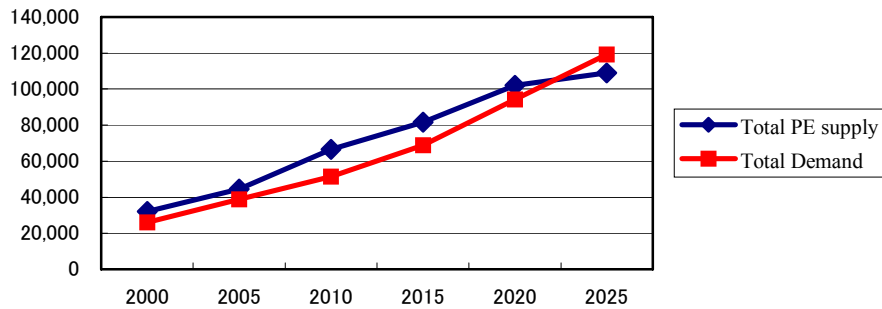


図 4-3-5 エネルギーの供給と需要 Base Case

表 4-3-9 エネルギーの供給と需要 High Case (Unit:kTOE)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
総供給量	32,420	44,666	66,682	90,223	112,794	120,180
総需要量	26,119	38,469	54,896	81,611	116,945	152,038
差	6,301	6,197	11,786	8,612	-4,152	-31,858

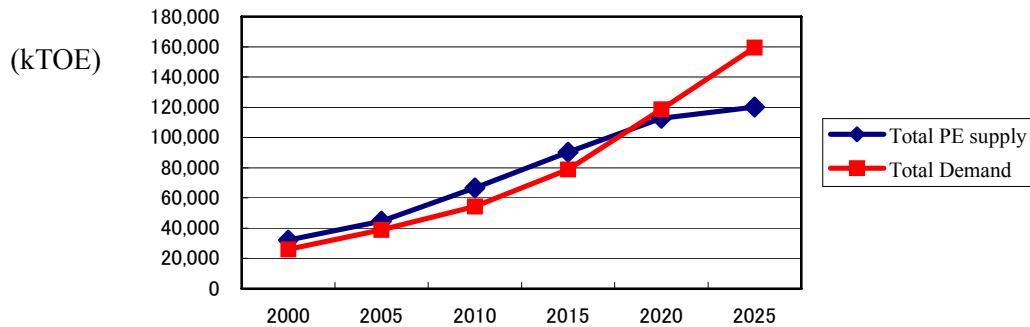


図 4-3-6 エネルギーの供給と需要 High Case

a. 石炭

1) Vinacoal の予測

2005年6月付けのVinacoalのレポートによると、石炭の生産量はベースケース、ハイケースともに、2005年の3,124万トンから2025年の約5,270万トン(ベースケース)、5,480万トン(ハイケース)まで年間平均伸び率2.65%(ベースケース)、2.85%(ハイケース)を維持し、その後は年間生産5,000-6,000万トンの水準を推移するものと考えている。海外

輸出を除いて、国内セクター及び電力への供給量は2005年の1,997万トンから2025年の約4,425万トン(ベースケース)、4,885万トン(ハイケース)と、年平均伸び率4%(ベースケース)、5%(ハイケース)が予測されている。

一方、国内の石炭消費については2005年に15.42百万トン(ベースケース)-15.67百万トン(ハイケース)、2010年に28.08百万トン(ベースケース)、30.82百万トン(ハイケース)、2025年に36.4百万トン(ベースケース)、41.6百万トン(ハイケース)の消費量が予想されており、2005-2025間の国内の石炭消費量は平均年間伸び率4.34%(ベースケース)、5.0%(ハイケース)で増加すると予測されている。Vinacoalは2010年以降、国内消費増に対応するため、輸入または海外への輸出量を減らす等の調整によって、需給のバランスを確保する計画である。すなわち、Vinacoalの石炭需要想定によれば、輸入することなく国内需要を賅えることになる(表4-3-10 Base Case, 表4-3-11 High Case 参照)。

表 4-3-10 Vinacoal の石炭供給と需要予測 Base Case (Unit: 1,000tons)

	2005	2010	2015	2020	2025
生産量	31,245	42,440	50,515	54,385	52,700
供給量	26,699	35,877	42,503	45,994	44,851
輸出量	11,277	7,794	10,054	10,552	8,449
国内向け供給量	15,422	28,083	32,449	35,442	36,402
電力セクター消費量	4,160	15,650	21,525	25,220	25,220
国内最終消費量	11,262	12,433	10,924	10,222	11,182
総国内需要	15,422	28,083	32,449	35,442	36,402

Source: Production: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. Vinacoal, June 2005.

Demand: Coal production and consumption, Coal supply-demand forecast, Domestic coal output for power generation and Evaluation on coal import capability. Vinacoal, June 2005

表 4-3-11 Vinacoal の石炭供給と需要予測 High Case (Unit: 1,000tons)

	2005	2010	2015	2020	2025
生産量	31,245	48,440	57,315	62,150	54,800
供給量	26,699	41,018	49,350	55,387	47,582
輸出量	11,027	10,200	11,493	12,284	5,954
国内向け供給量	15,672	30,818	37,857	43,103	41,628
電力セクター消費量	4,160	15,650	21,525	31,920	31,920
国内最終消費量	11,512	15,168	16,332	11,183	9,708
総国内需要	15,672	30,818	37,857	43,103	41,628

Source: Production: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. Vinacoal, June 2005.

Demand: Coal production and consumption, Coal supply-demand forecast, Domestic coal output for power generation and Evaluation on coal import capability. Vinacoal, June 2005

しかし、石炭炊き火力発電所は想定通りに建設を進めれば(2010年に5,240MW、2020年に8,560MW想定)、ベースケースにおいて国内産電力用石炭(Dust coal 5、5,500kcal/kg)の供給は2010年に約239万トン、2015年には約600万トン、また、2025年には約770万トンの不足が生じる。ハイケースにおいても、2011年には約190万トン、2025年には約1,000万トンの不足が予測される。この電力用燃料炭の不足に対しては海外からの輸入(インドネシア、オーストラリアを想定)を余儀なくされる。

2) 調査団の予測

調査団の石炭全体の需要と供給の予測結果によると、ベースケースでは2015年に617kTOE(約100万トン)が不足し、2020年に13,956kTOE(約2,300万トン)、2025年には34,898kTOE(約5,800万トン)が不足すると予測される。また、ハイケースでは、2020年に13,708kTOE(約2,300万トン)、2025年には38,633kTOE(約6,400万トン)の不足が生じると予測される。(表4-3-12 Base Case, 表4-3-13 High Case 参照)

表 4-3-12 石炭需要予測の比較 Base Case (Unit: kTOE)

	Data	2005	2010	2015	2020	2025
国内供給量	Vinacoal	8,636	15,726	18,171	19,848	20,385
国内消費量	Vinacoal	6,306	6,962	6,117	5,724	6,258
	JICA/IE	5,204	6,177	8,436	10,584	10,985
電力セクター消費量	Vinacoal	2,330	8,764	12,054	14,123	14,123
	JICA/IE	1,800	6,138	10,352	23,220	44,298
総国内需要	Vinacoal	8,419	15,726	18,171	19,848	20,381
	JICA/IE	7,004	12,315	18,788	33,804	55,283
差	Vinacoal	217	0	0	0	4
	JICA/IE	1,632	3,411	-617	-13,956	-34,898

Source: Production: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. Vinacoal, June 2005. and Coal production and consumption, Coal supply-demand forecast, Domestic coal output for power generation and Evaluation on coal import capability. Vinacoal, June 2005.

表 4-3-13 石炭需要予測の比較 High Case (Unit: kTOE)

	Data	2005	2010	2015	2020	2025
国内供給量	Vinacoal	8,776	17,258	21,200	24,138	23,344
国内消費量	Vinacoal	6,446	8,494	9,146	6,262	5,468
	JICA/IE	5,204	6,444	9,550	13,032	14,232
電力セクター消費量	Vinacoal	2,330	8,764	12,054	17,875	17,875
	JICA/IE	1,800	6,597	11,160	24,814	47,745
総国内需要	Vinacoal	8,776	17,258	21,200	24,138	23,344
	JICA/IE	7,004	13,041	20,710	37,846	61,977
差	Vinacoal	0	0	0	0	0
	JICA/IE	1,772	4,217	490	-13,708	-38,633

Source: Production: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. Vinacoal, June 2005. and Coal production and consumption, Coal supply-demand forecast, Domestic coal output for power generation and Evaluation on coal import capability. Vinacoal, June 2005.

3) 電力セクター向けの石炭需給

Vinacoal の報告書“Coal production and consumption, coal supply-demand forecast, domestic coal output for power generation and evaluation on coal import capability” June.15, 2005 によると、電力向けの石炭燃料(Dust coal 5)について、ベースケースでは 2010 年に 240 万トンの不足、2025 年には約 770 万トンの不足が予測されている。また、ハイケースにおいては、2011 年以降、年間約 2.0-2.6 百万トンが不足し、2025 年には 1,000 万トンの不足と予測されている。そのため、電力用石炭は海外からの輸入が必要となっている。

調査団の検討結果ではベースケースにおいて、電力用石炭は、2015 年に 278 万トン、2020 年に約 2,300 万トン、2025 年に約 5,750 万トンの不足が生じると予測される。また、ハイケースにおいては、2020 年に 1,910 万トン、2025 年に約 5,910 万トンの不足と予測される。(表 4-3-14, 図 4-3-7, Base Case, 表 4-3-15, 図 4-3-8 High Case 参照)

表 4-3-14 電力向けの石炭需給予測 Base Case (Unit: kTOE)

		2005	2010	2015	2020	2025
電力用石炭供給量		2330	7,428	8,686	9,598	9,810
需要	Vinacoal	2,330	8,764	12,054	14,123	14,123
	JICA/IE	1,800	6,138	10,352	23,220	44,298
差分	Vinacoal	0	-1,336	-3,368	-4,525	-4,313
	JICA/IE	530	1,290	1,666	-13,622	-34,488

Source: Production: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. Vinacoal, June 2005. and Coal production and consumption, Coal supply-demand forecast, Domestic coal output for power generation and Evaluation on coal import capability. Vinacoal, June 2005.

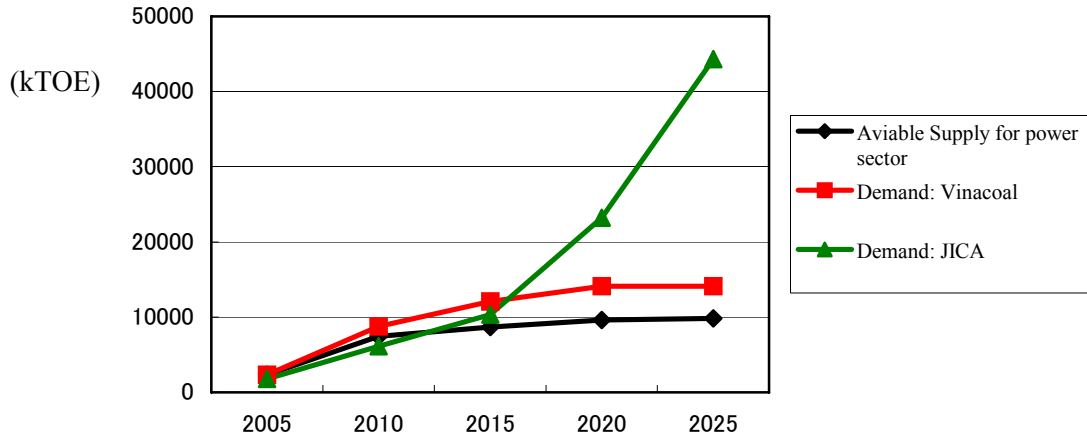


図 4-3-7 電力向けの石炭需給予測 Base Case

表 4-3-15 電力向けの石炭需給予測 High Case (Unit: kTOE)

電力用石炭供給量		2330	8,764	11,519	13,334	12,274
需要	Vinacoal	2,330	8,764	12,054	17,875	17,875
	JICA/IE	1,800	6,597	11,160	24,814	47,745
差分	Vinacoal	0	0	-535	-4,542	-5,602
	ICA/IE	530	2,167	359	-11,480	-35,471

Source: Production: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. Vinacoal, June 2005. and Coal production and consumption, Coal supply-demand forecast, Domestic coal output for power generation and Evaluation on coal import capability. Vinacoal, June 2005.

Source: JICA/IE study, Sep.2005

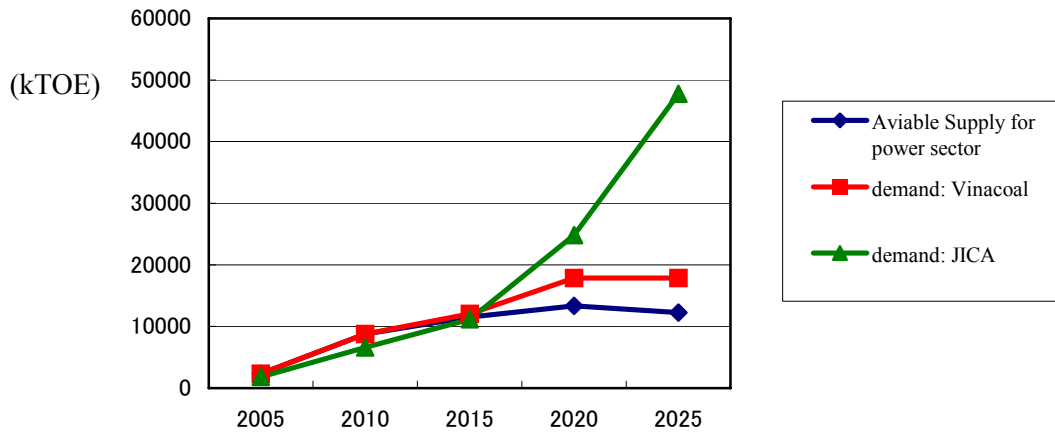


図 4-3-8 電力向けの石炭需給予測 High Case

b. ガス

1) Petrovietnam の予測

Petrovietnam の開発計画 “Strategy on Vietnam Oil and Gas Sector Development up to 2015 and Orientation to 2025” February 2005 によると、2005 年のガス産出量は 60.2 億m3 と推定

される。その後、年間平均 5.16%の増加率で 2025 年には 164.9 億 m³ の産出量に達すると予測している(ベースケース、ハイケースとも)。これらは、すべて国内消費される。

2005-2025 年における国内のガス消費需要は平均年間伸び率 5.97%で増加し、その約 90%は電力に使用される。Petrovietnam の需給予測では 2020 年以後に需要は供給をやや上回り、ベースケースでは 2025 年に約 27.1 億 m³、ハイケースでは 2020 年に 20 億 m³、2025 年には 27.1 億 m³ 供給不足に陥ることが予想されている。(表 4-3-16 Base Case, 表 4-3-17 High Case))

表 4-3-16 Petrovietnam のガス供給と需要予測 Base Case (Unit: billion m³)

	2005	2010	2015	2020	2025
採掘量	6.02	10.26	15	15.62	16.49
総供給量	6.02	8.2	11	15	16.49
電力セクター消費量	4.50	6.30	8.70	11.15	13.74
工業セクター消費量	1.52	1.90	2.30	3.00	5.46
総需要量	6.02	8.2	11	14.15	19.20
差	0.00	0.00	0.00	0.85	-2.71

Source: Strategy on Vietnam oil and gas sector development up to 2015 and orientation to 2025, February 2005, Petrovietnam and Situation of supply and consumption of oil and gas in Vietnam. July 2005, Petrovietnam

表 4-3-17 Petrovietnam のガス供給と需要予測 High Case (Unit: billion m³)

	2005	2010	2015	2020	2025
採掘量	6.02	10.26	15	15.62	16.49
総供給量	6.02	9.6	15	16	16.49
電力セクター消費量	4.50	7.10	11.02	11.15	13.74
工業セクター消費量	1.52	2.50	3.98	6.85	5.46
総需要量	6.02	9.60	15.00	18.00	19.20
差	0.00	0.00	0.00	-2.00	-2.71

Source: Strategy on Vietnam oil and gas sector development up to 2015 and orientation to 2025, February 2005, Petrovietnam and Situation of supply and consumption of oil and gas in Vietnam. July 2005, Petrovietnam

2) 調査団の予測

年々国内のガス消費量は各セクターの成長、特に大口ユーザーの電力セクターにおける PDP6th に基づくガス火力発電所の建設とともに、増加すると予測される。

逆に言えば、ガスの供給力が 16BCM に留まるため、ガス火力発電所の設備容量は 1,700 万 kW に制限されることになる (表 4-3-18 Base Case、表 4-3-19 High Case)。

表 4-3-18 ガス需要予測の比較 Base Case

(Unit: kTOE)

	Data	2005	2010	2015	2020	2025
総供給量	Petrovietnam	5,400	10,080	13,950	14,490	14,400
工業セクター消費量	Petrovietnam	1,368	1,710	2,070	2,700	4,914
	JICA/IE	450	818	1,488	1,950	2,000
電力セクター消費量	Petrovietnam	4,050	5,670	11,880	11,790	9,486
	JICA/IE	3,954	5,682	10,770	11,520	11,957
総需要	Petrovietnam	5,400	10,080	13,950	14,490	14,400
	JICA/IE	4,404	6,500	12,258	13,470	13,957
差 分	Petrovietnam	0	0	0	0	0
	JICA/IE	9964	3,580	1,692	1,020	443

Source: Strategy on Vietnam oil and gas sector development up to 2015 and orientation to 2025, February 2005, Petrovietnam and Situation of supply and consumption of oil and gas in Vietnam. July 2005, Petrovietnam

表 4-3-19 ガス需要予測の比較 High Case

(Unit: kTOE)

	Data	2005	2010	2015	2020	2025
総供給量	Petrovietnam	5,400	10,080	13,950	14,490	14,400
工業セクター消費量	Petrovietnam	1,350	3,690	3,582	6,165	4,914
	JICA/IE	450	886	1,743	1,950	2,000
電力セクター消費量	Petrovietnam	4,050	6,390	10,368	8,325	9,486
	JICA/IE	3,954	6,108	11,639	12,310	12,630
総需要	Petrovietnam	5,400	10,080	13,950	14,490	14,400
	JICA/IE	4,404	6,994	13,382	14,260	14,630
差 分	Petrovietnam	0	0	0	0	0
	JICA/IE	997	3,087	568	230	-230

Source: Strategy on Vietnam oil and gas sector development up to 2015 and orientation to 2025, February 2005, Petrovietnam and Situation of supply and consumption of oil and gas in Vietnam. July 2005, Petrovietnam

3) 電力セクター向けのガス需給

PDP6th における今後のガス火力の発電能力ならびに設備利用率の計画に基づき、電力セクターが消費するガスの量を見積もった結果を表 4-3-20 に示す。ベースケースにおいて、2005 年の 4.39 billion m³ から年平均増加率 5.69% で 2025 年の 4.39 billion m³ から 2025 年には 13.29 billion m³ になると予測され、ハイケースでは年間平均増加率 5.98% で 2025 年の 14.03 billion m³ になると予測される。

一方、ガスの供給量は Petrovietnam の供給計画に基づき、2005 年の 6.00 billion m³ から年間平均 5.03% の増加率で 2025 年の 16.00 billion m³ までに増加するが、生産は 2020 年

から横ばいで推移するものとする。

表 4-3-20 電力向けのガス供給と需要予測 (Unit: billion m3)

	2005	2010	2015	2020	2025
Demand Base	4.39	6.31	11.99	12.8	13.29
Demand High	4.39	6.79	12.93	13.68	14.03
Gas supply Base	6.00	11.20	15.50	16.10	16.00
Gas supply High	6.00	11.20	15.50	16.10	16.00

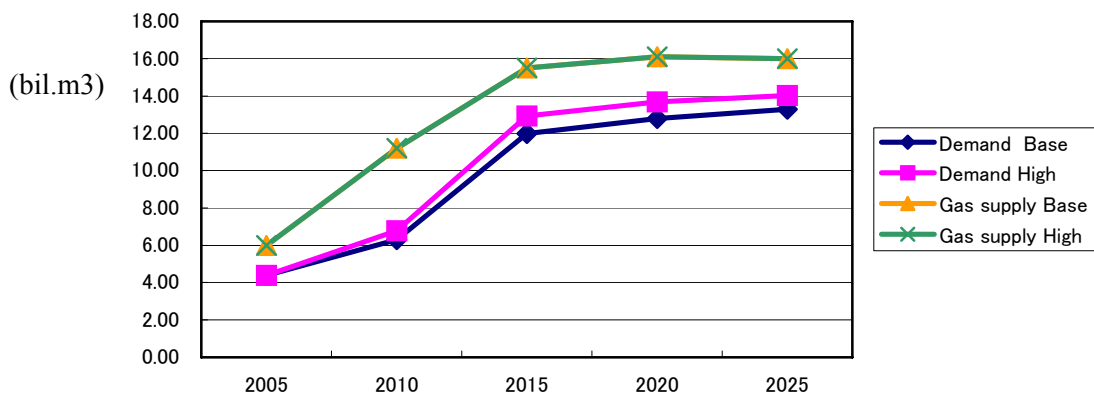


図 4-3-9 電力向けのガス供給と需要予測

c. 石油・石油製品

1) Petrovietnam の予測

2010 年に運転開始する予定の国内精製設備が完成するまでには、現在のように原油はほぼ全量輸出される。また、国内の石油製品（ガソリン、灯油、DO、FO、LPG 等）の需要に対する供給は海外から輸入に依存する状況にある。エネルギーセキュリティの観点から、最初の精製設備が稼動すれば、国内産の原油を精製し、原油の輸出と石油製品の海外依存度を徐々に軽減することができる。

Petrovietnam の開発計画によると、2005 年から 2025 年までは、原油の生産量は現状のまま、ほぼ 2005 年と同じレベルを推移する。

一方、石油製品の需要については、2005 年から 2025 年までの間、年平均伸び率はベースケースで 5.5%、ハイケースでは 6.1%と想定される。従って、2020 年に計画された全石油精製施設が完成した場合でも、石油製品の供給能力は国内消費量を下回るため、引き続き輸入に頼る必要があると想定される。

2) 調査団の予測

電力向けの石油製品燃料は主 FO と DO である。現在国内油炊き発電所の規模は小さい（計 1,163MW）が、その燃料はすべて輸入される。PDP 6th の検討において、老朽化の油炊き火力を廃止するなど、今後の設備量はほとんど変化しない計画である。

発電用の需要ならびに国内最終消費量は、表 4-3-21 (Base Case), 表 4-3-22 (High Case)

に示すとおりである。

表 4-3-21 石油製品需給予測の比較 Base Case (Unit: kTOE)

	Data	2005	2010	2015	2020	2025
石油製品供給量	Petrovietnam	0	6,617	13,743	20,869	20,869
国内消費量	Petrovietnam	11,402	17,815	20,360	33,289	33,289
	JICA/IE	11,318	17,815	27,245	37,360	43,255
電力セクター消費量	Petrovietnam	0	0	0	0	0
	JICA/IE	1,510.7	868.2	612.4	599.94	596
総需要	Petrovietnam	11,402	17,815	20,360	33,289	33,289
	JICA/IE	12,829	18,683	27,857	37,960	43,851
差 分	Petrovietnam	-11,402	-11,198	-6,617	-12,420	-12,420
	JICA/IE	-12,829	-12,066	-14,114	-17,091	-22,982

Source: Strategy on Vietnam oil and gas sector development up to 2015 and orientation to 2025, February 2005, Petrovietnam

表 4-3-22 石油製品需給予測の比較 High Case (Unit: kTOE)

	Data	2005	2010	2015	2020	2025
石油製品供給量	Petrovietnam	0	6,617	13,743	20,869	20,869
国内消費量	Petrovietnam	11,402	18,833	25,450	37,157	37,157
	JICA/IE	11,318	18,803	30,879	46,082	56,707
電力セクター消費量	Petrovietnam	0	0	0	0	0
	JICA/IE	972	933	660	641	643
総需要	Petrovietnam	11,402	18,324	25,450	37,157	37,157
	JICA/IE	12,290	19,736	31,539	46,723	57,350
差 分	Petrovietnam	-11,402	-11,707	-11,707	-16,288	-16,288
	JICA/IE	-12,290	-13,119	-17,796	-25,854	-36,481

Source: Strategy on Vietnam oil and gas sector development up to 2015 and orientation to 2025, February 2005, Petrovietnam

(5) 原子力

今後、電力需要の増加に対応するため、水力の開発、化石燃料の有効利用とともに、原子力発電を推進することとしている。

工業省のエネルギー政策ドラフトにおいて、2020年に1,000MWの第一号原子力発電所を完成し、2025年までには総設備容量8,000MW(年間発電電力量490-560億kWh、石炭消費量約1.4-1.6億トン相当)の原子力発電所の建設が計画されている。

4.4 電力セクター向け化石燃料の価格検討

いままでベトナムのエネルギー価格は、国家価格委員会 (The State Price Committee, SPC) は価格の評価ならびに決定をし、政府にその承認を得ることとなっている。

エネルギー価格について、原油は全量輸出のため、国家価格委員会 (SPC) が国際市場価格を参考に価格設定する。天然ガスは比較的新しいため、原油同様に SPC は燃料油 (FO) 価格と国際石炭価格、さらに随伴ガスの実績価格を参考に設定する。石炭価格の一部は市場によって決められるが、石炭消費者協会 (Coal Consumer Association) が設定した最低小売価格を前提とする。エネルギー価格の実績は下記表 4-4-1 の通りである。

表 4-4-1 ベトナムのエネルギーの実績価格

	1995	2000	2001	2002	2003
原油 (US\$/barrel)	18.41	30.35	25.89	26.09	31.16
国内ガス (US\$/MMBTU)	1.15*	1.9*	2.0*	2.0*	3.07
国内炭 (US\$/t)	17.1	18.86	20.1	21.01	21.15

Source: Crude oil; IE data for power demand forecast, 2005

Gas and Coal; Average price IE data from Perovietnam and Vinacoal

Note: figure with *mark is price of associated gas

Source: Over view of energy pricing practices in the APEC region, 2004; Vietnam

同 MOI の価格政策案において、将来のエネルギー価格は市場原理によって決定する方針を打ち出させているが、エネルギーセクターの持続的成長と価格の安定化を計るため、国はエネルギー価格と税制を通して、エネルギー生産に必要な介入と調整を行うこととしている。

Vinacoal は「Study on improvement of price mechanism and policy and establishment of tariff for energy in Vietnam-Gas sector」2004 年 3 月において、電力用燃料としてのガスとの価格競争力を有する石炭の価格について、石油価格 40US\$/barrel の場合における電力用ガスの最低価格をベースに試算を行っている (表 4-4-2 参照)。

表 4-4-2 国内電力用ガスと石炭の競争価格の想定

	Average	2005	2010	2015	2020	2025
ガス (US\$/MMBTU)	2.50-3.00	2.6	2.75	3.10	3.25	3.47
石炭 4b (US\$/ton)	30.0-42.0	23.8-26.3	27.9-29.6	31.6-35.8	35.3-38.4	36.3-40.7

Source: Statistics coal price and coal price forecast in the future. Vinacoal, June, 2005.

Coal Price is at Vinacoal port for Dust Coal 4b

2003 年 12 月 25 日付政府の通知 NO.170/2003/ND-CP によると、石炭価格は政府の管理対象外となり、市場原理に基づく石炭セクターと石炭消費者との交渉になる。従って、電力セクターを含めて、石炭の主消費者に対する石炭の売値は 2009 年から急上昇するものと予想される。また、ベトナムは WTO に加盟する予定であり、その一員として、周辺地域との整合を計るために、2012 年以後の電力用石炭価格は国内炭の輸出価格(FOB, 2020 年まで

の価格予想は 28-35 US\$/ton)とほぼ同等になると予想される(表 4-4-3 参照)。

表 4-4-3 電力用石炭価格の予想 (FOB) (Unit: \$US(2005)/ton)

Year	Coal Type	Min.	Max.	Year	Coal Type	Min.	Max.
2006	Dust coal 4b	23.8	26.3	2014	Dust coal 4b	30.9	34.0
	Dust coal 5	22.0	24.3		Dust coal 5	28.1	30.9
2007	Dust coal 4b	24.7	26.9	2015	Dust coal 4b	31.6	35.8
	Dust coal 5	22.8	24.8		Dust coal 5	28.7	32.6
2008	Dust coal 4b	25.5	27.8	2016	Dust coal 4b	32.6	37.6
	Dust coal 5	23.8	25.8		Dust coal 5	29.6	34.2
2009	Dust coal 4b	27.2	29.1	2017	Dust coal 4b	33.2	38.4
	Dust coal 5	24.7	26.5		Dust coal 5	30.2	35.0
2010	Dust coal 4b	27.9	29.6	2018	Dust coal 4b	34.1	38.4
	Dust coal 5	25.4	26.9		Dust coal 5	31.0	35.0
2011	Dust coal 4b	28.6	30.2	2019	Dust coal 4b	34.8	38.4
	Dust coal 5	26.0	27.1		Dust coal 5	31.6	35.0
2012	Dust coal 4b	29.4	30.7	2020	Dust coal 4b	35.3	38.4
	Dust coal 5	26.7	27.9		Dust coal 5	32.1	35.0
2013	Dust coal 4b	30.1	32.3	2025	Dust coal 4b	36.3	40.7
	Dust coal 5	27.4	29.3		Dust coal 5	33.0	37.0

Source: Statistics on coal price and coal price forecast in the future, Vinacoal. June 15, 2005.

今後、市場原理によってエネルギー価格を決定する場合、国際市場価格の変動に伴う影響を直接受けるものと予想される。また、エネルギーの価格は生産の合理化によるコスト低減や輸送コストの上昇、市場の需給による価格の上下、および政治的要因など様々な要素により影響を受けることから、現時点での長期的な価格推定はかなり難しい。

調査団は Vinacoal および Petrovietnam の価格展望を参考に、国際石油市場価格 60US\$/barrel-40US\$/barrel、輸入燃料に対して 2 %のエスカレーション、国内産に対しては 1%のエスカレーションを前提条件として電力用のガスと石炭価格を想定した。想定結果は、表 4-4-4、図 4-4-1～図 4-4-3 に示すとおりである。なお、この試算において、南部と北部の石炭価格は国内炭の価格にはそれぞれ輸送費 7 US\$/ton と 3 US\$/ton を考慮した。

表 4-4-4 電力用化石燃料価格の予想

	Unit	2005	2010	2015	2020	2025
国内炭 (FOB)	US\$/ton	21.4	23.63	26.10	28.78	33.37
南部(CIF)	US\$/ton	28.5	30.70	33.21	35.90	39.76
北部(CIF)	US\$/ton	24.4	26.63	29.10	31.78	36.37
輸入炭 (CIF)	US\$/ton			51.7	54.3	57.1
軽油	US\$/ton	398.2	418.5	439.9	462.3	485.9
重油	US\$/ton	217.2	228.2	239.9	252.1	265.0
国内ガス	US\$/MMBtu	3.14	3.46	3.82	4.22	4.66
輸入ガス	US\$/MMBtu	3.37	3.72	4.11	4.54	4.54
原油	US\$/barrel	60.0	40.0	40.0	40.0	40.0

Source: JICA/IE study, Sep.2005 based on Vinacoal and Petrovietnam reports

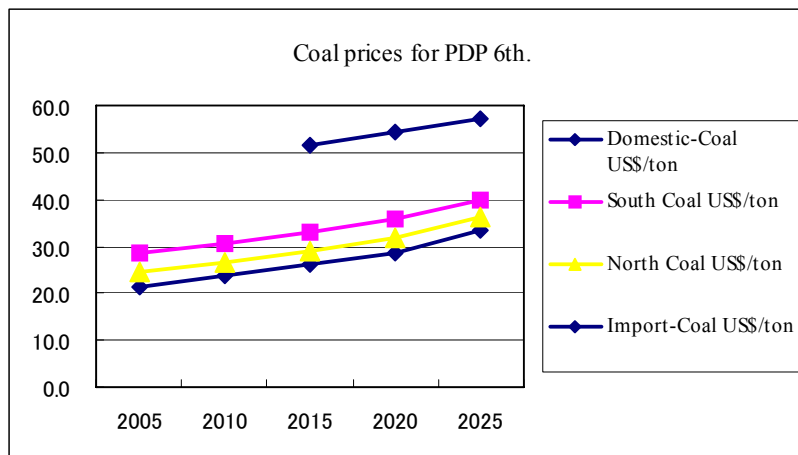


図 4-4-1 PDP6th における石炭価格

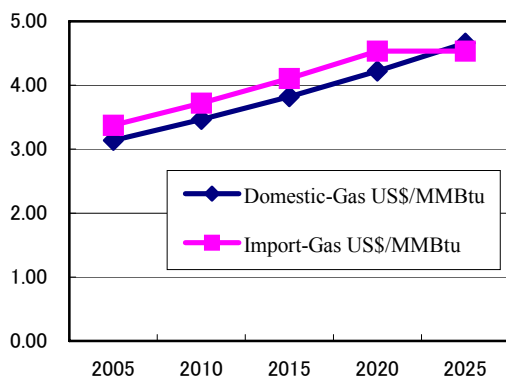


図 4-4-2 PDP6th におけるガス価格

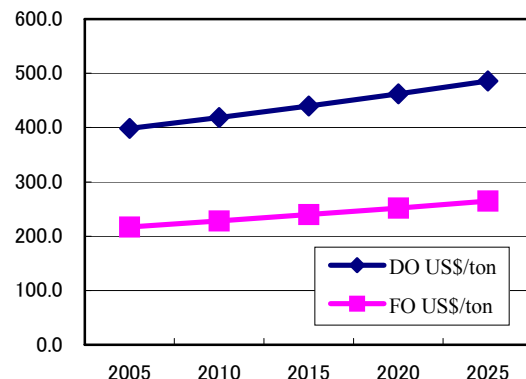


図 4-4-3 PDP6th における石油価格

(参 考)

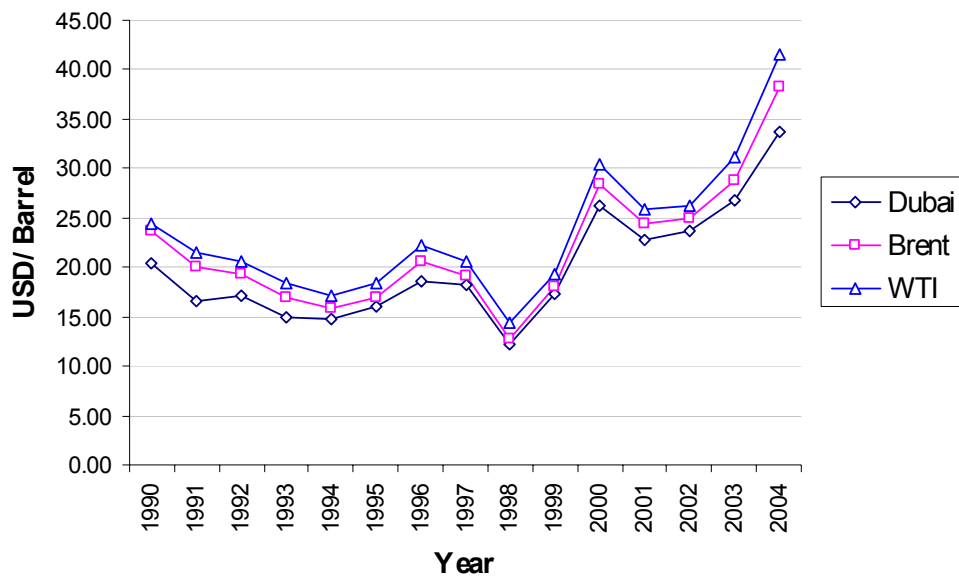
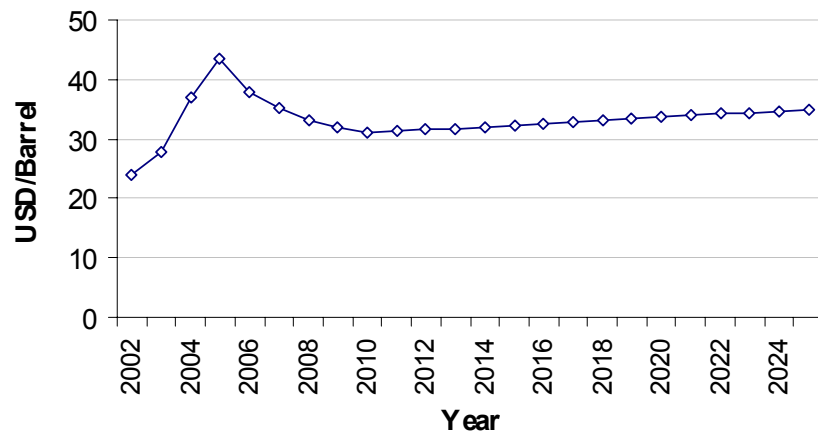
参考として、WTIならびにIEAによる原油価格予想、日本のLNG輸入価格予想、OECDによる石炭価格予想を表4-4-5、図4-4-4示す。同様にDOE(米国)による原油、ガス、石炭価格予想を図4-4-5に示す。

表 4-4-5 エネルギー価格の展望 (参考)

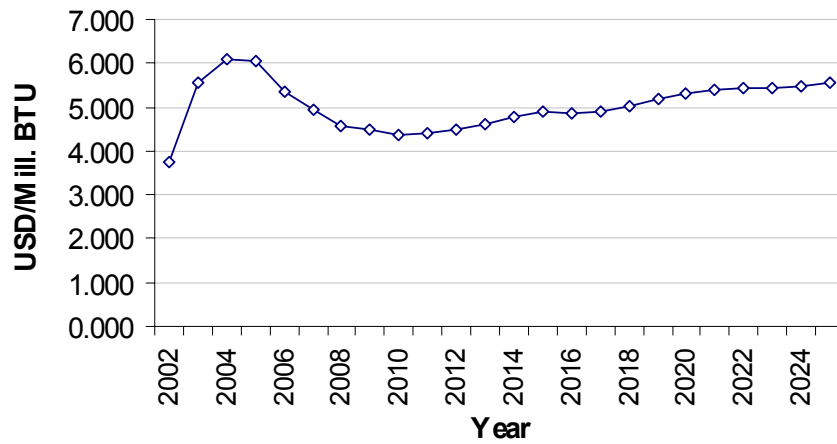
	2003	2010	2020	2030
WTI Crude Oil (us\$/barrel)*	31.2	35	35	35
IEA Crude Oil import (us\$/barrel)	27	22	26	29
Japan LNG import (us\$/MMBTU)	4.6	3.9	4.4	4.8
OECD Steam Coal import (us\$/ton)	38	40	42	44

Source: IEA world energy outlook 2004

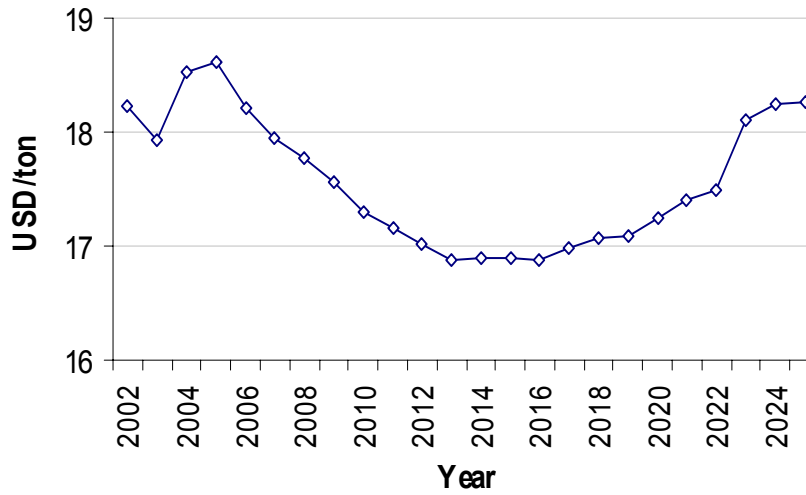
Note: Gas price are expressed on the basis of a gross-calorific value and WTI Crude Oil Price: IFS

原 油

天然ガス



石炭



Forecast of crude oil and natural gas prices and coal prices in the international market by DOE/Energy Information Administration, 2005

第 5 章 電源開発計画

第5章 電源開発計画

5.1 電源開発計画の策定方法

PDP 6thの策定に当たっては、需要予測、一次エネルギー政策、電源開発計画、系統解析、火力・水力開発候補地点の経済性ならびに環境影響度、財務状況、電力開発政策など他分野との調整が重要である。

電源開発計画については、最小費用法に基づき20年間の長期電源開発計画を策定する。また、電源候補地点に送電設備費用を含めた経済性、社会環境の観点から評価し、その評価結果を電源開発計画に反映する。

電源開発計画の策定にあたっては、ツールとして STRATEGIST および PDPAT II を使用し、図 5-1-1 に示すフローに従って実施する。

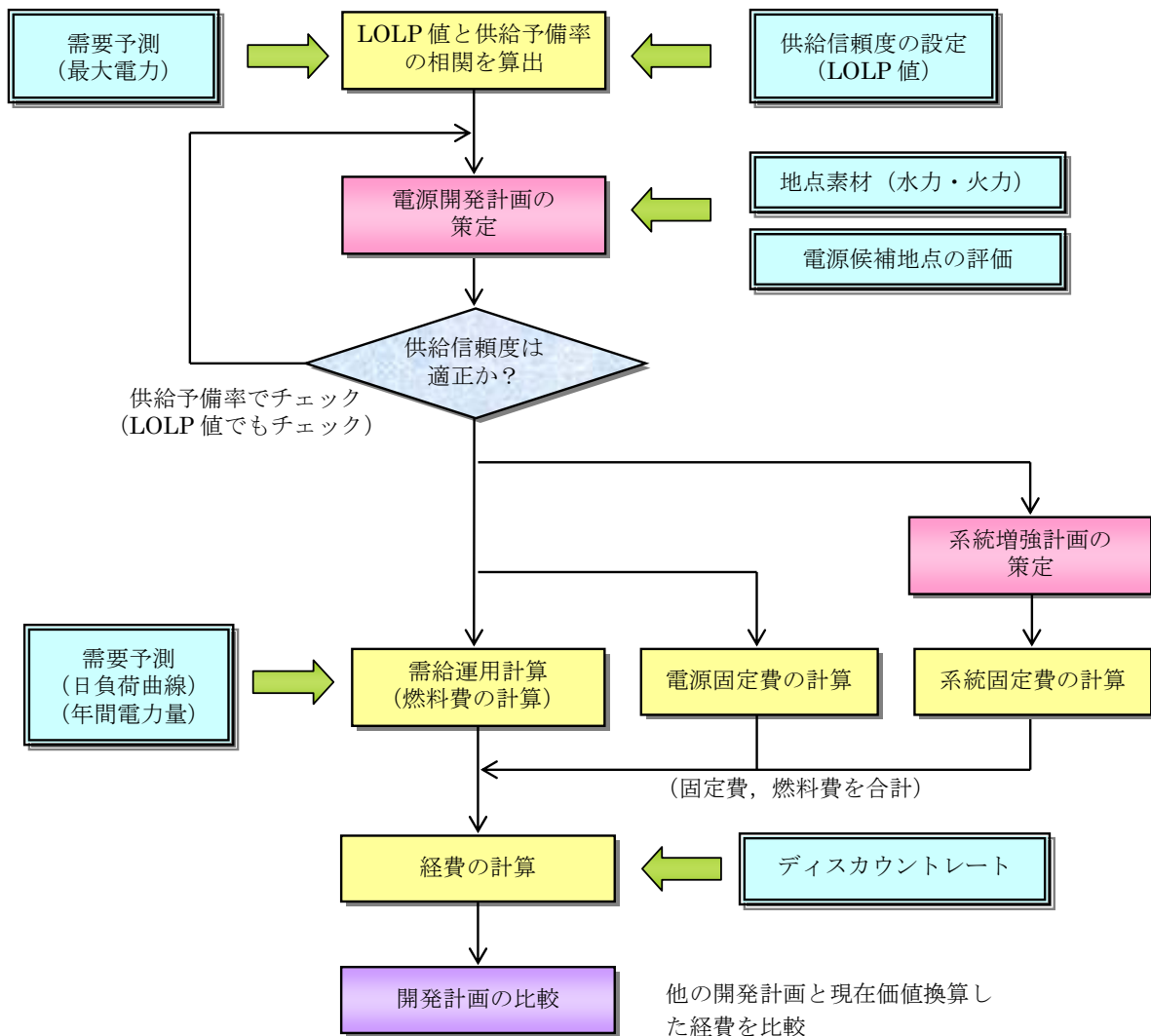


図 5-1-1 電源開発計画策定手法の概念図

この図に示すように、需要予測、系統解析、火力・水力開発地点素材の抽出、財務状況、電力開発政策など多分野との調整が必要であり、カウンターパートとの協議ならびに各ワーキンググループ間の調整を十分図りながら検討を進める。

① データの確認ならびに妥当性の検証

電源開発計画策定に必要な水力・火力発電所データ（既設地点、開発候補地点）について、先の JICA 調査「ピーク対応電源最適化計画調査」のものをベースに変更点を中心に確認するとともに、妥当性を確認する。また、下記の情報も併せて収集整理する。

- ・電力システム運用実績
- ・新規電源開発計画(IPP 含)
- ・電力輸入（連系線）計画
- ・電源廃止、リハビリ計画 等

② 電源開発シナリオの設定

2025 年までの電源開発シナリオを C/P と協議の上設定する。以下に述べるような電源開発の最適化検討に影響を与えるような変化要因を組み合わせ、電源開発シナリオの設定を行う。

- ・電力需要変動（High, Base, Low）
- ・南北連系線容量の制限
- ・電源開発遅延
- ・水力出水変動
- ・一次エネルギー供給計画との整合
- ・電力輸入の可能性（確度）
- ・国際連系による電力融通の有無
- ・燃料価格上昇
- ・BOT 電源の運転制約

これらの条件および制約下での発電実績や需給バランス実績の分析結果に基づき、考慮すべきシナリオを設定する。

また、高い需要の伸びに合わせて、今後 20 年間に現在の設備の 8 倍の電源を開発する必要がある。これは、今後毎年 4,000MW の電源を開発する必要があることを示している。このため、全てを EVN が開発・所有することは困難であり、国内外資本による BOT や IPP による開発、または隣国（中国、ラオス、カンボジアなど）から輸入するなど多様なスキームが必要となる。この場合、全てが順調に開発される訳ではないため、開発遅延時の対応策を計画に織り込む必要がある。基本的には、電源開発の遅延、または予測を上回る電力需要の伸びに対応するため、新規地点の開発を増やし、増設余力を残す工夫が必要である。

燃料費の高騰に関しては、国営石炭会社 Vinacoal, および国営石油ガス開発会社 Petrovietnam の長期開発計画および4章で検討した石炭、ガスの国際市場価格を参照し燃料価格を設定する。

設定したシナリオに基づき、需給運用シミュレーションを行う。この結果を電源地点計画の経済性、社会および環境影響の検討にフィードバックし、実現可能性を評価する。評価に基づきシミュレーション条件を調整し、以下の手順に従い最経済的な開発シナリオ（電源のベストミックス）を求める。

③ 電源構成将来ビジョンの構築

長期電源開発計画の策定に先立って、20年後（2025年頃）を目標年度として、最適な電源構成（いわゆる電源ベストミックス）を決定する。

新規開発が可能な各種電源（石炭火力、コンバインドサイクル火力、水力など）の開発比率を変化させ、種々の開発比率における年経費（固定費＋可変（燃料）費）を比較して、最経済的な電源構成を求める。この際、新規開発が可能な各種電源は場所を特定せずに、平均的な価格を用いて行う。

上記電源開発シナリオについて最経済的な電源組み合わせを求め、それぞれの変化シナリオにおけるリスク対応力も評価して、最経済的な電源構成を決定する。

④ 国際系統連系の検討

ADBの支援の下、実施されているGMS諸国の系統連系の検討内容と整合をとりながら、系統連系の最適化検討を実施する。

しかし、ベトナムとタイ間の国際系統連系はADBの検討において中断されているため、PDP6thでは中国との国際連系のみ効果を考慮している。

国際連系を検討するためには、連系する系統に関してもベトナムと同様の電力需給計画に関するデータが必要となるが、中国南部の電力システムに関する詳細なデータは入手できていない。

⑤ 電源開発候補地点の評価

・地点素材の抽出

水力・火力について、開発可能地点を地点素材として経済性および環境配慮の観点から抽出する。地点の位置、開発規模（kW）、燃料種別、開発可能時期、建設工事費、燃料単価などの経済性指標に関する情報を収集整理する。

・経済性評価

地点の経済性に係る総合評価は各発電所の発電原価を比較することにより行う。

⑥ 電源開発シナリオならびに電源構成将来ビジョンの再検討

第2回W/Sの結果を踏まえて、必要に応じ、電源開発シナリオならびに電源構成将来ビジョンの見直しを行う。

⑦ 電源開発候補地点の開発優先順位づけ

第 1 次現地調査で実施した電源開発候補地点の経済性評価、エネルギーの安定性・多様化、既設発電所の状況、周辺諸国との系統連系ならびに第 3 次現地調査で実施する環境社会面への影響評価を総合的に評価し、開発優先順位付けを行う。

⑧ 最小費用法に基づく 20 年間の長期電源開発計画の策定

これまでの技術面の基本方針の中の図 5-1-1 に示すフローに従って実施した検討に基き、2025 年断面における最適な電源構成（電源のベストミックス）を達成できるように、今後 20 ヶ年の最経済的な開発パターンを策定する。

5.2 供給信頼度基準に従った必要設備量

5.2.1 供給信頼度と必要設備量の関係

ベトナム国の供給信頼度の状況は、IEの電力需要想定（Baseケース）およびIE作成のオリジナル電源開発計画に基づき、北部系統と中南部系統に分けて検討した。検討結果を図5-2-1に示す。なお、検討に使用した電力需要想定を表5-2-1に示す。また、検討の基となったIEの原開発計画を地域毎、電源種別毎に添付資料5-1(1)-(4)に示す。この計画に基づく2003年から2025年までの地域毎、電源種別毎の設備量および構成比率を図5-2-5に示す。

北部系統における供給予備率と供給信頼度LOLEの関係はあまり変化せず、供給信頼度基準のLOLE 24時間に対する必要供給予備率は7-8%である。

一方、中南部系統の供給予備率とLOLEとの関係は、年々変化する。火力発電設備、特に石炭火力、の事故率は水力発電設備の事故率よりも大きく、石炭火力発電は、2015年以降、南部系統に導入される計画である。したがって、石炭火力発電導入量の増加に伴い、供給信頼度基準を満たすために必要な供給予備率が増加する。この中南部系統における必要供給予備率は、2015年の8%から2025年の10%に増加する。

したがって、2025年における供給予備率は、北部系統で7-8%、中南部系統で10%必要となる。

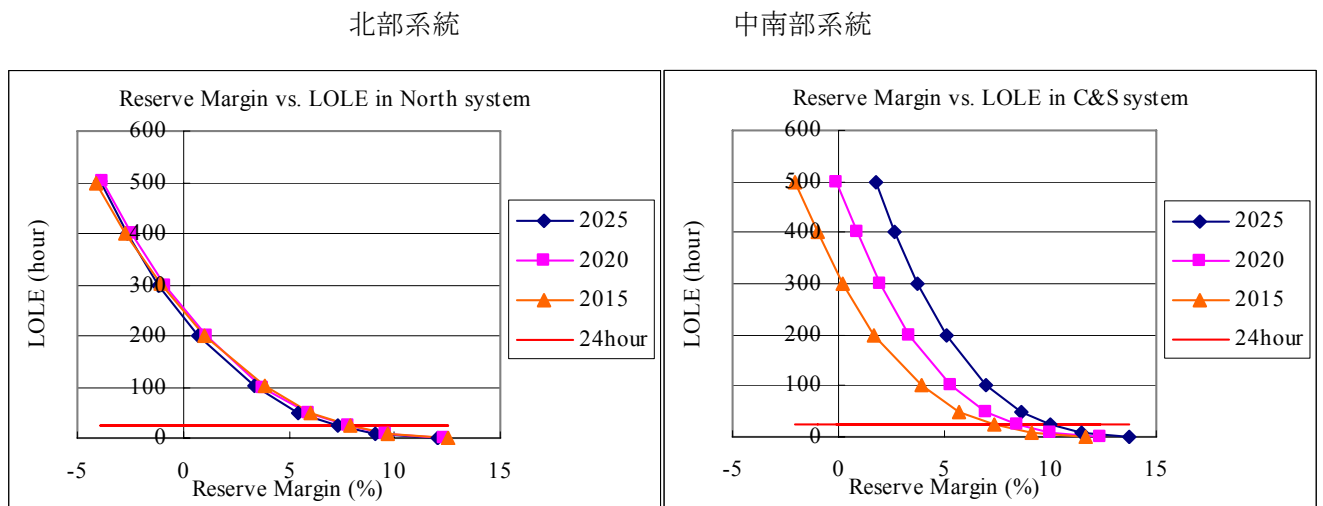


図 5-2-1 供給予備率と供給信頼度 LOLE との関係

表 5-2-1 電力需要想定 2005-2025 (Base Case)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
North TC	15,207	17,548	20,601	24,143	28,250	32,678	37,394	42,094	47,045	52,330	58,031	64,233	70,573	77,240	84,540	92,345	100,712	109,382	118,684	128,751	139,166	150,069
North PG	17,513	20,256	23,735	27,763	32,424	37,436	42,758	48,069	53,654	59,604	66,013	72,974	80,045	87,445	95,552	104,204	113,725	123,307	133,567	144,640	156,063	167,961
C&S TC	24,389	28,132	32,984	38,606	45,103	52,170	59,717	67,031	74,654	82,725	91,376	100,728	110,437	120,626	131,811	143,757	156,548	169,728	183,840	199,092	214,765	231,091
C&S PG	28,578	33,003	38,575	45,010	52,423	60,451	68,985	77,243	85,818	94,864	104,531	114,953	125,683	136,872	149,153	162,225	176,775	191,334	206,894	223,662	240,842	258,643
Total consumption	39,597	45,682	53,585	62,748	73,353	84,848	97,111	109,124	121,699	135,054	149,406	164,961	181,010	197,867	216,351	236,102	257,260	279,110	302,523	327,843	353,930	381,160
Power Generation	46,236	53,567	62,699	73,263	85,461	98,642	112,658	126,418	140,790	156,024	172,366	190,047	208,201	227,224	248,052	270,263	294,012	318,400	344,481	372,634	401,555	431,664
North FL (MWh)	3,494	4,013	4,668	5,421	6,287	7,207	8,174	9,126	10,116	11,161	12,277	13,450	14,681	15,926	17,281	18,715	20,285	21,994	23,824	25,799	27,837	29,959
C&S FL (MWh)	4,927	5,669	6,601	7,672	8,902	10,227	11,627	12,971	14,558	15,813	17,352	19,023	20,767	22,579	24,564	26,673	29,017	31,413	33,975	36,736	39,566	42,500
Peak Load (MWh)	8,283	9,512	11,099	12,905	14,979	17,204	19,553	21,834	24,198	26,687	29,341	32,196	35,104	38,130	41,429	44,927	48,642	52,677	56,992	61,649	66,434	71,416

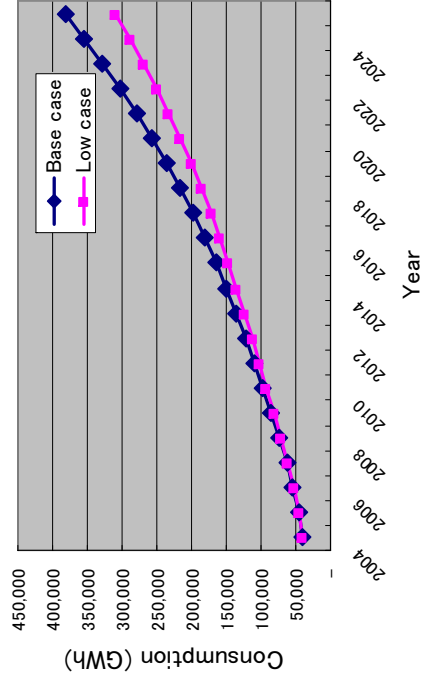


図 5-2-2 電力消費量予測

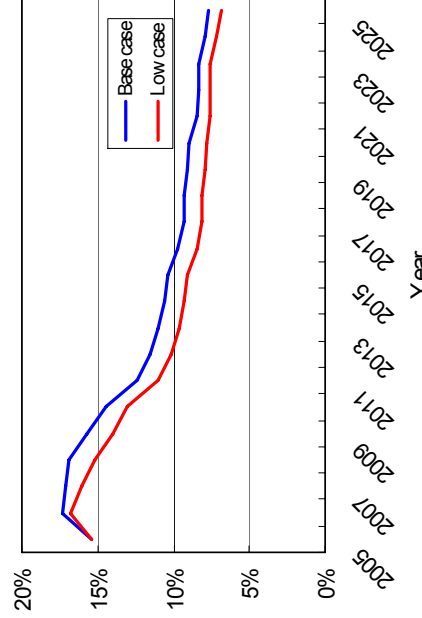


図 5-2-3 電力消費量伸び率の予測

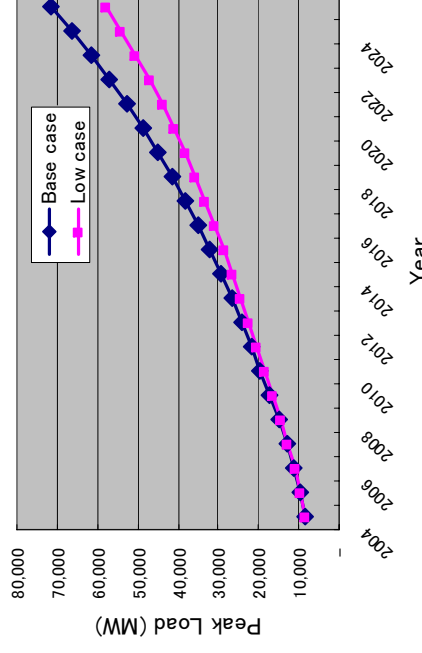


図 5-2-4 年間最大電力予測

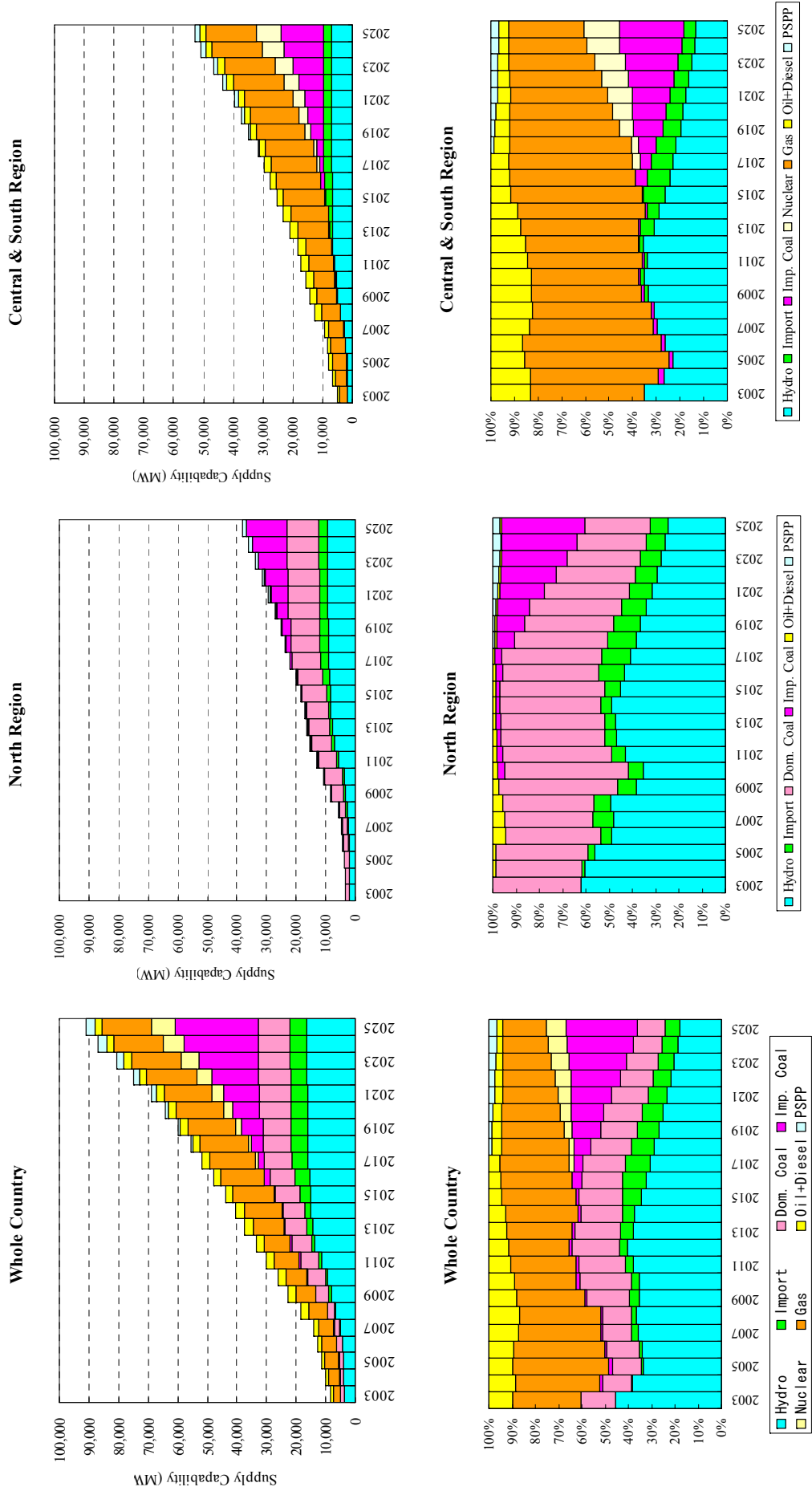


図 5-2-5 IEによる地域ごとの電源設備計画および電源構成 (Base case)

5.2.2 IEによる電源開発計画の供給信頼度状況

系統毎の供給信頼度 LOLE の状況を図 5-2-6 に示す。北部系統では 2009 年まで供給信頼度基準 LOLE 24 時間を達成することはできないが、中南部系統では 2025 年まで総ての年次で供給信頼度基準を満たす。

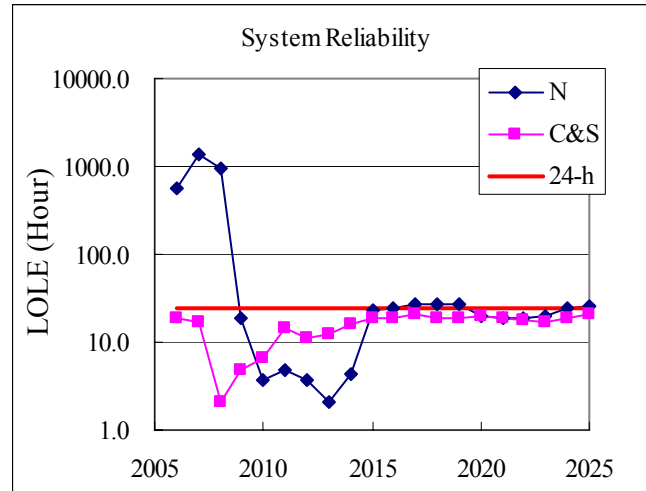


図 5-2-6 IE 開発計画における供給信頼度の状況

供給予備率に関して、北部系統では 2009 年まで供給予備率はマイナスとなるがその後は 7%以上を確保できる。南部系統では供給予備率 10%程度に維持している。

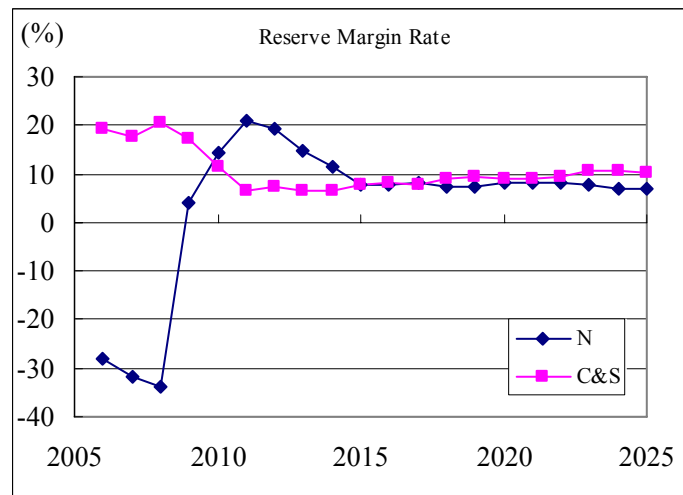


図 5-2-7 IE 開発計画における供給信頼度の状況

検討の基とした IE の原開発計画では 2010 年から 2014 年間の供給予備率が必要以上に大きい。このため、2010 年から 2014 年間に計画されている電源を 1 年から 2 年繰り延べることが望ましい。

5.2.3 需給運用シミュレーションの検討条件

(1) 火力発電所諸元

出力 300MW 以上の石炭火力発電所について、IE の原開発計画では毎日起動停止 (DSS) が可能な条件となっていた。しかし、DSS を行うためには追加の設備投資が必要である。この分の追加費用は不明であり、建設単価に見込んでいないため、DSS 機能は需給運用シミュレーション上考慮すべきではない。

(2) 500kV 南北連系線容量

IE の需給運用検討では、1,000MW を連系線容量としている。しかし、この容量は 2015 年以前には N-1 基準に合致していない。

500kV 南北連系 2 回線の N-1 基準の下での容量は 800MW である。系統の安定度検討に基づくと、中部南部間にさらに 1 回線を増強した後は 1,300MW に増加する。

(3) BOT

BOT による開発は、購入電力契約において設備利用率を 75% に固定しているために運用上の制約条件となっている。現在、既設の BOT 運用の発電所は Phu My 2.2 と Phu My 3 である。

5.2.4 需給運用シミュレーション結果

検討のベースとした IE の原開発計画に基づくシミュレーション結果を北部系統の結果を図 5-2-8、中南部系統の結果を図 5-2-9 に示す。シミュレーション結果によると運用上致命的な問題点は見られない。

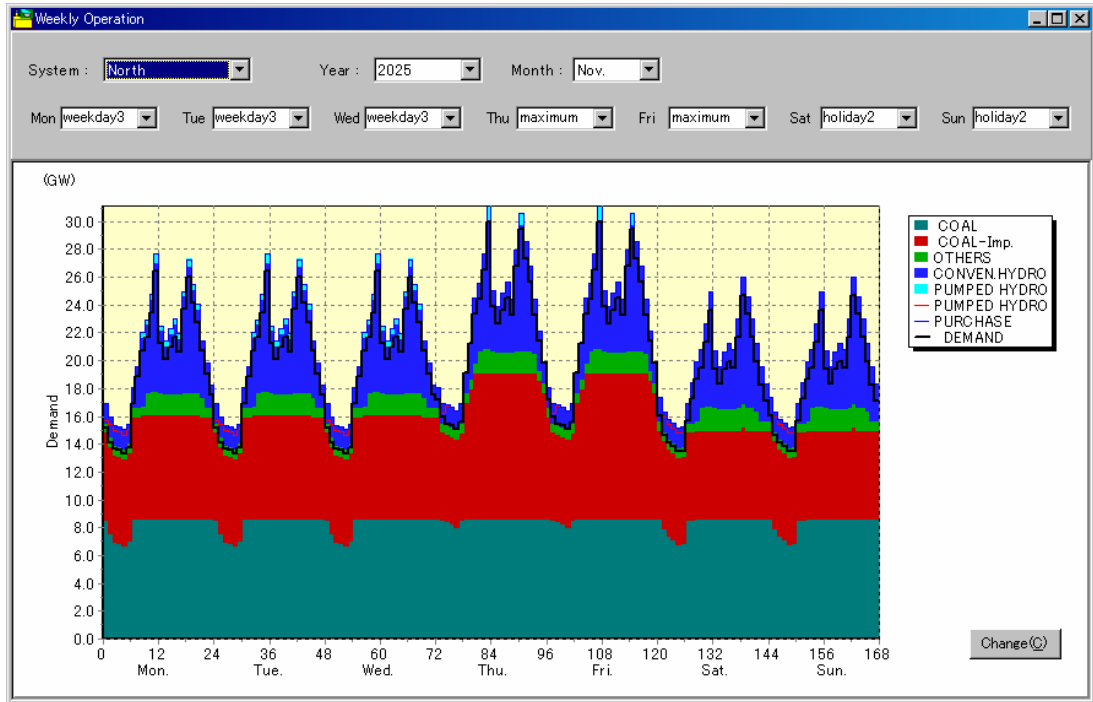


図 5-2-8 北部系統の需給運用シミュレーション結果 (2025 年 11 月)

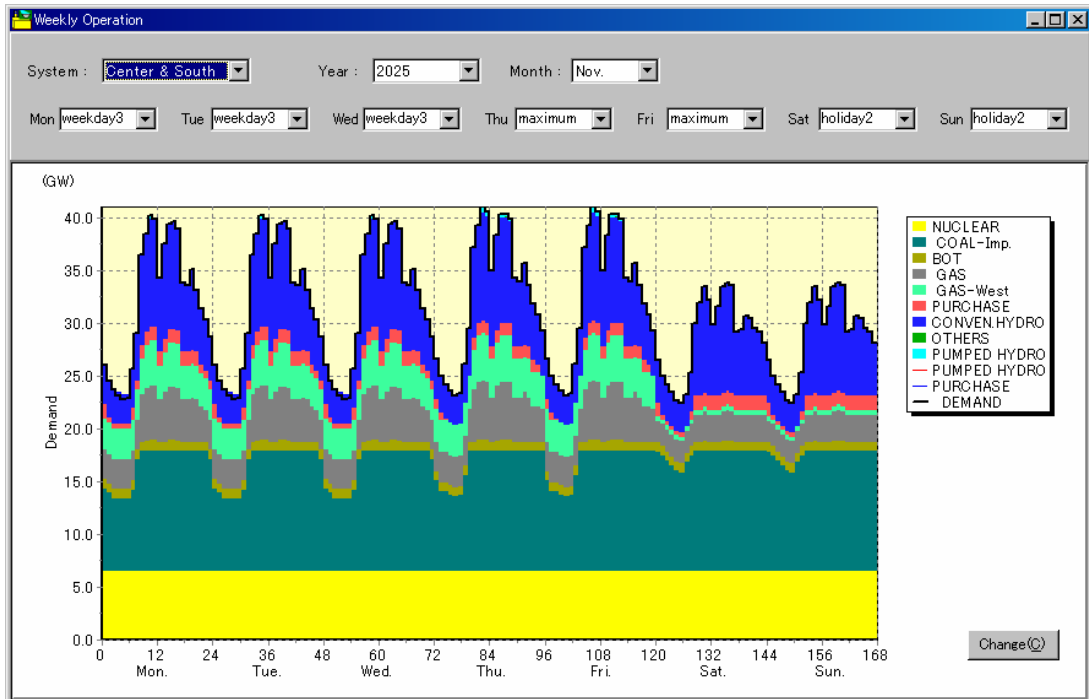


図 5-2-9 中南部系統の需給運用シミュレーション結果 (2025 年 11 月)

5.2.5 連系容量と供給予備力削減効果との関係

南北連系線容量と供給予備力削減量との関係を分析する。連系線容量の増加は、系統間の需要の不等時性のために、供給予備力の減少をもたらす。¹

連系線容量による供給予備力削減効果を 2015 年、2020 年および 2025 年について、供給信頼度検討ツールである RETICS を用いて計算する（図 5-2-10 参照）。

供給予備力の削減量は、連系線容量が 2,000MW の時に、900MW で飽和する。しかし、連系容量 1,000MW と 2,000MW での供給予備力削減量の差は 140MW であり、連系線容量を 1,000MW 増加させる場合の費用に対して僅かである。最経済的な連系線容量は需給運用シミュレーションによる火力発電における燃料の焚き減らし効果も考慮して決定する必要がある。しかしながら、1,000MW 以上の連系線容量はその建設費用を考えると現実的でない。したがって、供給信頼度向上効果から見た適切な連系線容量である 1,000MW を最小費用法の検討に使用する容量とする。

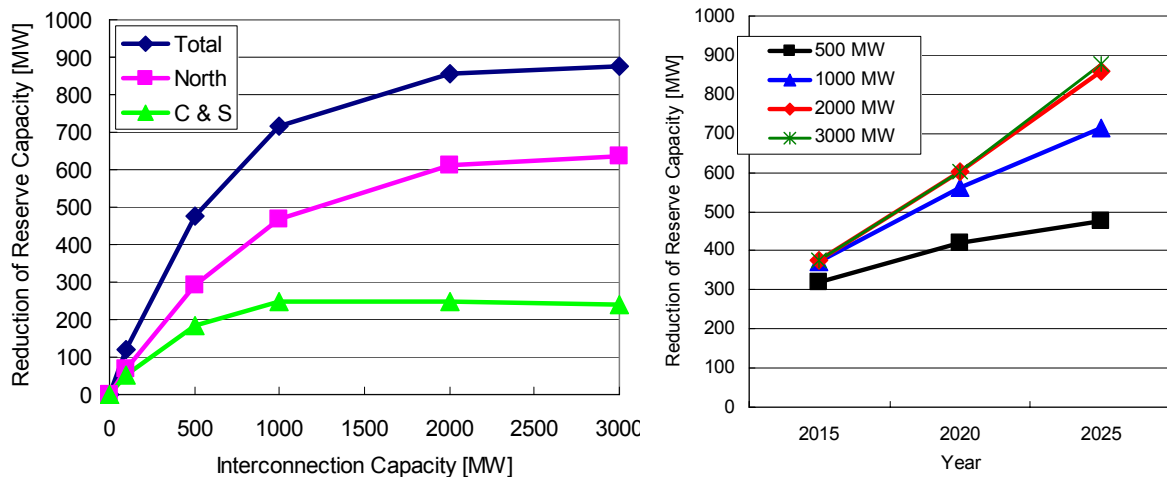


図 5-2-10 連系線容量と供給予備力削減量の関係（2025 年）

¹ 各系統における時差、天候の違いに基き、最大需要の発生は同時に生じることは稀である。ある系統に最大電力が発生した場合に、他の最大電力が発生していない系統にある供給予備力を連系線を使用して活用することができる。この供給予備力の相互活用により、供給予備力を削減することが可能となる。

5.3 電源構成将来ビジョンの構築

5.3.1 電源種別毎の発電コスト比較

ベトナム国における開発計画策定の準備として、2025年における燃料種別毎の発電コストのスクリーニングを行う。

発電コストは固定費（減価償却費、金利、運転維持費）と可変費（主に燃料費）からなる。ここで、揚水発電における総合発電効率は70%、揚水原資は石炭火力発電ととし、割戻金利率は10%とする。スクリーニング分析に使用した条件を表5-3-1に示す。

表 5-3-1 スクリーニング分析の条件

Plant type	Capital cost (USD per kW)	Heat efficiency (%)	Fuel cost (dollars)	Lifetime (years)	O&M cost factor	Capital recovery factor	Calorie	Station service rate (per kWh)
Gas fired combined cycle	660	48	4.66per mmBtus	25	4.5%	11.02%		2.5%
Coal fired in the north	980	40	36.4 per ton	25	2.0%	11.02%	5500kcal/kg	7.0%
Coal fired in the south (coal from the north)	1100	40	39.4 per ton	25	2.0%	11.02%	5500kcal/kg	7.0%
Coal fired in the south (imported coal)	1100	40	63 per ton	25	2.0%	11.02%	6500kcal/kg	7.0%
Gas Turbine	400	37	4.66per mmBtus	20	5.0%	11.75%		5.0%
Diesel	800	38	466 per ton	25	2.0%	11.02%	10150kcal/l	5.0%
Pumped storage PP	750	70		40	1.0%	10.23%		0.5%
Nuclear	1700	33	0.124cent/10 ³ kcal	25	5.0%	11.02%		5.0%

Note:Discount rate of 10%.

Note:Capital costs of coal fired in the south and nuclear power include construction cost of its own port.

Note:All generation costs are culicurated at sending end

スクリーニング分析の結果を図5-3-1 および図5-3-2に示す。これらの結果は、発電所送電端の値であり、所内ロスを考慮している。

図からわかるように、揚水発電およびガスタービンはピーク供給力に適しており、ガスコンバインドサイクル発電はミドル供給力に適している。また、石炭火力発電はベース供給力に適している。原子力発電所は設備利用率85%以上場合、南部の輸入炭石炭火力発電より経済的となる。したがって、原子力発電は2025年まではいずれの石炭火力発電所よりも経済性が劣る。

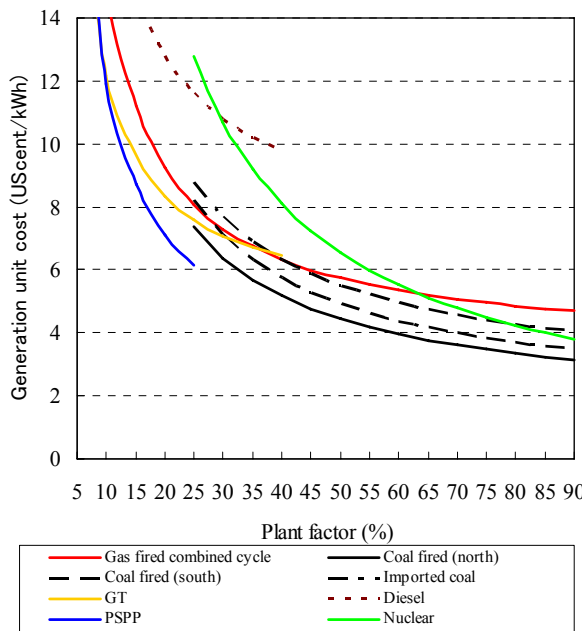


図 5-3-1 2025 年での発電コストと利用率の関係
(揚水原資石炭の場合)

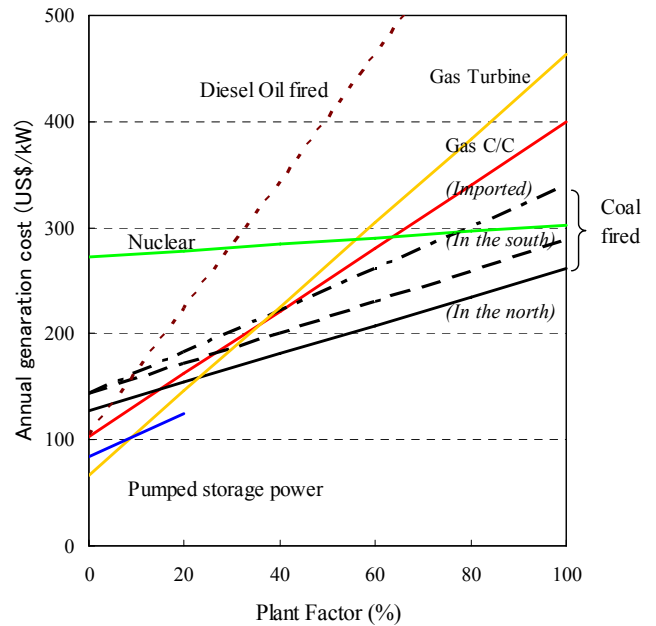


図 5-3-2 2025 年での年経費
(揚水原資石炭の場合)

5.3.2 最小費用法による開発計画

(1) 中南部系統における石炭火力とガスコンバインド火力の最適導入量検討

2025 年における最適な発電設備構成比率の検討を行う。本検討は PDPAT II を用いて、燃料種別毎の設備導入量を変化させることにより行う。

北部系統には水力、石炭火力以外の代替電源がなく、一方、中南部系統には代替電源があることから、南部系統において 2025 年における需給運用シミュレーションを石炭火力とガスコンバインド火力との導入比率を変化させることで行い、全系統における年経費の比較を行う。

検討の結果は、図 5-3-3 に示すとおりであり、IE の原計画より石炭火力発電を 6,000MW ガスコンバインドサイクル火力に置き換える場合に最も年経費が少なくなる。160 百万 USD の年経費が削減できる。2025 年における最経済的な電源構成比率は石炭火力 37%、ガス火力 24%となる。

図 5-3-3 は、IE の原計画を原点に置き X 軸はガス火力に代えて石炭火力を導入する量を示す。

Coal additional installation vs. Annual cost in 2025

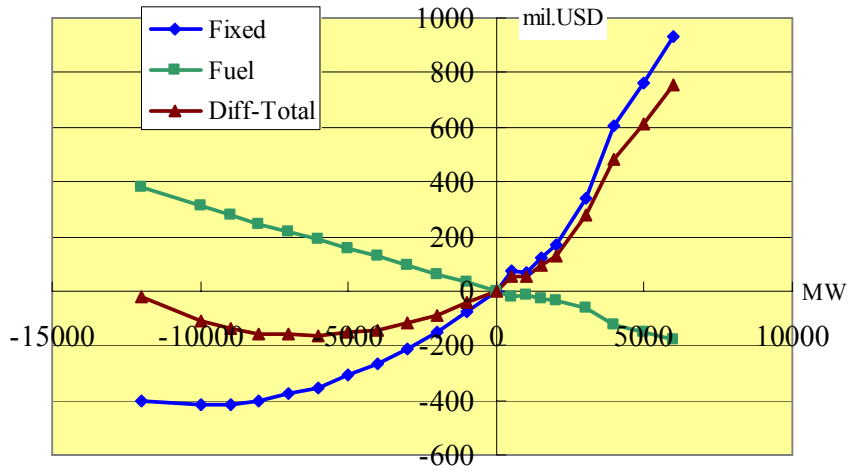


図 5-3-3 石炭とガス火力の導入量比較

最経済的な電源構成における石炭およびガスの年間使用量は、ガス 18BCM、石炭 66,000 トンである（図 5-3-4 参照）。しかし、ガス供給能力の上限は Petrovietnam のマスタープランに基づく年間 14 BCM である。つまり、最経済的な構成比率で運用すると、年間 4 BCM のガス供給力が不足する。したがって、ガス供給制約を考慮すると、石炭火力のガスコンバインドサイクルへの変更量は 2,000MW となる。その場合、ガス使用量は年間 14 BCM、石炭使用量は年間 74,000 トンである。

2025 年における経済的な電源構成比率は、全系統で石炭火力 45%、ガスコンバインド火力 18%となる。

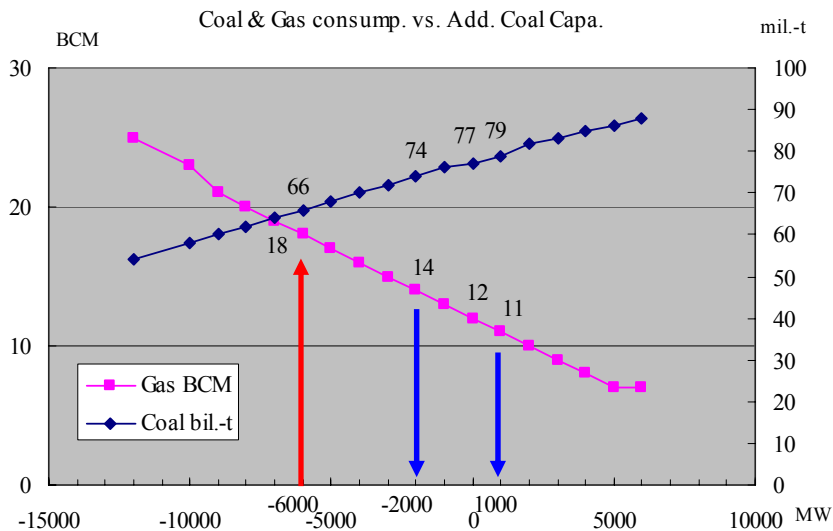


図 5-3-4 ガス火力および石炭火力設備量と燃料使用量の関係

(2) 中南部系統における最適な揚水発電導入量

経済的な電源構成比率を前節で検討した。検討の結果、ガス供給力の制約のために最経済的な電源構成より石炭火力設備の導入量が多くなっている。そのため、この石炭火力を活用した揚水発電の経済運用に関して検討を行う。最も経済的な揚水発電の開発量を前節と同様の手法を用いて検討を行う。

中南部系統における揚水導入量と各系統の年経費の差との関係を図 5-3-5 に示す。

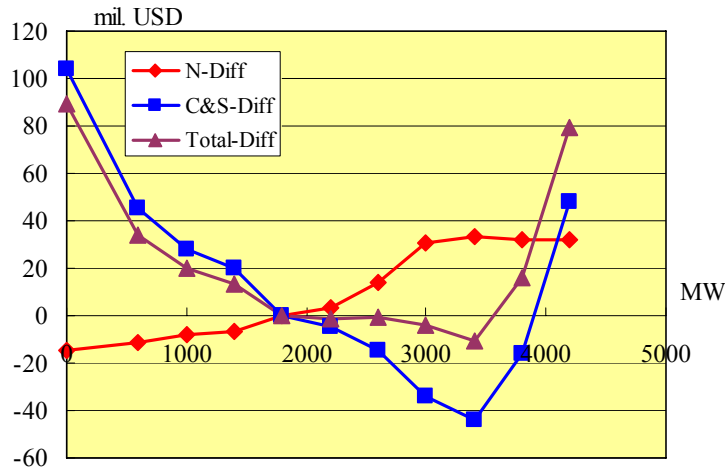


図 5-3-5 2025 年における南部への揚水発電導入量と年経費の差

IE の原計画における南部系統への揚水発電導入量は 1,800MW である。

中南部系統への揚水発電導入による年経費の削減効果は見られない。これは輸入炭石炭火力の焚き増し発電原価が北部の石炭火力発電の焚き増し発電原価より割高なために、オフピークにおける揚水原資のための焚き増しが行えず、北部系統から南部系統へ揚水原資が供給されるためである。

また、2025 年において北部系統と南部系統の連系容量は 1,300MW に制限されている。この結果、固定費および可変費の増分は揚水発電導入量 1,800MW から 3,000MW の間で均衡する。揚水発電導入量 3,000MW を超えると、ガス火力発電により揚水原資が供給されるため、全体の年経費は増加する。したがって、IE の原計画である南部への 1,800MW の揚水導入量が妥当である。

(3) 北部系統における最適な揚水発電導入量

北部系統における最経済的な揚水発電導入量の検討を前節と同様に行う。北部への揚水発電と年経費削減量の関係を図 5-3-6 に示す。

IE の原計画に基づく揚水発電導入量は 1,200MW である。揚水発電導入量が 2,000MW となった時に全系統での年経費が最も低くなる。したがって、北部系統への揚水発電の導入量は IE の原計画に 800MW 加えたものが最も経済的となる。

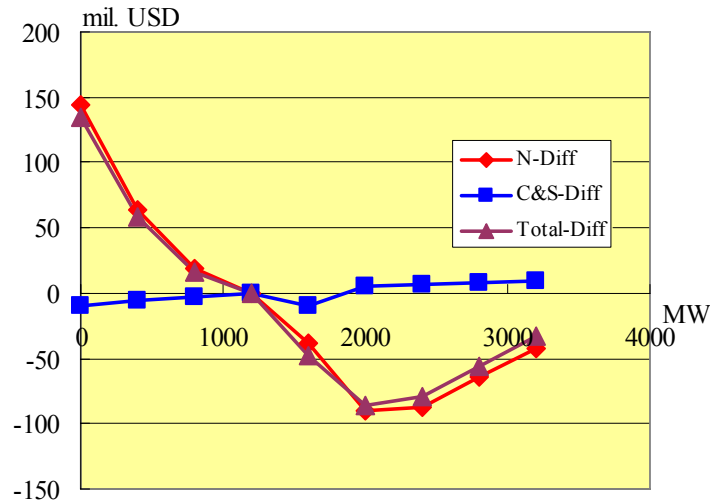


図 5-3-6 2025 年における北部系統への揚水発電導入量と年経費の差

(4) 結論

IE の原計画に対し、南部の石炭火力を 2,000MW 減少させガスコンバインドに代えること、ならびに北部系統に 800MW 揚水発電を追加し、その分石炭火力を削減した方が経済的となる。

石炭火力 2,000MW をガスコンバインドサイクル発電に置き換えることにより、年経費 90 百万 USD の削減が見込まれる。また、揚水発電の追加により年経費 85 百万 USD の削減が見込まれる。合計で年経費を IE の原計画に比較して 175 百万 USD 削減できると見込まれる。

さらに、原子力発電は前述のスクリーニング分析結果 (図 5-3-7) から分かるように、2025 年までは、輸入炭石炭火力よりも経済性が劣る。

したがって、2025 年断面における最小費用設備開発の観点から最経済的な電源構成比率は、図 5-3-7 に示すとおりとなる。石炭火力の占める割合は 2015 年の 23%から 2025 年には 54%に増加する。一方、揚水を含む水力発電の占める割合は 39%から 23%に減少する。

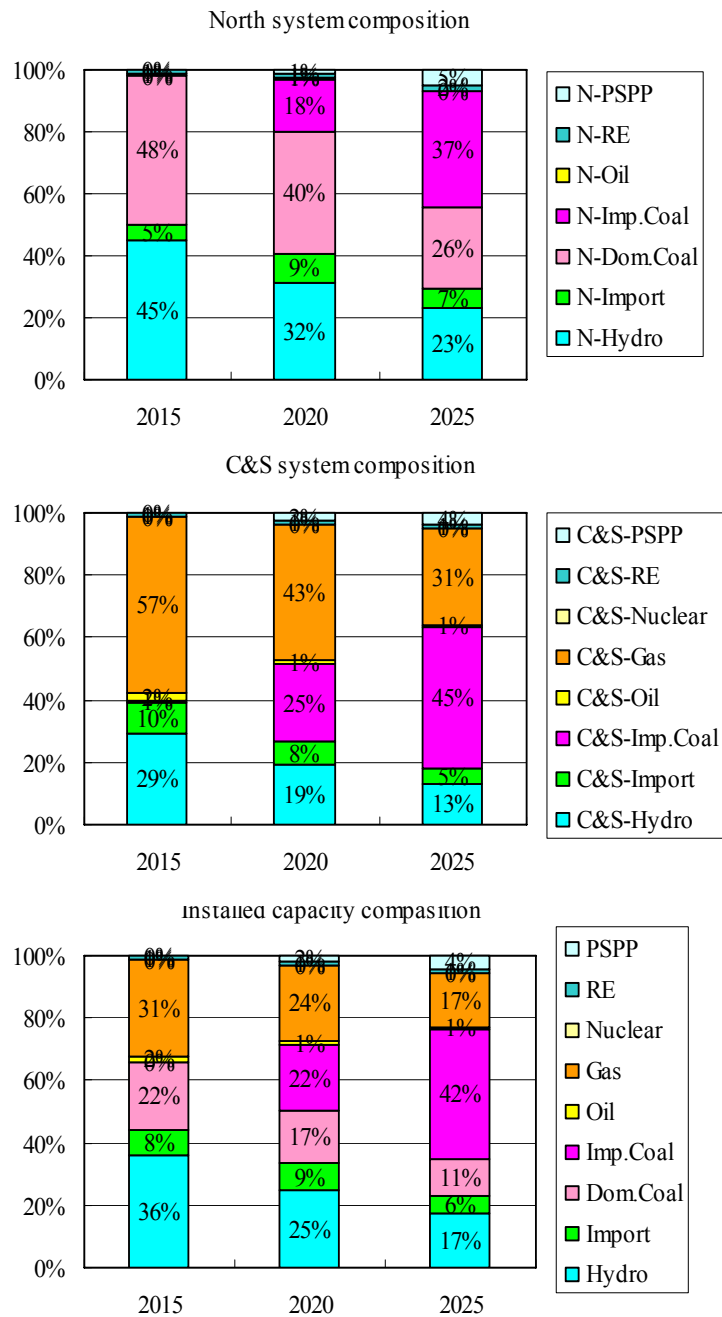


図 5-3-7 最小費用開発計画法による最適電源構成

ただし、原子力発電はベトナムのエネルギー政策（案）の中で 2020 年までに初号機を運転開始することが謳われていること、また、二酸化炭素排出量がほとんどないことや燃料貯蔵効果（一度燃料装荷すると 1.5 年程度継続的に発電できる）があることなどのメリットを有していることから、調査団は国家エネルギーセキュリティーの観点から、IE の原計画通り 2025 年までに 8,000MW の原子力発電を導入することに同意する。

原子力発電の導入を考慮した 2025 年の最適電源構成は図 5-3-8 に示すとおりである。

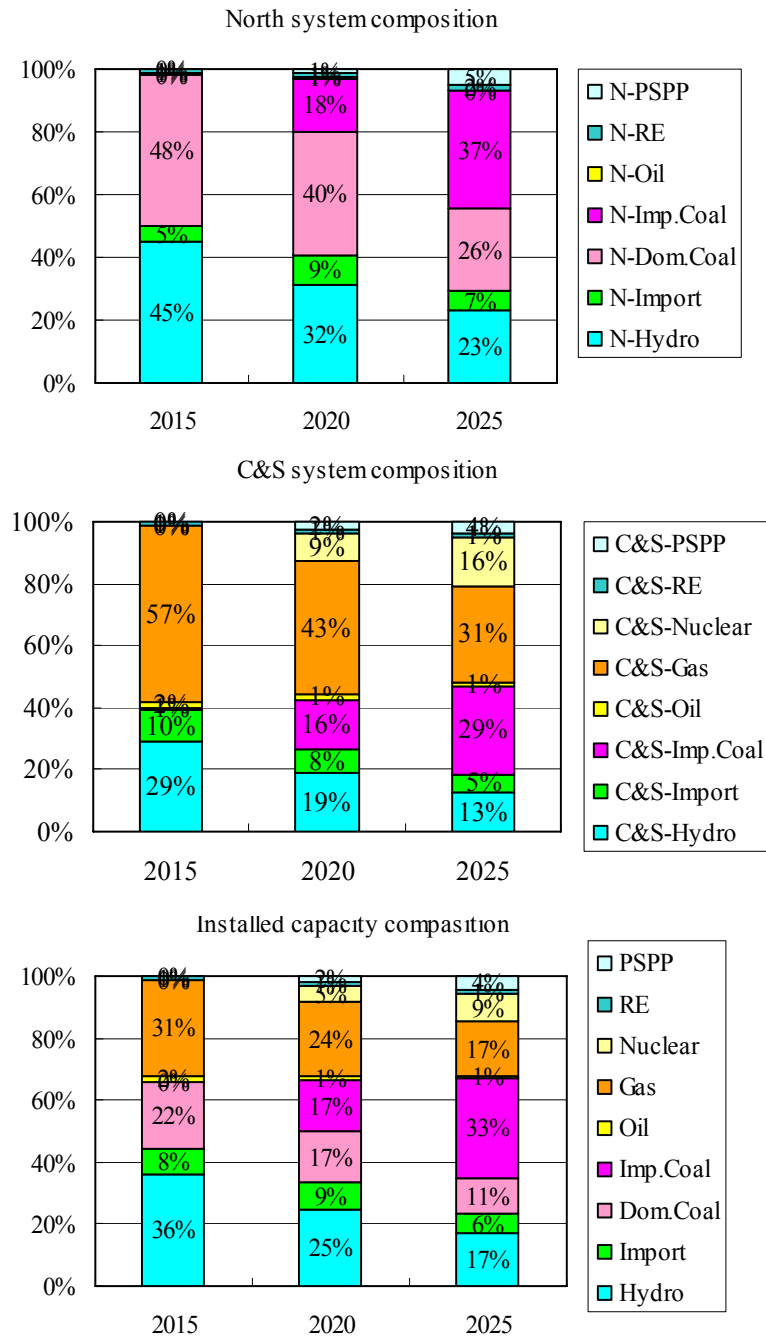


図 5-3-8 経済的な電源構成比率

5.4 2025年までの電源開発計画

原子力発電を含む 2025 年の最適な電源構成比率に到達するための、電源開発計画例を図 5-4-1 に示す。各年度の開発量は地域ごとの供給予備率が 7-10%を確保するように調整している。

表 5-4-1 最小費用開発計画法に基づく電源開発計画の例 (2015-2025)

(Unit: MW)

Fiscal Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
North Region		Coal-Import 600									
		Coal 200									
		Trung Son 310	Coal 1200								
		Ban Uon 80	Bac Me 280	PSPP 200					PSPP 200		
		Coal 1000	Import from Laos 400	Small Hydro 100	Coal-Import 1200	PSPP 1800	Coal-Import 200	PSPP 200	PSPP 200	Coal-Import 2000	PSPP 200
		Import from China 500	Import from China 500	Import from China 250	Coal-Import 1200	Coal-Import 100	Small Hydro 1600	Coal-Import 2000	Coal-Import 100	Coal-Import 2000	Coal-Import 1000
	PDP N total	1,500	2,090	2,080	1,650	1,200	2,100	1,800	2,200	2,300	2,200
	N Peak Demand	13,480	14,681	15,926	17,281	18,715	20,283	21,994	23,824	25,799	27,837
	N Supply	14,521	15,845	17,337	18,526	20,086	21,960	23,836	25,799	27,767	29,787
	RM	7.7%	7.9%	8.2%	7.2%	7.3%	8.3%	8.4%	8.3%	7.6%	7.0%
Center & South Region											
PDP C&S total	2,305	2,349	1,820	2,120	3,200	2,300	2,400	3,820	3,200	4,200	
C&S Peak Demand	18,856	20,584	22,381	24,493	26,597	28,934	31,323	33,878	35,723	38,466	
C&S Supply	20,241	22,157	24,003	26,582	28,934	31,405	34,013	36,897	39,381	42,450	
RM	7.3%	7.6%	7.2%	8.5%	8.8%	8.5%	8.6%	8.9%	10.2%	10.4%	
PDP Total	3,805	4,439	3,900	3,770	4,400	4,400	4,200	6,020	5,500	6,400	
Fiscal Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Peak Demand	32,196	35,104	38,130	41,429	44,927	48,642	52,677	56,992	61,649	66,434
	Supply Capacity	34,762	38,002	41,240	45,108	49,020	53,365	57,849	62,696	67,148	72,237
	Reserve Margine	8.0%	8.3%	8.2%	8.9%	9.1%	9.7%	9.8%	10.0%	8.9%	8.7%

5.5 電源開発計画のリスク評価

(1) 水力電源供給力への渇水の影響

水力発電所の各日のピーク需要発生時の供給力実績を 1996 年から 2004 年に関して調査をしたところ、Hoa Binh 発電所に関しては実績と計画値に大きな相違がある(表 5-5-1 参照)。また、雨期と乾期とでは 205MW の相違がある。乾期における各日のピーク需要発生時の出力実績の平均値と 90%確率の計画出力値との差は、実績値の標準偏差(σ)の 1.5 倍あり、50%確率出力の計画出力値との差は 2.4σ である。一方、雨期における実績値と計画値との相違は 1σ 以内である。

表 5-5-1 乾期と雨期での実績値と計画値との相違

Unit: MW

	Dry	Rainy
Periods	Jan.-May, Dec.	Jun.-Nov.
Average	1394	1599
σ	218	196
Plan 90%	1713	1655
Diff.	319	56
$\times \sigma$	1.5	0.3
Plan 50%	1920	1775
Diff.	526	176
$\times \sigma$	2.4	0.9

実績の日最大需要発生時における水力発電からの出力の平均は乾期 1,400MW、雨期 1,600MW である(図 5-5-1 参照)。実績による 90%確率の日最大需要発生時における水力発電からの出力は乾期 1,100MW、雨期 1,350MW である(図 5-5-2 参照)。これは、乾期は調整池の貯水量が少なく現状一日当たり 4 時間のピーク時間、利用可能出力で発電継続する分の水量を維持することができないためであると考えられる。

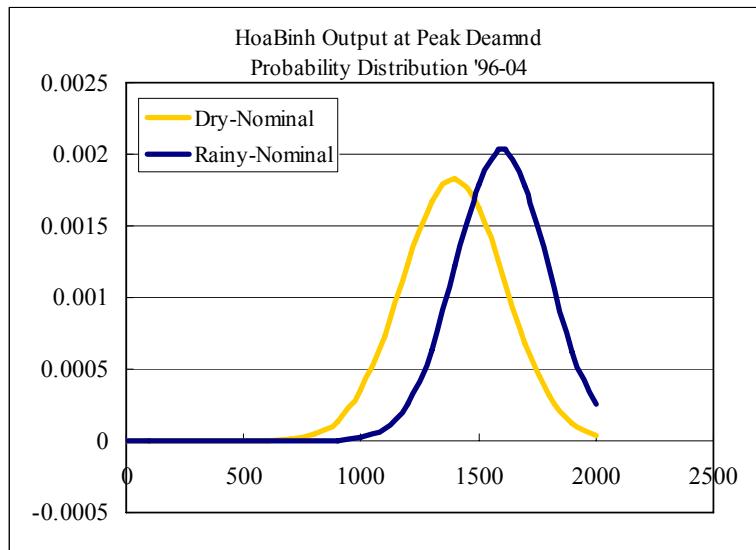


図 5-5-1 Hoa Binh の 1996 年- 2004 年実績から推定した出力確率分布

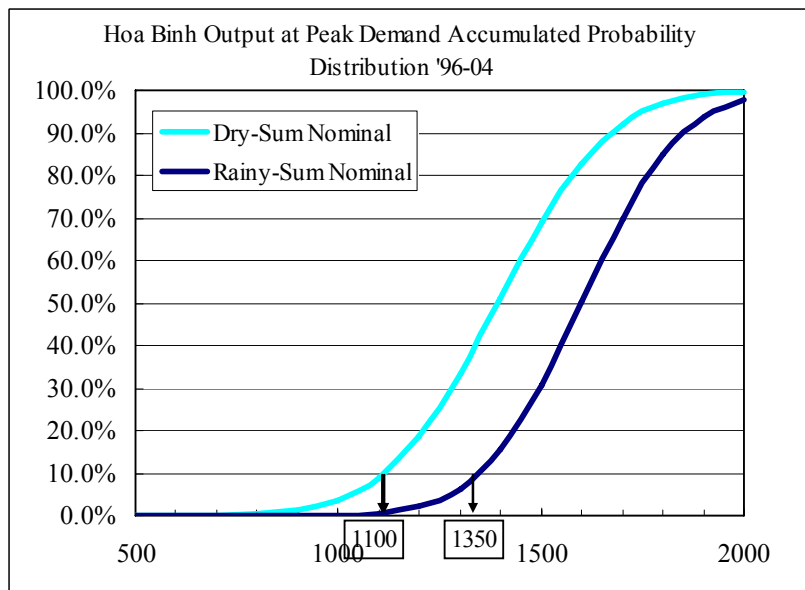


図 5-5-2 Hoa Binh の 1996 年- 2004 年実績から推定した出力累積確率分布

Hoa Binh 発電所のダムは多目的ダムであり灌漑、洪水防止、水道および発電である。また、Hoa Binh ダムの運用は同じ Da 川に建設される Son La ダムなどの開発によって変わってくる。Da 川水系に開発される水力発電は大規模なので、これら発電所の運用が北部系統の乾期の需給バランスに与える影響は大きい。このため、渇水の影響を検討しておく必要がある。

水力発電所出力変動確率分布は図 5-5-3 のように推定される。渇水年の出力変動の平均は平年より 200MW 分少ない。

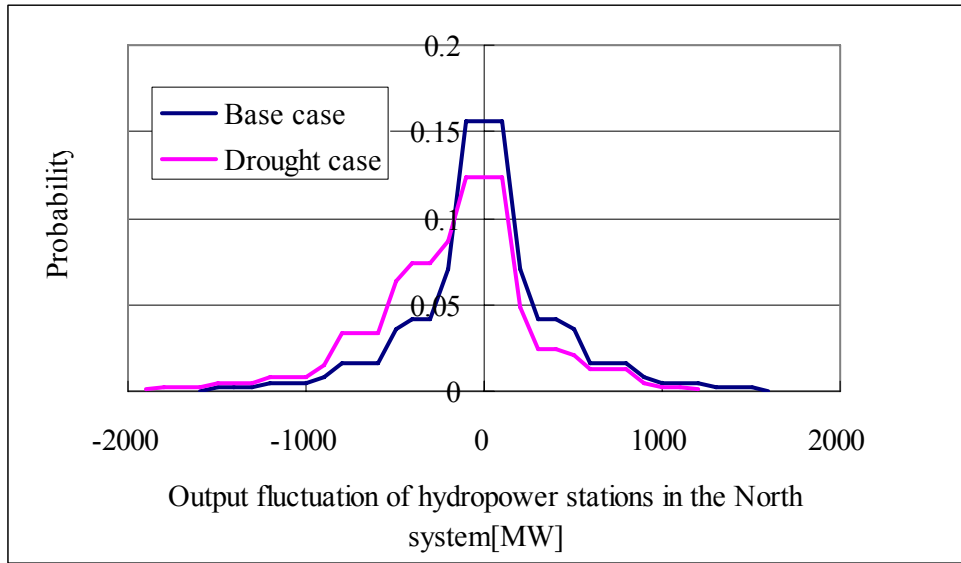


図 5-5-3 平水年と渇水年の水力出力変動確率分布

2025年におけるこの影響を供給信頼度面から評価した。新たに開発される水力発電所の発電出力は計画どおりと仮定した。北部系統の必要な供給予備率は大きく影響を受け、必要な供給予備率は1-3%増加し、7-8%から8-10%となる(図 5-5-4 参照)。渇水年と平水年との差が供給信頼度に与える影響は将来水力発電の構成比率の減少とともに減少していく。

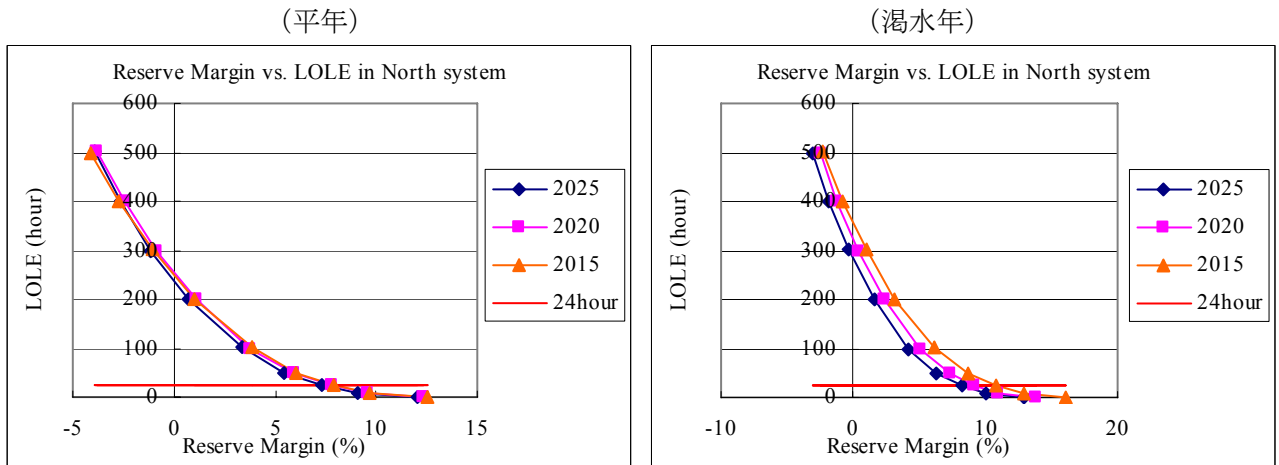


図 5-5-4 北部系統における平水年と渇水年の供給信頼度の相違

他方、中南部系統においては、図 5-5-5 に示すように渇水年の影響はない。これは、実績と計画出力に大きな差がないためである。

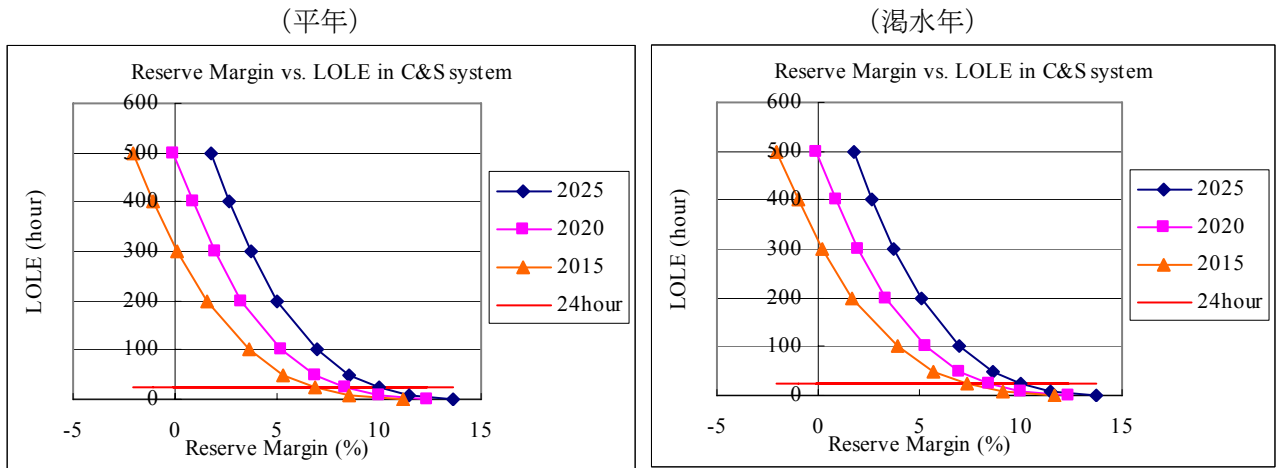


図 5-5-5 中南部系統における平水年と渇水年の供給信頼度の相違

このように、北部系統における水力発電の流量データ、月毎の供給力データに関して、計画分および既設に関しても見直すことを強く推奨する。特に、月毎の常時尖頭出力に関しては、日間のピーク継続時間を7時間として検討すべきである。

(2) 隣国からの電力輸入の影響

隣国からの電力輸入の制約が与える年間の発電コストへの影響をシミュレーションしている。北部系統の年経費はマイナス40百万USDから156百万USDベースケースから変化する。2020年において、中国からの電力輸入が制限された場合には、北部系統の年経費は40百万USD減少する。一方、2025年においてラオスからの電力輸入が制限された場合は、年経費は156百万USD増加する(図5-5-6参照)。

中南部系統の年経費もベースケースに対し、マイナス4百万USDから100百万USD変化する。ラオス国からの電力輸入が制限された場合、中南部の年経費は、ほとんど変化はない。カンボジアからの電力輸入が制限された場合、中南部系統の年経費は2020年において72百万USD、2025年において76百万USDの増加となる(図5-5-7参照)。

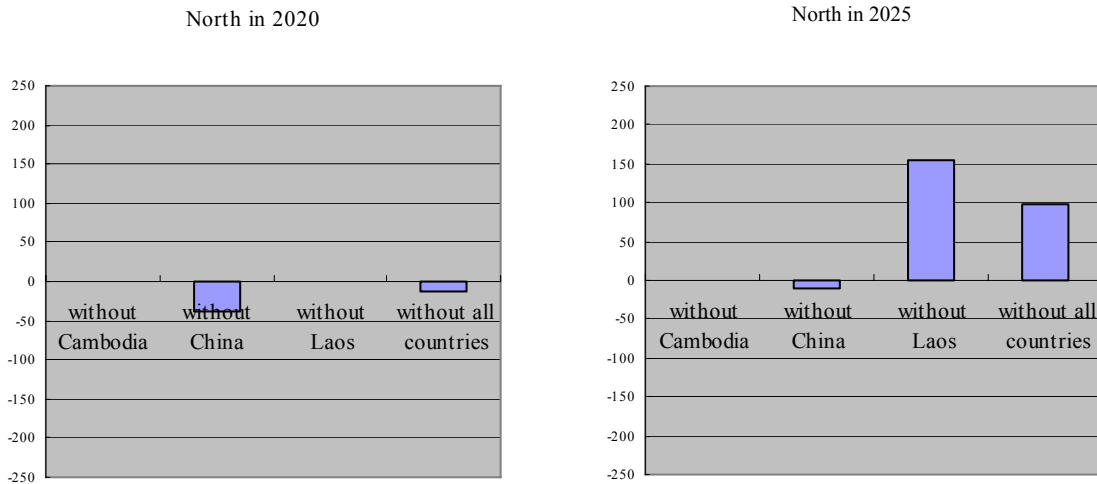


図 5-5-6 北部系統における隣国からの電力輸入制限の影響

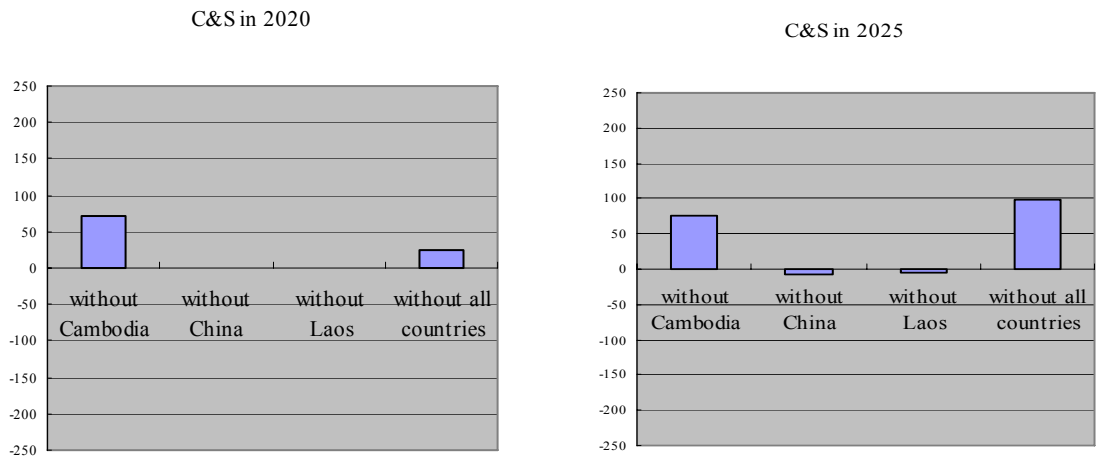


図 5-5-7 中南部系統における隣国からの電力輸入制限の影響

本検討では、中国からの電力輸入価格が北部系統の増分発電コストより高く設定されていたため、2025年までの間で経済的でない結果になっている。これは、隣国からの電力輸入価格が自国系統の増分発電コストより高い場合には、北部系統の国内炭を使用した石炭火力発電の開発を優先させるべきであることを示している。

一方、ラオスとカンボジアからの電力輸入価格は、ガス火力発電による増分発電コストより安価なため、経済的である。

したがって、経済的電源開発計画の観点からは、隣国からの電力輸入価格について自国系統での発電コストと比較することが重要である。

(3) 燃料費の高騰

燃料費の高騰について影響を検討する。輸入炭および輸入石油の価格の年平均伸び率がベースケースの1.5倍および2倍のケース。もう一つのケースは、国内で産出される総ての燃料の価格のエスカレーションがベースケースの1.5倍および2倍のケースである。検討ケースの価格を表5-5-2に示す。

表 5-5-2 燃料費高騰ケースの検討条件
(ベースケース)

		Unit	2005	2010	2015	2020	2025
Import	DO	US\$/ton	398	418	439	462	485
	FO	US\$/ton	217	228	240	252	265
	Coal-Imp.	US\$/ton			51.7	57.1	63.0
Domestic	Coal (N)	US\$/ton	24.4	26.6	29.1	31.8	36.4
	Coal (C&S)	US\$/ton	28.5	30.7	33.2	35.9	39.8
	Gas	US\$/MMBtu	3.14	3.46	3.82	4.22	4.66

(年平均価格上昇率が1.5倍の場合)

		Unit	2005	2010	2015	2020	2025
Import	DO	US\$/ton	398	439	460	494	529
	FO	US\$/ton	217	234	252	270	289
	Coal-Imp.	US\$/ton			56.4	64.5	73.3
Domestic	Coal (N)	US\$/ton	24.4	27.7	32.4	35.5	42.4
	Coal (C&S)	US\$/ton	28.5	31.8	35.6	39.6	45.5
	Gas	US\$/MMBtu	3.14	3.62	4.16	4.76	5.42

(年平均価格上昇率が2倍の場合)

		Unit	2005	2010	2015	2020	2025
Import	DO	US\$/ton	398	460	480	526	572
	FO	US\$/ton	217	239	263	287	313
	Coal-Imp.	US\$/ton			61.0	71.8	83.6
Domestic	Coal (N)	US\$/ton	24.4	28.8	33.8	39.2	48.4
	Coal (C&S)	US\$/ton	28.5	32.9	37.9	43.3	51.1
	Gas	US\$/MMBtu	3.14	3.78	4.50	5.30	6.18

輸入燃料費が高騰するケースでは、2025年における発電コストの上昇は、北部および中南部系統ともに最大0.4¢/kWhである(図5-5-8参照)。

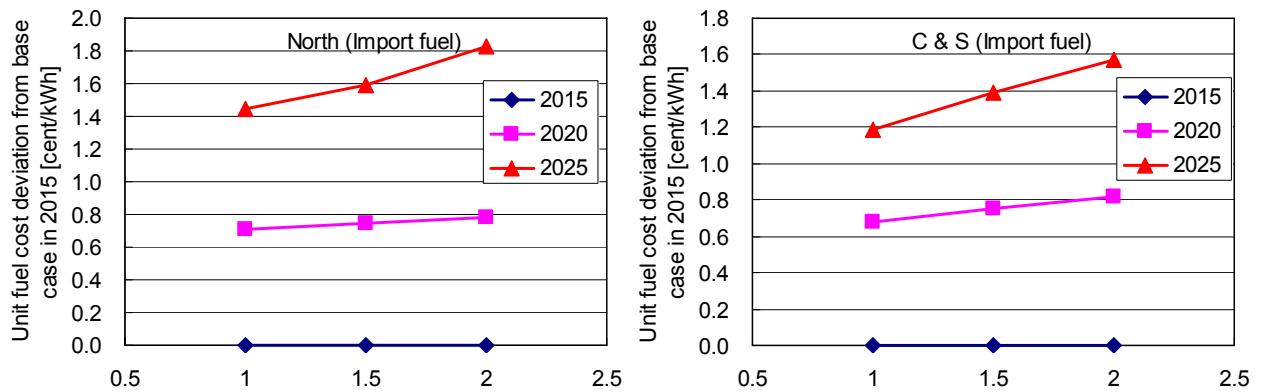


図 5-5-8 輸入燃料コスト高騰の影響

総ての燃料費が高騰するケースでは、2025年における発電コストの上昇は、北部および中南部系統共に最大0.7¢/kWhである(図5-5-9参照)。

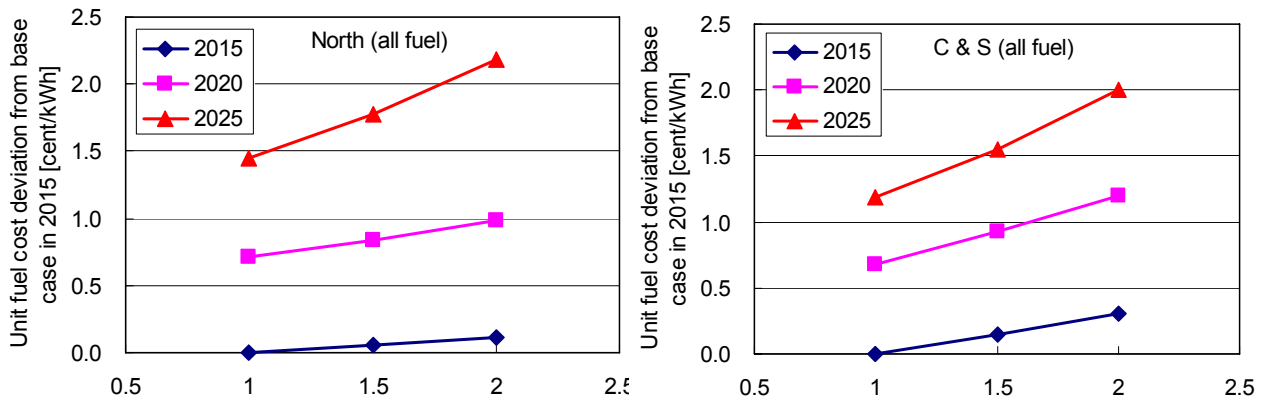


図 5-5-9 全燃料コスト高騰の影響

各種電源の年経費と設備利用率の関係を燃料費がベースケースの場合と燃料エスカレーション2倍の場合について、それぞれ図 5-5-10、図 5-5-11 に示す。図に示されるように、燃料エスカレーションが2倍となった場合には原子力発電のコストが輸入炭による石炭火力発電のコストより経済的になる設備利用率が生じる。この場合には最小費用開発計画の観点からは原子力発電の開発比率を増加させることが経済的となる。

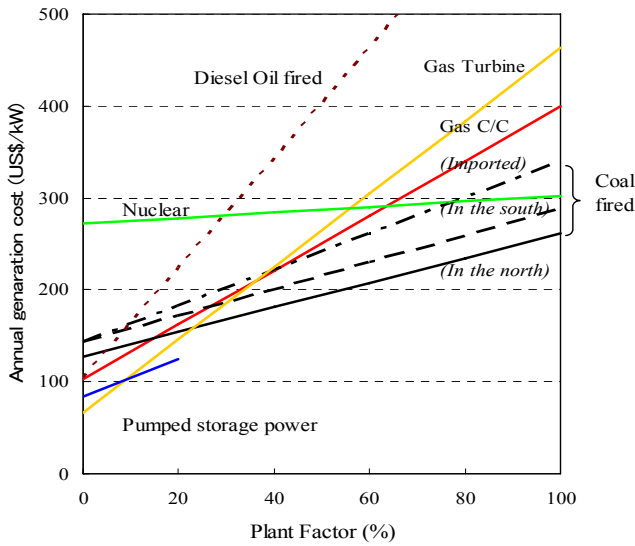


図 5-5-10 2025年における年経費と設備利用率の関係 (Base Case)

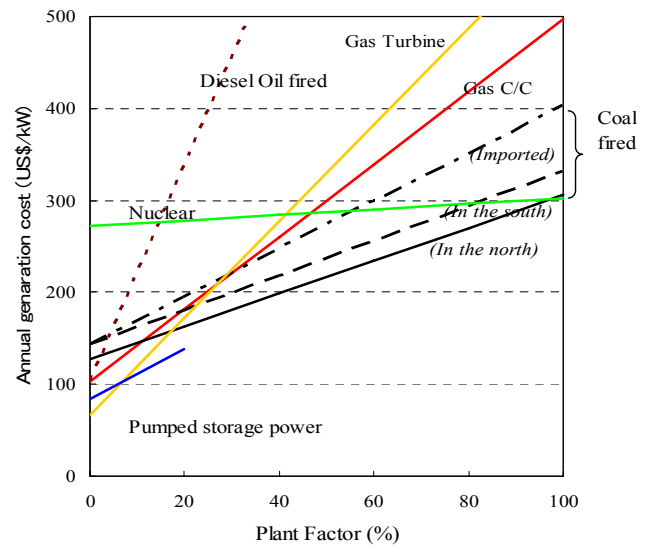


図 5-5-11 2025年における年経費と設備利用率の関係 (燃料エスカ2倍)

(4) BOT運用制約

BOT 契約では設備利用率を 75 %とする運用制約を付けている。この BOT の運用制約の影響について、ガスの供給制約年間 14 BCM から考察するため、以下の三つのケースに関して検討する。ベースケースとしては、既設 BOT プロジェクトである Phu My 2.2 および Phu My 3 の合計 1,440MW のみのケースとする。ケース 1 は、ベースケースに Phu My 4、O Mon 3, 4, 5 を加えた 3,990MW を BOT とし、ケース 2 は、ケース 1 に新規に計画しているガスコンバインドサイクル発電総てを加えた 9,030MW を BOT として設定する。

ケース 1 の場合 2025 年における年間のガス消費量は 14.5BCM であり、0.5BCM の超過となるが、実現不可能な供給量ではない。ケース 2 の場合、年間ガス消費量は 15.7BCM となり、1.7BCM 供給計画を超過するため、供給不可能となる。これは、設備利用率 75 %契約の BOT 発電はケース 2 では運用できないことを示している。

また、BOT によるガス火力発電の導入によって、大きな年経費の増減は生じない。したがって、燃料制約面からは BOT はケース 1 の Phu My 2.2, 3, 4 および O Mon 3, 4, 5 が上限となる。

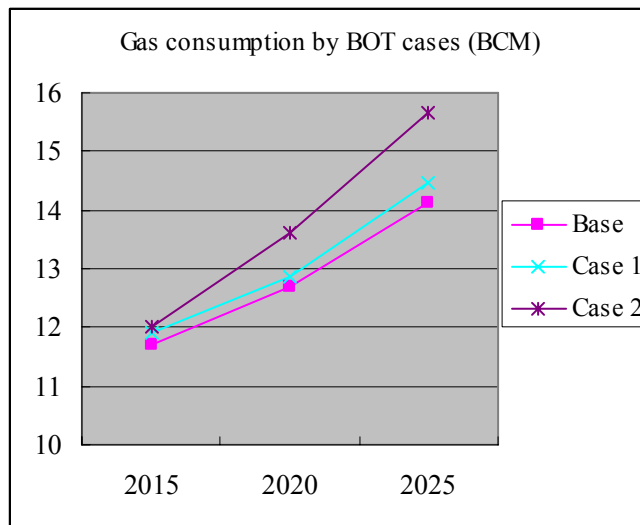


図 5-5-12 BOT導入のガス使用量への影響

また、BOT 契約発電の導入は EVN 所有のガスおよび石炭火力発電の設備利用率を低下させる。EVN 火力発電機の設備利用率はベースケースの 67%から 52%に減少する（図 5-5-13、図 5-5-14 参照）。BOT が設備利用率 75%の契約を行うのであれば、BOT はベース電源となり、EVN の火力発電機はミドルおよびピーク電源の役割を果たさなければならなくなる。これは、効率的かつ経済的な設備運用とはならない。さらに、このケースでは、ガスの供給制限（年間 14BCM）から、ガス火力発電の導入量を削減する必要がある。

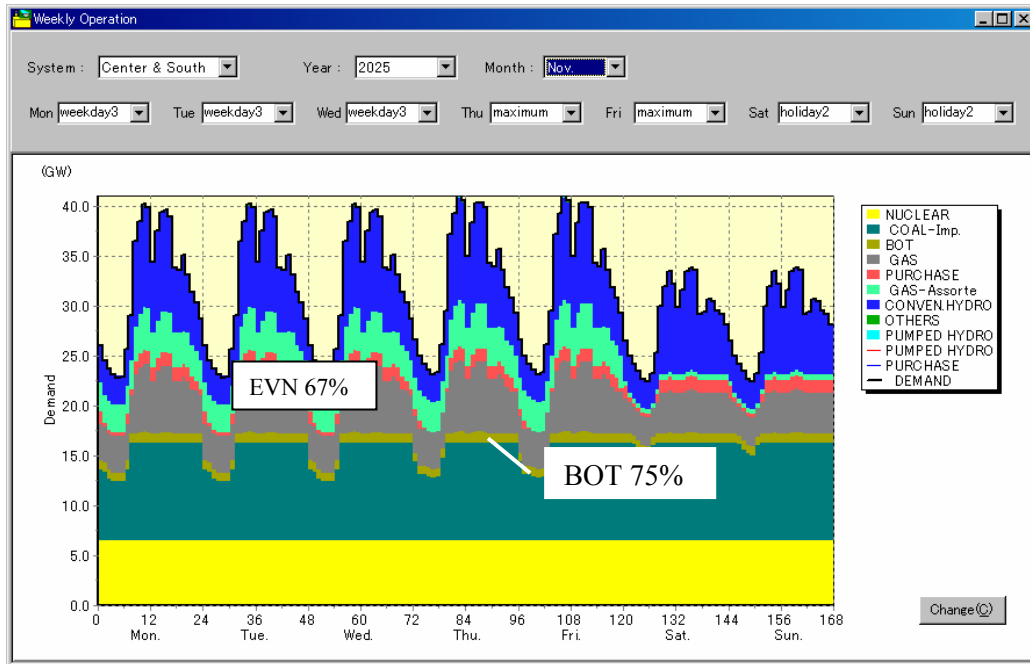


図 5-5-13 2025 年における BOT と EVN ガス火力発電の利用率 (Base Case)

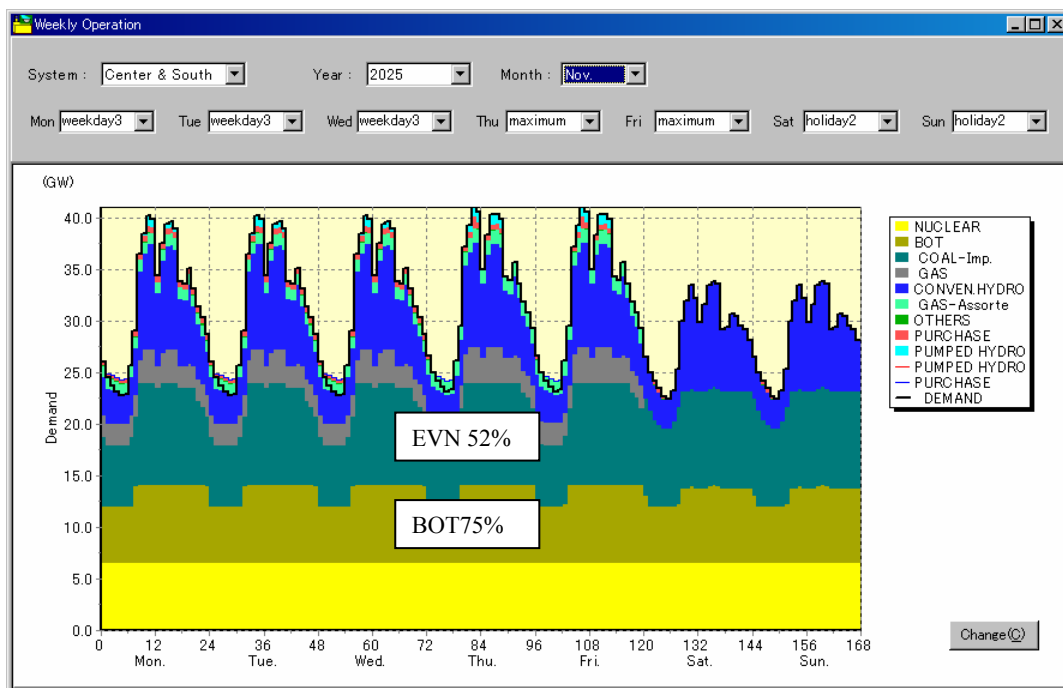


図 5-5-14 2025 年における BOT と EVN ガス火力発電の利用率 (Case 2)

5.6 2006年1月時点のPDP 6th

上記、調査団による検討結果を参照するとともに、その後の状況変化（電力輸入の可能性など）を踏まえて、IEは前述の原開発計画を見直している。

2006年1月時点におけるPDP6thの電源開発計画一覧は、添付資料5-2(1)-(5)に示すとおりである。この計画に基づく2025年までの電源種別毎の設備出力および構成比率をそれぞれ表5-6-1、図5-6-1と図5-6-2に、地域ごとの設備出力および構成比率を図5-6-3示す。

さらに、表5-6-2に最新のPDP 6thの需給バランス(Base Case: 2015-2025)を示す。

表 5-6-1 電源種別ごとの設備出力 (Base Case)

(単位 : GW)

		水力	輸入	石炭	原子力	ガス	石油	RE	揚水	合計
全 国	2005	4.0	0.2	1.5	0.0	4.1	1.0	0.1	0.0	10.8
	2010	9.4	0.7	6.5	0.0	7.5	1.7	0.5	0.0	26.2
	2015	15.3	2.7	9.2	0.0	12.5	1.3	1.1	0.0	42.0
	2020	16.0	5.0	20.8	3.0	13.9	1.3	1.7	0.6	62.2
	2025	16.0	5.0	36.2	8.0	16.1	1.3	2.4	4.2	89.1
北 部	2005	2.0	0.2	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6
	2010	3.5	0.4	6.3	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0	10.7
	2015	8.1	0.6	9.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.0	18.2
	2020	8.8	2.5	14.4	0.0	0.0	0.1	0.7	0.6	27.1
	2025	8.8	2.5	23.8	0.0	0.0	0.1	0.9	1.8	37.9
中南部	2005	2.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.8	0.0	0.0	7.2
	2010	6.0	0.2	0.2	0.0	7.5	1.6	0.1	0.0	15.6
	2015	7.3	2.1	0.2	0.0	12.5	1.1	0.6	0.0	23.8
	2020	7.3	2.5	6.4	3.0	13.9	1.1	0.9	0.0	35.2
	2025	7.3	2.5	12.4	8.0	16.1	1.1	1.4	2.4	51.2

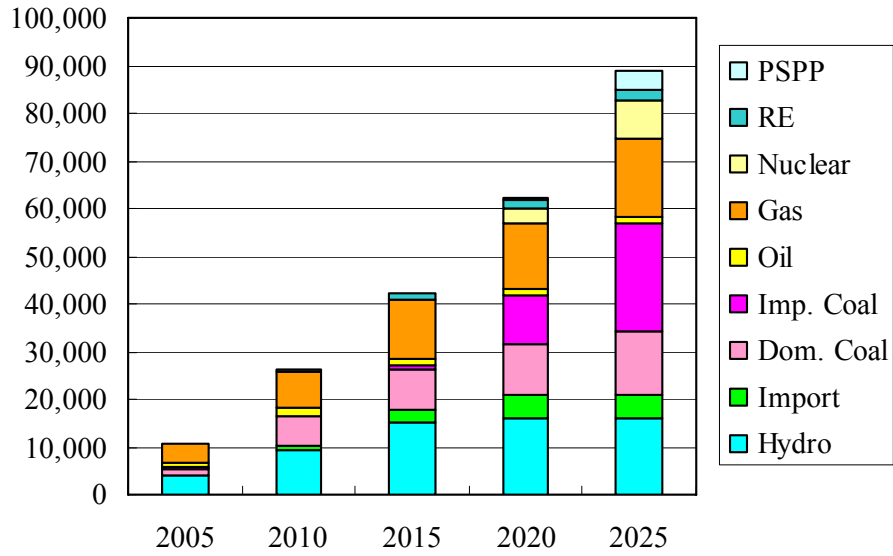


図 5-6-1 電源種別ごとの設備出力 (Base Case)

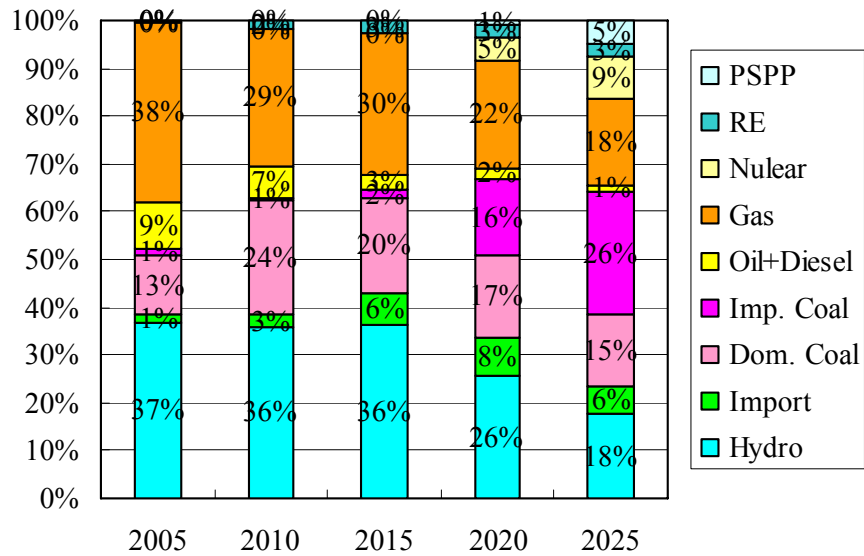


図 5-6-2 電源構成比率 (Base Case)

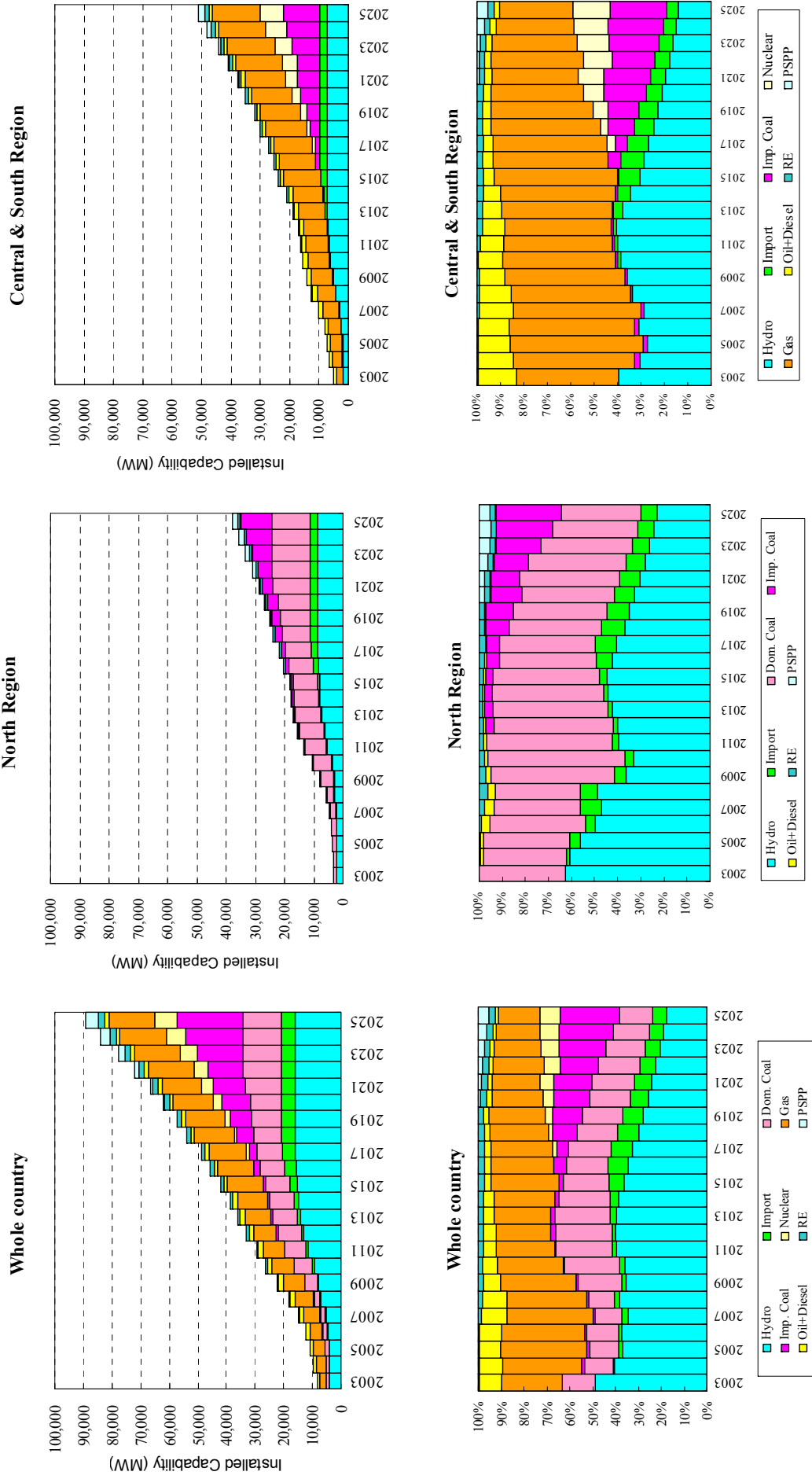


図 5-6-3 2006 年 1 月時点の PDP 6th における地域毎、電源種別毎の設備量および構成比率 (Base Case)

表 5-6-2 2006年1月時点のPDP 6thの電力需給バランス (Base Case: 2015-2025)

Fiscal Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
North Region		Coal 800									
		Small Hydro 100									
	Nho Que 140	Trung Son 310	Coal 600								
	Khe Bo, Ta Thang 115	Ban Uon 80	Bac Me 280			PSPP 600					
	Small Hydro 100	Import from Laos 382	Small Hydro 100	Coal 1800		Coal 1200	Wind 100	Coal-Import 1000	PSPP 300	PSPP 300	
	Import from China 250	Import from China 500	Import from China 500	Import from China 500	Coal 1200	Small Hydro 100	Coal 1800	Coal 600	Coal-Import 2000	Coal-Import 2000	Coal-Import 2000
	PDP N total 605	2,172	1,480	2,300	1,200	1,900	1,900	1,900	2,300	2,300	2,000
	N Peak Demand 13,480	14,681	15,926	17,281	18,715	20,285	21,994	23,824	25,799	27,837	29,959
	N Supply 14,802	16,494	18,137	20,020	21,567	23,245	25,071	27,072	29,069	31,241	33,453
	RM 9.8%	12.3%	13.9%	15.8%	15.2%	14.6%	14.0%	13.6%	12.7%	12.2%	11.7%
Center & South Region											
	Small Hydro 100		Wind 50							Wind 50	Wind 100
	CCGT-Gas 2160		CCGT-Gas 720							PSPP 300	PSPP 900
	Import from Laos 617	Coal-Import 1200	Nuclear 1000	CCGT-Gas 720	Wind 50	Coal-Import 2000	PSPP 300		Coal-Import 1800	Coal-Import 2000	CCGT-Gas 1000
	Import from Cambodia 375	Import from Cambodia 429	Small Hydro 100	Coal-Import 2000	Nuclear 1000	Small Hydro 1000	Nuclear 1000	CCGT-Gas 2160	Nuclear 1000	Nuclear 1000	Nuclear 1000
	PDP C&S total 3,252	1,629	1,870	2,720	2,050	3,150	2,500	3,160	3,200	4,050	3,100
	C&S Peak Demand 18,856	20,584	22,381	24,493	26,597	28,934	31,323	33,878	35,723	38,466	41,306
	C&S Supply 20,102	22,037	23,967	26,393	28,717	31,285	33,894	36,607	38,875	41,934	45,011
	RM 6.6%	7.1%	7.1%	7.8%	8.0%	8.1%	8.2%	8.1%	8.8%	9.0%	9.0%
	PDP Total 3,857	3,801	3,350	5,020	3,250	5,050	4,400	5,360	5,500	6,350	5,100
Fiscal Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Peak Demand	32,196	35,104	38,130	41,429	44,927	48,642	52,677	56,922	61,649	66,434	71,416
Supply Capacity	34,904	38,531	42,104	46,413	50,284	54,530	58,965	63,679	67,944	73,175	78,464
Reserve Margine	8.4%	9.8%	10.4%	12.0%	11.9%	12.1%	11.9%	11.7%	10.2%	10.1%	9.9%

(Unit: MW)

5.7 PDP 6th 最終案

工業省など関係省庁からのコメントを受けて、IEは前述の開発計画案を再度見直している。

2006年5月時点におけるPDP 6th最終案の電源開発計画一覧は、添付資料5-3(1)-(5)に示すとおりである。この最終案に基づく2025年までの電源種別毎の設備出力および構成比率をそれぞれ表5-7-1、図5-7-1と図5-7-2に、地域ごとの設備出力および構成比率を図5-7-3示す。さらに、表5-7-2にPDP 6th最終案の需給バランス(Base Case: 2015-2025)を示す。

PDP 6th最終案は2006年1月時点のものと比較して、かなり改善されている。

主な改善点ならびに今後も検討が必要な点は以下の通りである。

- 2009年-2015年間の電源設備容量が約1GW減少している。2006年1月時点の計画は電源開発の遅れを考慮し、2009年-2015年間の供給予備率は20%と、必要な供給予備率10%に比べてかなり大きかった。今回の見直しにより、供給予備率は10%程度となり、適正な供給信頼度が確保される計画となっている。PDP 6th策定後も引き続き電力需要の伸びならびに個別電源の開発状況に合わせて、随時計画を見直していく必要がある。
- ドラフトファイナルレポート作成時点では、原子力発電所の開発量を8000MWとしていたが、輸入炭使用の石炭火力発電と比較して経済性の優位性がないこと、また、技術的な課題、ならびに国民の支持を十分得られていないことから、半分の4000MWに見直された。今後とも、原子力発電所の導入に当たっては、核燃料サイクル、放射性廃棄物処理、廃炉費用などを総合的に検討しつつ、慎重に進める必要がある。
- 国内炭の生産計画の見直しに伴ない、北部Vung Anh石炭発電所が国内炭使用に変更されるとともに、北部の1000MWクラスの輸入炭使用の石炭火力発電所の開発時期が2022年から2023年以降に延期され、ユニット数も7機から5機に減少した。この結果、2025年時点での北部の輸入炭使用発電所の設備容量は10.5GWから5.0GWに減少した。今後とも、エネルギーセキュリティおよび年間発電経費上昇の抑制の観点から、国内炭の埋蔵量確認調査ならびに採掘技術の改善を推進することが望まれる。

表 5-7-1 PDP 6th 最終案の電源種別ごとの設備出力 (Base Case)

(単位 : GW)

		水力	輸入	石炭	原子力	ガス	石油	RE	揚水	合計
全 国	2005	4.0	0.2	1.5	0.0	4.1	1.0	0.1	0.0	10.8
	2010	9.2	1.0	5.0	0.0	8.2	1.1	0.5	0.0	25.0
	2015	14.2	2.1	10.2	0.0	12.7	0.5	1.4	0.0	41.1
	2020	16.2	4.9	19.9	2.0	14.9	1.2	1.9	1.2	62.3
	2025	16.4	4.9	39.1	4.0	15.7	1.2	2.3	4.8	88.5
北 部	2005	2.0	0.2	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6
	2010	3.5	0.7	4.8	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	9.8
	2015	7.3	0.8	8.2	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	16.7
	2020	8.9	2.4	13.1	0.0	0.0	0.0	0.6	0.6	25.6
	2025	9.1	2.4	21.7	0.0	0.0	0.0	0.8	1.8	35.8
中南部	2005	2.0	0.0	0.0	0.0	4.1	0.8	0.0	0.0	7.2
	2010	5.7	0.3	0.2	0.0	8.2	1.1	0.3	0.0	15.7
	2015	6.9	1.3	2.0	0.0	12.7	0.5	1.0	0.0	24.4
	2020	7.3	2.5	2.8	2.0	14.9	1.2	1.3	0.6	36.7
	2025	7.3	2.5	17.4	4.0	15.7	1.2	1.5	3.0	52.6

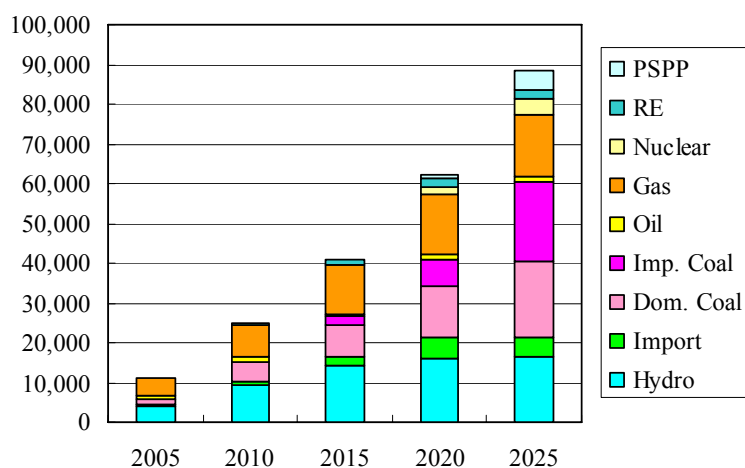


図 5-7-1 PDP 6th 最終案の電源種別ごとの設備出力 (Base Case)

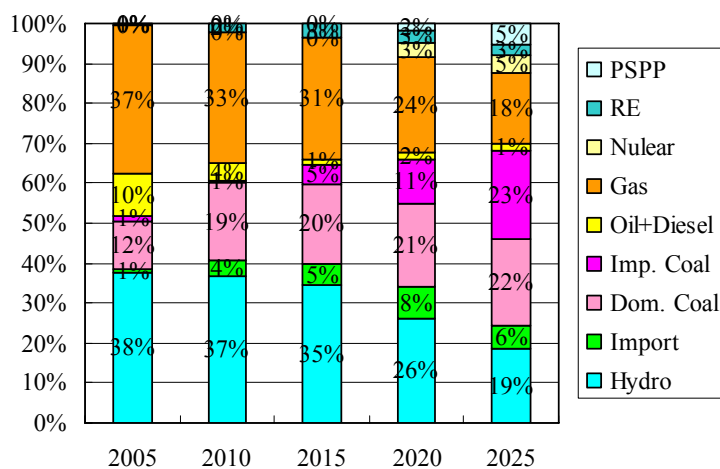


図 5-7-2 PDP 6th 最終案の電源構成比率 (Base Case)

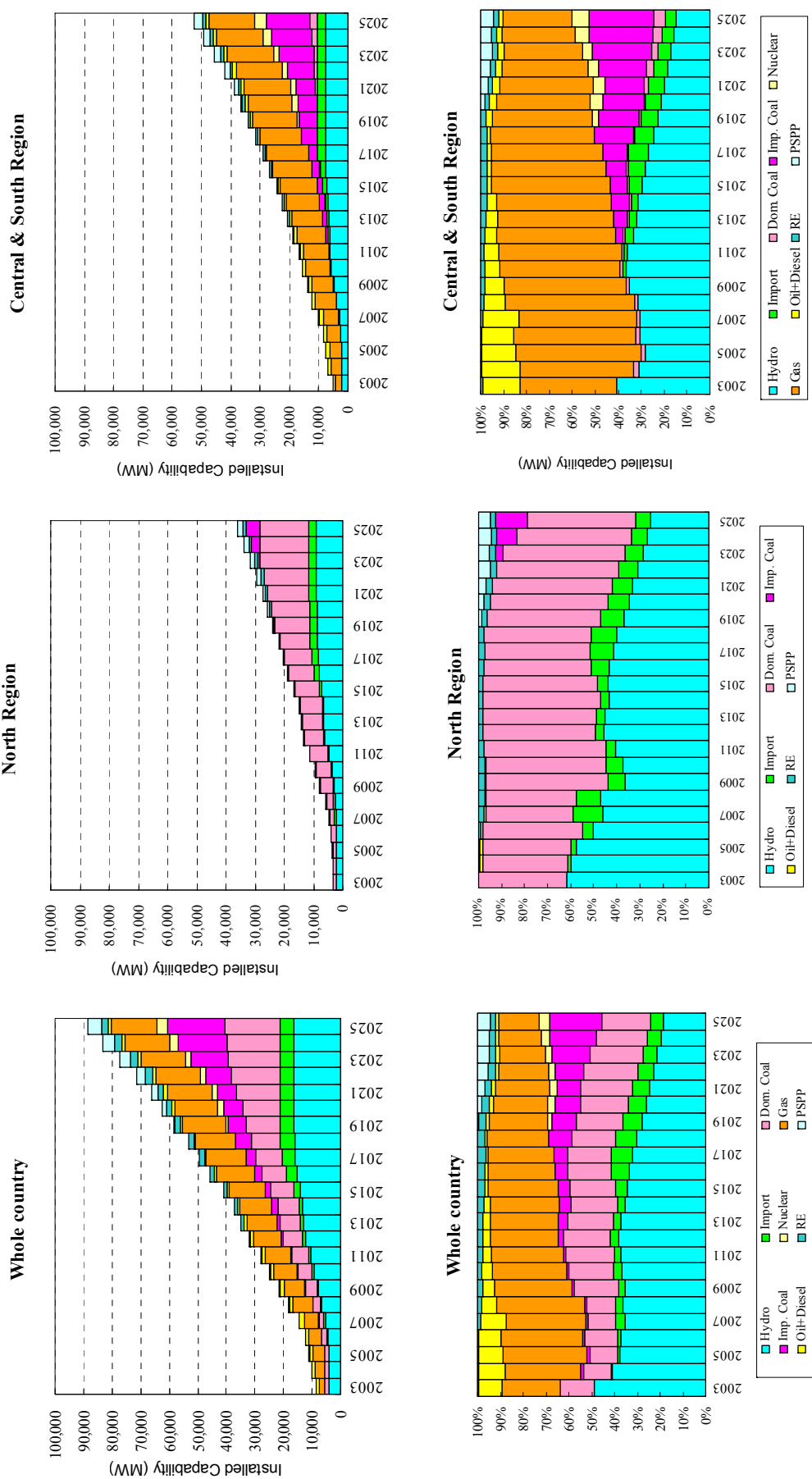


図 5-7-3 PDP 6th 最終案における地域毎、電源種別毎の設備量および構成比率 (Base Case)

表 5-7-2 PDP 6th 最終案の電力需給バランス (Base Case: 2015-2025)

Fiscal Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
North Region	Coal	500										
	Coal	500	Coal	600								
	Hua Na	140	Nho Que 3	600								
	Lai Chau #1,#2	600	Song Hieu,Ta Tang	96	PSPP	300	Wind 100	PSPP	600			
	Khe Bo	96	Lai Chau #3,#4	600	Coal	600	Nam Na	Small Hydro	Coal	PSPP	300	
	Small Hydro	100	Small Hydro	100	Bac Me	70	Coal	Coal	Coal	Coal-Import	Coal-Import	
Center & South Region												
PDP C&S total												
PDP Total												
Fiscal Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
	Peak Demand	32,196	35,104	38,130	41,429	44,927	48,642	52,677	56,992	61,649	66,434	
	Supply Capacity	34,463	38,103	41,518	45,293	49,145	53,111	58,348	62,917	67,899	72,925	
	Reserve Margine	7.0%	8.5%	8.9%	9.3%	9.4%	9.2%	10.8%	10.4%	10.1%	9.8%	

第 6 章 送電網開発計画

第6章 送電網開発計画

6.1 系統信頼度の検討方法

PDP 6th の最適な系統計画は、系統信頼度および経済性の両方からの要請を満たすように、策定される必要がある。ベトナム国全体に広がる送電システムの安定性、連系線を通じた近隣諸国からの電力融通、国内の様々なタイプの電源からの大きな経済電力融通の存在に、注意を払わなくてはならない。

PDP 6th の系統計画は、第5次MPをベースに、最新の需要想定と電源計画に基づき策定される。計画の範囲は、110 kV, 220 kV および 500 kV 系統は、2015年まで、220 kV および 500 kV 系統は 2025年までである。

一般に、系統信頼度と安定性は、ピーク需要時の系統の検討を通じて確認される。電源から需要中心に向かって一方向の潮流が流れる系統の系統信頼度と安定度は、主に、ピーク需要における検討から、チェックすることができる。一方、ベトナムの北部と南部間の潮流は、必ずしも、ピーク需要時に最大となるわけではなく、乾季/雨季あるいは、ピーク需要時/オフピーク需要時のようないくつかのケースにおいて検討を行う必要がある。

220 kV および 110 kV の系統計画は、地域のピーク需要を考慮して策定される。図 6-1-1 に、系統計画の策定手順を示す。

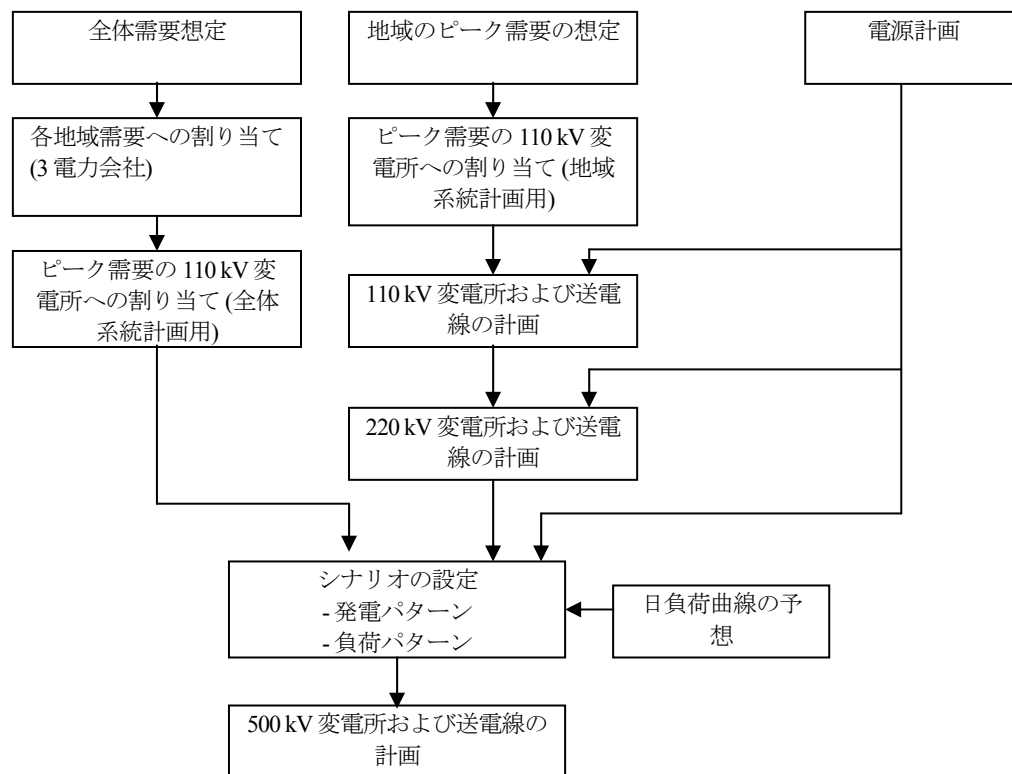


図 6-1-1 系統計画の手順

PDP 6th においては、第5次MP策定時と同様に、米国で開発された PSS/E を系統解析ソフトウェアとして使用する。図 6-1-2 に、送電網開発計画の検討フローを示す。

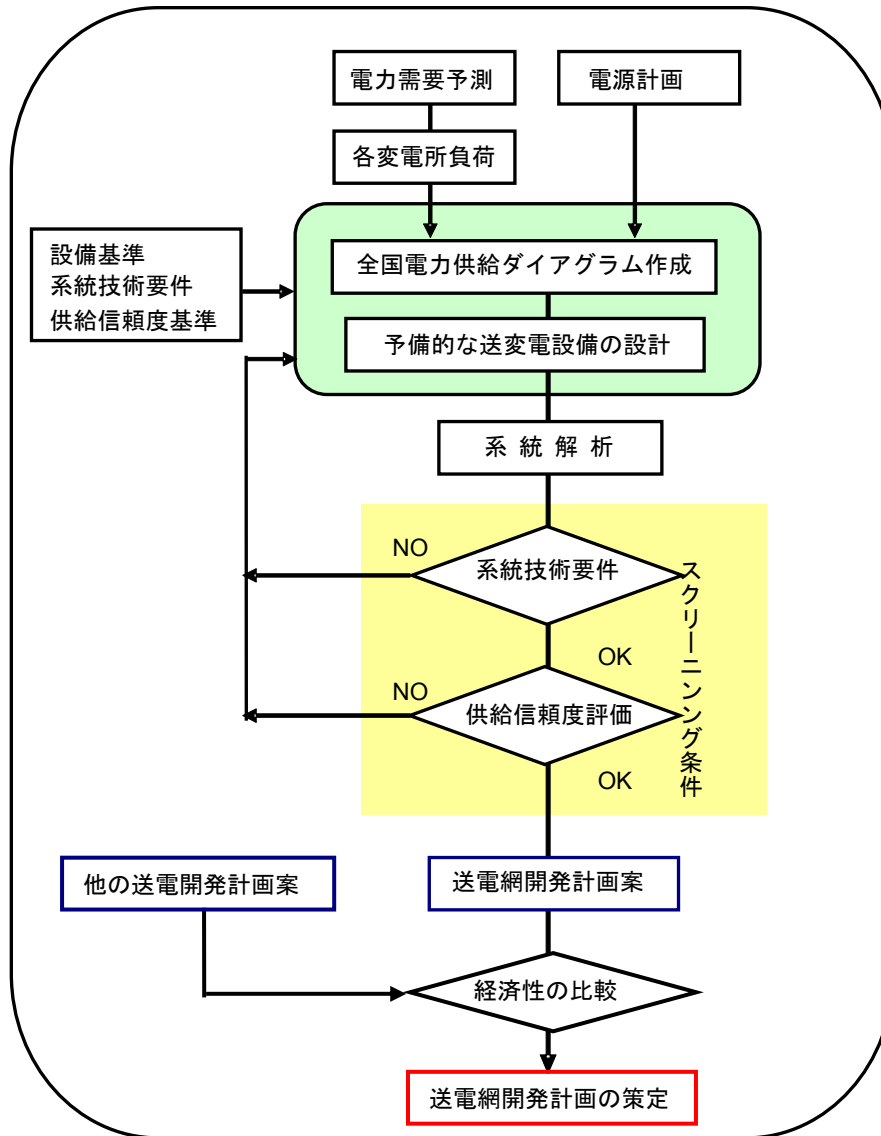


図 6-1-2 送電網開発計画の検討フロー

まず、2025 年までの予備的な系統計画を策定し、潮流、安定度および事故電流の解析を行い、需要の増加、季節間、昼夜間の需要変動、経済的な運用を行う際の発電力の調整、近隣諸国からの連系線を通じた電力融通など、いくつかのケースにおいて、系統信頼度要件を満足しているかどうかチェックする。特に、長距離送電の安定性について注意を払う。系統計画基準と照らし合わせ、検討結果が、技術的要件と信頼度を満足しているかどうか確認する。技術的要件および信頼度基準を満足していない場合には、予備的な計画を、部分的あるいは全面的に改訂する。

主に、下記の問題の有無について、チェックする。

- 潮流・電圧計算：過負荷および過電圧の発生
- 事故電流計算：過大な事故電流の発生
- 安定度計算：発電機運転の不安定性

長期的な基幹系統の計画の重要性から、本報告書は、2020年および2025年の500kV送電線の系統計画に焦点を当てる。

6.2 主な検討条件

検討条件はIEとの協議を通して決定する。500kVおよび275kV系統の、主な検討条件は、次のようになると考えられる。

電力系統は、発電機からの発電力を、変電所まで、安定でかつ継続して、送電できるように計画されるべきである。事故や予定停止によって、一つの設備が欠けた状態でも安定で継続した送電ができることが求められる。しかし、広範囲な電力系統における全ての事象を計画に織り込むことはできないため、送電線や変圧器の単一設備の欠落を仮定して、このような場合でもできるだけ安定して継続的な送電ができるように計画される。この計画基準はN-1基準と呼ばれる。

ピーク需要時に単一設備の欠落が起きた場合、一時的な現象として過電圧ならびに負荷開閉が許される。

PDP 6thに適した系統信頼度は、日本の電力セクターで適用されている既存の基準から、次のようになることが予想される。

- 送電線の潮流は、一回線事故においても、残り回線が常時容量を超過しない。
- 変圧器1台が脱落しても、残りの変圧器の負荷が、定格容量の120%までに収まること。この際、他の500kV変電所への220kV変電所の切り替えを許容する。
- 定態安定度については、2回線以上を使用している系統においては、一区間一回線であっても、安定であること。
- 過度安定度については、2回線以上を使用している系統においては、3相短絡事故で安定であること。しかし、必要に応じて、2回線における同相一線地絡事故、ルート断事故、あるいは再開路失敗などについても、重大事故の波及を防止する観点から検討する。

安定度解析の確認は、3LGOにおいて安定であるという基準に基づく。これは、3相事故が起こった後に、遮断機を開放しても安定であるべきであるという基準である。IEでは、現在、1LG-O-C-1LG-3O（一相地絡事故時、一相再開路失敗後、三相遮断）での安定性を、500kV系統の安定度評価に用いることを考えている。この条件は、3LG-Oよりも若干厳しく、高い信頼度の系統計画を策定できると考えられる。しかし、シミュレーションの手順は複雑になる。一般的に、評価は3LG-Oで行われる。日本の電力会社では、過渡安定度の確認のために使用する典型的な事故として、3LG-Oを設定している。ベトナムの系統事故電流

解析に関しては、三相短絡電流および一相地絡電流が、表 6-2-1 に示す最大許容事故電流値を超えないという条件で検討される。

表 6-2-1 最大許容事故電流と最大事故除去時間

電圧階級	最大事故電流	最大事故除去時間
500 kV	40 kA	80 ms
220 kV	40 kA	100 ms
110 kV	31.5 kA	150 ms

近隣諸国につながる地域間連系線に関しては、電源線についてのみ考慮する。ラオス国内を經由して、ベトナムの南北間を連系する送電線が、GMS 域内連系の枠内で計画されているが、建設が実現しないリスクをはらんでいる。したがって、近隣諸国からの電源線のみを考慮する。

系統計画に用いる需要は、ピーク需要とするが、軽負荷時に厳しい状況が発生する場合には、軽負荷時についても検討する。

次に示す問題点を考慮して計画する。

- 大都市内部、周辺の電力供給

数百 km 程度の長距離の 500kV 送電線に使用される電線線種は 4xACSR 330 であるが、距離が短く、大容量の方が経済的となる場合には、他の線種も検討する。

ベトナム 500kV 送電線に使用されている 4xACSR 330 mm² は、熱容量が、1 回線で 2,500 MW 程度である。数百 km 以上の送電線、たとえば、ベトナムの既設の南北連系線は、安定度から制約される容量が、熱的な容量よりも小さく、4xACSR330mm² は、十分な容量であると言える。

しかし、かなり短い送電線の場合、安定度からくる制約はそれほど大きくはなく、ACSR330mm² は十分な容量とは言えない。

ハノイやホーチミン系統に適用される変圧器の容量は、通常 450MVA であり、変電所一箇所あたりの最大変圧器台数は 2 台で、多くはない。220kV 送電線の線種および 220/110kV 変圧器の計画は、旧ソ連の規格によるところが大きく、現在のアジアの大都市のように、将来大きな需要密度を持つハノイやホーチミンの系統に対しては、設備量が多くなりすぎ、不経済になるおそれがある。たとえば、東京周辺の 500/275kV 変電所は、一箇所あたり 2,000 MW から 4,000 MW の負荷を持つが、一方、ベトナムの第 5 次 MP ではほとんどの変電所が、1,000MVA 程度の負荷しかもたないように計画されていた。東京周辺の 275 kV 送電線は、しばしば一回線あたり 1,000 MW 以上の容量を持つが、ベトナムの 220kV 送電線は、通常この半分以下の容量しかもたないように計画されていた。電圧階級の違いを考慮しても、現在の仕様は、ベトナムの将来の基幹系統としては、小さすぎると考えられる。

既存の規格は、小さな需要密度で、長距離を送電する場合には、適切で経済的であると考えられるが、高い需要密度を持ち、また、設備を敷設する土地にも制約がでてくる将来のハノイやホーチミンにおいては、規格の改善がもとめられる。

アジアの大都市周辺の 500kV 系統は、しばしば、東京や上海のように、多重リングを構成するように計画される。リング状の 500kV 系統から、需要中心までは、より低い電圧で供給する。ハノイやホーチミン市の系統構成も、多重リング型系統を指向している。

PDP6th の計画策定に使用する主な規格を表 6-2-2 に示す。

表 6-2-2 PDP 6th の計画策定に使用する標準的な 500 kV 変電所

Voltage (kV)	Capacity	Number of Transformers
500/220	900, 600, 450	1-3
220/110	250, 125, 63	1-3

東京電力の 500/275kV 変圧器の容量は、1,500 MVA であり、275 kV 変圧器の 3 から 5 倍である。

ベトナムでは、220kV において、250MVA の変圧器が通常使用されている。したがって、1,200 MVA も、500/220 kV 変圧器の容量として、適切と考えられる。

PDP6th の計画策定に使用する 500 kV および 220 kV の標準的な線種を表 6-2-3 に示す。

220 kV: 250 MVA x 3 or 4, 500 kV: 1200 MVA x 3 or 4 のような大容量の変電所を適用する場合、送電区間が重潮流になる場合がある。経済的な系統構成のため、大容量の線種を考慮すべきである。

表 6-2-3 PDP 6th の計画策定に使用する標準的な電線線種

Voltage (kV)	Type	Number of Conductors
500	410, 610	4
220	610, 810	2

● 北部地域から中南部地域間の潮流

2020 年付近では、北部地域には、水力発電所や石炭火力発電所のようなベース電源が多く、Ha Tinh から中南部地域への潮流が増加する傾向にあることから、Ha Tinh と Da Nang 間に N-1 基準を適用すると、国内の電源の分布によっては、制限を越える潮流が流れることがある。

この場合、次のような代替案が考える必要がある。

- 様々な発電パターンに対応できるように、Ha Tinh と Da Nang 間の送電線を増強する。
- 北部地域から中南部地域への潮流が制限値を超えないように、発電パターンに制限を設ける。あるいは、北部から中南部間の連系線を開放する。
- 発電所の設置場所を変更する。

本系統計画では、北部と中南部間の潮流は、1,000 MW 以内になるように計画する。しかし、引き続き、上記の対策の比較を、長期の最適な系統計画および発電所運用計画と共に実施すべきである。

2020 年と 2025 年の送電網開発計画の最適化検討を行う上で、次の点に留意する必要がある。北部南部間に大きな潮流を許容する場合、送電設備のコストが高くなるが、原価の低い発電

力を幅広く活用できる。また、事故により発電機が停止しても、他地域からの電力融通が期待でき、発電予備力を削減できる。一方、地域ごとに、需要と供給をバランスさせると、送電線のコストは削減でき、送電システムの安定性は改善される。

つまり、北部南部間の送電線の最適化は、送電線の容量と発電所を含めたシステム全体のコストと信頼度を考慮して決められる。具体的に言えば、現在2回線ある北部南部間の送電線の回線数を増やすべきかどうかの検討が実施されることとなる。

たとえば、北部の石炭火力は、図 6-3-1 に示したように、南部と比較し、より安い電力を発電できる。しかし、このケースでは、北部南部間の送電容量の増加が必要となり、送電線の建設コストが増加する。

さらに、長距離の送電は、系統信頼度を低下させる。一方、南部地域への発電所の建設は、北部から南部へ長距離の燃料輸送を伴い、発電コストは増加するものの、送電線の建設費が減少する可能性がある。

なお、北部から南部への送電損失は、最大で 10%程度、平均で 6%程度である。

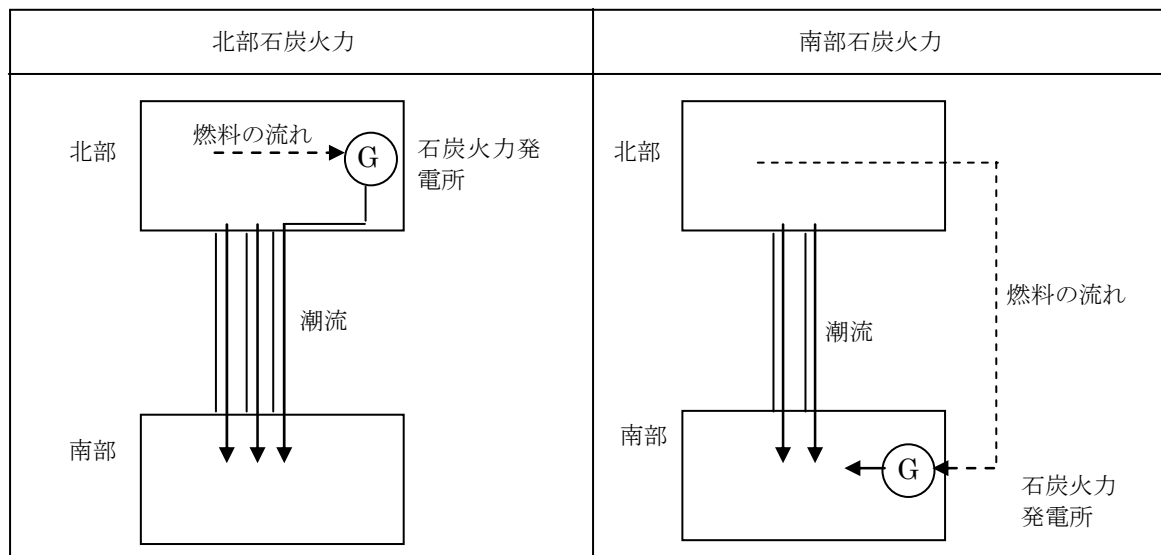


図 6-2-1 発電所立地点と送電線増強についての検討シナリオの一例

● 中部から南部への潮流

中部から南部海岸にかけて、原子力発電所、大規模石炭火力発電所およびラオスからの大規模水力発電力の輸入計画がある。中部から南部への潮流は、Plei Ku-Tham Dinh 間で N-1 基準の制限容量を超える。このため、中部と南部間で、500kV 送電線の大規模な増強が必要となる。

日本では、多くの回線数増加を伴う 500kV 送電線の大幅な増強が将来予想されたとき、1,000 kV 系統の導入が検討され、1,000 kV 用の鉄塔が実際に設計され建設された。現在、中国でも、このような超電圧の系統が検討されている。将来のベトナムの系統においても、このような代替案を検討する必要があると考える。

● 電圧調整

ベトナムの系統は、南北 1,500km に広がっており、発電所の最適な運用により、大きな潮流の変化を引き起こす。ハノイ市やホーチミン市などの大規模な需要地帯では、昼夜間、あるいは季節間で電圧の変化が大きく、静的な調相設備のみでは、調整するのが困難である。電力用コンデンサあるいは分路リアクトルの開閉操作の自動化、SVC（サイリスタ制御無効電力調整装置）あるいは同期調相機など、自動的に無効電力を調整する装置が将来、必要になるだろう。詳細な無効電力補償計画は、詳細な無効電力負荷予想を必要とするが、長期の無効電力負荷の予想は困難である。翌年の系統の解析を実施、一年ごとに調相設備計画を策定することが望ましい。

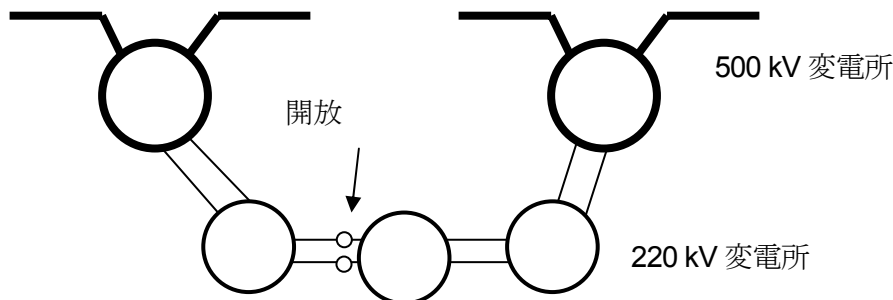
● 事故電流の増大

東京、上海、台湾など、アジアの大都市の系統に共通の問題として、事故電流の増加がある。需要密度の増加は、大規模の電源を伴った、多くの送電線を必要とし、これが、遮断機の遮断能力を脅かす。

事故電流増大に対して、次の対策が、考えられる。

- 系統の分割運用
- 高い遮断性能を持つ遮断機の採用
- 高インピーダンス変圧器の適用

分割運用の一方法を以下に示す。220kV 系統の遮断器を、ある区間で開放し、事故電流を抑制する。



● 直列コンデンサ

直列コンデンサの設置は、低周波数の電氣的な共振を引き起こす。この周波数が、原子力発電所や、火力発電所などのタービンの機械的共振点に一致すると、発電機が振動して、系統から脱落し、大停電を引き起こす。多くの直列コンデンサが設置されると、共振周波数の把握が困難となる。そのため、直列コンデンサの設置は、北部南部間の送電線に限定すべきである。

● 2025年の計画のための安定度の考察

通常、安定度計算は複雑で容易ではないが、重要である。白紙の上の系統計画で、粗い安定度評価が求められる場合、次の考察が便利である。

- 500 kV 送電線はおよそ 0.1%/km のリアクタンスを持ち、電線線種には依存しない。
- 500 kV 送電線は、1 回線で、100 km を 5,000 MW までなら安定に送電できると言われている。(N-1 基準を採用したときの 2 回線送電線の最大電力とほぼ同じ)
たとえば、200km なら、1 回線の最大電力は 2,500 MW である。(N-1 基準を採用したときの 2 回線送電線の最大電力は、約 2,500 MW である。)

$$\text{概算安定潮流} = \text{残り回線数} \times 5,000 / (\text{“送電線の長さ” (km)} / 100 \text{ (km)})$$

- “送電線の長さ”は、以下のように計算される。
たとえば、ベトナムの最初の 500kV 送電線は、1,500 km で、60%の補償を受けている。このため、送電線の長さは、600 km とみなせる。(1500km の 40%) 600 を、上記の公式の“送電線の長さ”に代入すると、結果は 833MW となり、良い近似を与える。
他の例として、南北間送電線 Ha Tinh から PleiKu まで 2 回線 (4 つの区間に分かれている) をあげる。一回線が一区間から脱落した場合の、安定に送電可能な電力を計算する。
“各区間の送電線の長さ”は、 1500×0.4 (直列コンデンサの補償による) $= 150$ km
“送電線の長さ”は、 150 (一回線脱落) $+ 150/2$ (2 回線) $+ 150/2 + 150/2 = 940$ km
940 を、“送電線の長さ”に代入すると、結果は 1333MW となる。

これらの粗い評価結果は、詳細な系統安定度解析でチェックする必要がある。

6.3 2020年および2025年の500kVおよび220kV系統の検討

調査団は、500 kV および 220 kV 系統を含むベトナムの系統データを、2005年9月時点の情報織り込んで準備し、IEと協議を行う。現在、IEではPSS/Eソフトウェア用のデータを更新し、解析を行っている。500kV系統の計画は次の解析を基に、決定される。

- 潮流
- 安定度
- 事故電流

地域ごとの発電所と220kV変電所の需要想定を次に示す。ただし、表中の数値は発電所の容量（最大の発電力）と最大負荷を示し、容量と負荷の差は、ピーク時の電力余剰あるいは不足分とは一致しない。

(1) 北東エリア

北東エリアは、Mong Duong 石炭火力および Quang Ninh 石炭火力発電所の開発計画があり、500 kV 系統に接続される。また、Hai Phong 石炭火力発電所や、Uong Bi 石炭火力発電所などの発電所が220 kV 系統に接続される。一方、このエリアの負荷は、発電出力と比較し、小さい。このエリアからハノイ方面へ大きな潮流が流れ、ハノイ方面へ2020年まで3回線程度、2025年まで4回線程度の500kV送電線が必要になる。

表 6-3-1 北東エリアの発電所と220kV系統の負荷（2020年および2025年）

Power Station	2020		2025	
	500kV	220kV	500kV	220kV
Mong Duong	2000		2000	
Uong Bi		105		105
Uong Bi MR1&2		600		600
N.Duong		100		100
C.Ngan		100		100
ND Hai Phong		1200		1200
ND Cam Pha		600		600
ND Quang Ninh	900	300	900	300
Son Dong		400		400
Mao Khe		400		400
New Imp. Coal #4			1000	
New Imp. Coal #5			1000	
New Imp. Coal #6			1000	
	2900	3805	5900	3805

Substation	2020		2025	
	220 kV	220 kV	220 kV	220 kV
BacCan	159	220		
BacGiang1,2	575	800		
CaiLan	232	400		
HoanhBo	290	400		
UongBiMR	145	300		
CamPha	159	300		
TrBach	400	400		
DongHoa	400	400		
VatCach	400	400		
NDHPhong	200	400		
DinhVu	400	600		
DoSon	200	400		
BacSongCam	200	400		
CaoBang	142	200		
LangSon	336	500		
	4239	6120		

(2) 北西エリア

このエリアは、ソンラ水力発電所、ライチャウ水力発電所および揚水式発電所などの大規模水力発電所の開発計画があり、2020年には、最大約 4,000MW 程度、2025年には、最大 3,000MW 程度の発電出力が、ハノイ方面に送電される。

表 6-3-2 北西エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)

Power Station	2020		2025		Substation	2020	2025
	500kV	220kV	500kV	220kV			
Thac Ba		108		108	HBinh220	350	500
Tuyen Quang (NaHang)		342		342	LaoCai	478	700
Thai An		44		44	LChau220	200	300
Na Le		90		90	HaGiang	165	250
Nam Mu		11		11	TXSonla	203	300
Na Loi		9		9	SLa220	70	100
Van Chan		35		35	LuuXa	400	600
Ngoi Bo		35		35	ThNguyen	400	500
Minh Luong		22		22	TQuang	246	400
Nam Dong-Suoi Sap		22		22	YenBai	276	404
Ban Ve (Ban La)		300		300			
Khe Bo		68		68			
Song Hieu		53		53			
Coc San		40		40			
Chu Linh		30		30			
Seo Chung Ho		22		22			
Ban Chat		200		200			
Huoi Quang		560		560			
Cua Dat		97		97			
Nam Chien		210		210			
Nho Que		140		140			
Son La	2400		2400				
Lai Chau	1200		1200				
Bac Me		280		280			
Thuy dien nho mien Bac moi		100		100			
Thuy dien tinh nang	600		600				
	4200	2818	4200	2818		2788	4053

(3) ハノイエリア

ハノイエリアは、Hoa Binh 水力発電所や、Pha Lai 石炭火力発電所などの、大容量の発電所がある一方、負荷が極めて大きいため、他エリアよりこのエリアへ大きな潮流が流れる。

表 6-3-3 ハノイエリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)

Power Station	2020		2025		Substation	2020	2025
	500kV	220kV	500kV	220kV			
Nhap khau TQ	1500		1700		BacNinh1,2	600	1000
Pha Lai 1		400		400	BacNinh500	400	400
Pha Lai 2		600		600	PhaLai	400	400
Hoa Binh		1920		1920	HDuong1	400	600
					HDuong2	300	600
					TrangBach cap	100	100
					XuanMai	400	600
					HaDong	400	400
					SonTay	250	400
					HoaLac	400	600
					TayHN	580	600
					Chem	400	600
					MaiDong	507	700
					AnDuong	580	700
					VanTri 1,2	580	1200
					SSon220	300	400
					DongAnh	400	600
					SaiDong	400	600
					PhuLy	300	400
					HaNam	300	400
					PhoNoi	400	400
					PhoNoi500	150	400
					PhoCao	300	400
					PhuTho	319	400
					VTri220	400	600
					PhucYen	250	400
					VinhYen	400	550
						10215	14450
	1500	2920	1700	2920			

(4) ハノイ市南部エリア

2025 年までに、Thai Binh 石炭火力発電所などの計画があるが、このエリアの需要と供給の差は大きくはない。

表 6-3-4 ハノイ市南部エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)

Power Station	2020		2025		Substation	2020	2025
	500kV	220kV	500kV	220kV			
Ninh Binh		100		100	NinhBinh	350	400
Ninh Binh MR		300		300	NBinhMR	200	400
New Imp. Coal #1- Thoi Bonh				600	NamDinh1,2	400	600
New Imp. Coal #2- Thoi Bonh				600	TXuyen	250	400
New Imp. Coal #3- Thoi Bonh				600	ThaiBinh	577	844
	0	400	0	2200		1777	2644

(5) 北部中央海岸エリア

このエリアは、2020年までに Ngi Son 石炭火力および Vung An 石炭火力の2つの発電所の開発計画があり、この発電出力だけで、6000MWに達し、500kV系統に接続される。一方、このエリアの負荷は、発電出力より小さく。そのため、このエリアからハノイ方面へ、大きな潮流が流れ、3回線以上の5000kV送電線が必要となる。

表 6-3-5 北部中央海岸エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)

Power Station	2020		2025	
	500kV	220kV	500kV	220kV
Hua Na		180		180
Ban Uon		80		80
Trung Son		310		310
Nhac Han, Ban Coc, Huong Son		100		100
L1. Nam Mo		95		95
Import from Lao (Nam Theun)		382		382
Nghi Son I-220kV		600		600
Nghi Son II-500kV-Import coal	2400		2400	
Vung Ang I	1200		1200	
Vung Ang II- Import coal	2400		2400	
	6000	1747	6000	1747

Substation	2020		2025	
	220 kV	220 kV	220 kV	220 kV
HTinh220	300		400	
ThachKhe	200		200	
Vungang	100		200	
QuynhLuu	400		400	
DoLuong	200		200	
Vinh1,2	400		800	
BimSon	300		400	
ThanhHoa1,2	600		800	
Tay ThanhHoa			300	
NghiSon	400		400	
	2900	4100		

図 6-3-1 に、上記ベトナム 5 エリアの、ピーク時の需給バランスと、概略の潮流を示す。ハノイ周辺から、放射上に、ハノイ市内に向けて、潮流が流れる。



図 6-3-1 ベトナム 5 エリアのピーク時の需給バランスと概略の潮流

(6) 南部中央海岸エリア

2020年までに、Quang Tri 石炭火力発電所が建設されるが、このエリアの合計負荷は、発電力より大きい。Da Nang 石炭火力発電所が2025年までに建設され、余剰電力は、南部方面に送電される。

表 6-3-6 南部中央海岸エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)

Power Station	2020		2025		Substation	2020	2025
	500kV	220kV	500kV	220kV			
New Imp. Coal #7-Quang Tri			1000		Hoakhanh1	250	360
New Imp. Coal #8-Quang Tri			1000		LienChieu	150	200
New Imp. Coal #9-Quang Tri			1000		DNang220	400	600
New Imp. Coal #10- Đà Nang			1000		Quan3	140	200
New Imp. Coal #11-Đà Nang			1000		BaDon	200	250
New Imp. Coal #12-Đà Nang			1000		DongHoi	210	350
Thuy dien nho mien Trung		200		200	TamKy	300	400
A Vuong		210		210	Chulai1,2	400	550
Quang Tri (Rao Quan)		64		64	DSoi220	300	400
DakDrinh		100		100	ThDpDQ	190	300
Plei Krong		100		100	Qngai	200	320
Thuong Kon Tum		220		220	DongHa	250	350
Song Con 2		70		70	VinhLinh	200	330
Dak Mi 4		210		210	Hue1	400	550
Dac Mi1		210		210	Hue2	300	400
Song Boung 2		108		108	Hue3		260
Song Boung 4		165		165			
Song Boung 5		85		85			
ND Khi mien Trung				720			
	0	1742	6000	2462		3890	5820

(7) 南部北東部エリア 1

2025年までに、大規模の石炭火力発電所、Tuy Hoa の計画がある。

表 6-3-7 南部北東部エリア 1 の発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)

Power Station	2020		2025		Substation	2020	2025
	500kV	220kV	500kV	220kV			
Song Ba Ha		220		220	QuiNhon	477	752
South Coal #8 (Tuy Hoà)			1000		NTran220	450	709
South Coal #9 (Tuy Hoà)			1000		CamRanh	327	515
South Coal #10 (Tuy Hoà)			1000		TuyHoa	245	387
An Khe-Ka Nak		163		163			
Song Hinh		70		70			
Vinh Son		66		66			
	0	519	3000	519		1500	2362

(8) 南部北東部エリア 2

このエリアは、ドンナイ水力発電所、Binh Thuan コンバインドサイクル火力発電所、原子力発電所および揚水式水力発電所の計画があり、大電源地帯となる。2020年には、6,000MW以上、2025年には、10,000MW以上の電力が主にホーチミン方面に流れ、このエリアからホーチミンへの数回線の500kV送電線が必要となる。

表 6-3-8 南部北東部エリア 2 の発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)

Power Station	2020		2025		Substation	2020	2025
	500kV	220kV	500kV	220kV			
Dien gio, NL moi,...		100		100	PhanTh	500	800
Da Nhim		160		160	DucTrong	100	200
Ham Thuan		300		300	DaLat	150	250
Da Mi		177		177	DaiNinh	80	100
Dai Ninh		300		300	BaoLoc	150	200
Dong Nai 3		180		180	LNhom	200	200
Dong Nai 4		340		340	HamThuan	80	100
Dong Nai 2		78		78	ThapCham	204	293
Dong Nai 5		173		173	DNgtu220	54	78
Duc Xuyen		52		52	DaNhim	82	117
Thuy dien tich nang	800		800				
New CC #4 (Binh Thuan 1)		720		720			
New CC #5 (Binh Thuan 2)		720		720			
DNT #1	1000		1000				
DNT #2	1000		1000				
DNT #3	1000		1000				
DNT #4	1000		1000				
DNT #5			1000				
DNT #6			1000				
DNT #7			1000				
DNT #8			1000				
	4800	3300	8800	3300		1600	2339

(9) 中央高原エリア

このエリアは、プレイク変電所、ヤリ水力発電所があるエリアであり、ラオスからの大規模水力発電所からの電力とあわせ、南北 500KV 送電線を通じて、南部地域へ送電される。

表 6-3-9 中央高原エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)

Power Station	2020		2025		Substation	2020	2025
	500kV	220kV	500kV	220kV			
Yaly		720		720	KrongBuk	314	494
TDN Tay Nguyen		100		100	BMThuat	150	172
Se San3		260		260	Daknong	100	200
Se San3A		108		108	Pleik220	423	637
Dak Rtih		72		72	KonTum	161	242
EaKrong Hnang		65		65			
Buon Kuop		280		280			
Dam Bri		72		72			
Song Tranh		160		160			
Buon Tua Srah		85		85			
Serepok 3		220		220			
Serepok 4		28		28			
Se San 4		360		360			
L4. Xekaman 3		248		248			
Xe Kaman 1	396		396				
L6. Sekong 4	464		464				
L3. Nam Kong 1	229		229				
L7. Sekong 5	388		388				
Nhap khau CPC (H.Sosan 3)		375		375			
	1477	3153	1477	3153		1148	1744

(10) ホーチミンエリア

ホーチミンエリアは、Tri An 水力発電所、Phu My ガス火力発電所、Nhon Trach ガス火力発電所などの、大容量の発電所がある。一方、負荷が極めて大きいため、他エリアより、このエリアへ大きな潮流が流れる。

表 6-3-10 ホーチミンエリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)

Power Station	2020		2025		Substation	2020	2025
	500kV	220kV	500kV	220kV			
Tri An		400		400	PhuMy220	400	400
Phu My 2-1		430		430	MyXuanA	300	400
Phu My 2-1 MR		450		450	KCNPhuMy2	100	400
Phu My 4	450		450		BaRia	200	300
Phu My 1		1090		1090	VungTau	300	400
Phu My 2.2	720		720		XuanLoc	400	600
Phu My 3	720		720		SMay220	400	600
Ba Ria		386		386	LThanh1,2	600	800
Formosa		300		300	AnPhuoc	400	600
Amata+Vedan+Bourbon		109		109	LongBinh	400	400
Nhon Trach II #1 CC		330		330	BienHoa	400	600
Nhon Trach II #2 CC		330		330	TamPhuoc	600	600
GT-GE - Nhon Trach		428		428	LongKhanh		400
CC-GE I (2x117+100MW)-Nhon Trach		330		330	TriAn	200	400
CC-GE II (2x117+100MW)-Nhon Trach		330		330	NTrac220	400	400
ND +TBK Thu Duc		278		278	TDBac220_1,2	600	1200
Hiep Phuoc		375		375	HoaBinhPhuoc	400	650
					HMon220	600	650
					CatLai	600	650
					ThuDuc	400	650
					NhBe220	600	650
					TaoDan	600	650
					BChanh1,2	400	1200
					PLam220	600	650
					TanBinh	600	650
					NamSGon	400	650
					VinhLoc	400	650
					TangNhonPhu	400	650
					CuChi	400	650
					Taybac CuChi	400	650
					Quan2	400	650
					HiepPhuoc	300	300
	1890	5566	1890	5566		13200	19100

(13) 南部南西部エリア

このエリアは、O Mon 火力発電所および Soc Tran および Tra Vinh に大規模の石炭火力発電所が計画されている。2020年には、約 6000MW の電力がこのエリアよりホーチミン市に向けて供給される。

表 6-3-13 南部南西部エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)

Power Station	2020		2025		Substation	2020	2025
	500kV	220kV	500kV	220kV			
ND +TBK Can Tho		150		150	ChauDoc	340	489
O Mon I		600		600	LXuyen	299	430
O Mon II	720		720		BacLieu	439	642
O Mon III		660		660	BenTre	326	469
O Mon IV (New CC3)	720		720		CaMau	420	614
O Mon V (New6)	720		720		OMon220	250	300
Ca Mau		1440		1440	TraNoc	286	400
New CC #7 (Cai Lay 1)		720		720	CanTho	450	600
New CC #8 (Cai Lay 2)		720		720	CamPuch	200	200
South Coal #1 (Soc Trang1)		600	600	600	CaoLanh	272	400
South Coal #2 (Soc Trang2)	600		600		SaDec	190	350
South Coal #3 (Tra Vinh 1)	1000		1000		ThotNot	180	263
South Coal #4 (Tra Vinh 2)	1000		1000		HonDat	408	587
South Coal #5 (Tra Vinh 3)	1000		1000		Kluong	245	400
South Coal #6 (Soc Trang 3)			1000		SocTrang	580	830
South Coal #7 (Soc Trang 4)			1000		TraVinh	399	583
					CaiLay1,2	435	800
					VinhLong	272	391
	5760	4890	8360	4890		5990	8749

上記に記載した発電所のほかに、5,000MW の石炭火力発電所が、南部エリアに計画されている。

6.4 2025年までの500kV系統 送電線開発計画案

6.3で述べた電源計画と需要想定の地域的なバランスを基本データとして、6.2で述べた検討条件と系統設備の基本仕様を適用して、2025年までの500kV系統の計画を策定する。

次の表は、500kV系統計画の案であるが、詳細な検討により、修正される可能性がある。しかし、予備的なレベルでは、適切なものである。

500 kV 送電線 2006-2015

名前		線種	回線数	x	km
起点	終点				
Quang Ninh	Thuong Tin	ACSR4x330	2	x	151
Quang Ninh	Soc Son	ACSR4x330	1	x	140
Quang Ninh	Mong Duong	ACSR4x330	2	x	25
Son La	Soc Son	ACSR4x330	2	x	200
Son La	Hoa Binh	ACSR4x330	1	x	180
Son La	Nho Quan	ACSR4x330	1	x	240
Son La	Huoi Quang	ACSR4x330	2	x	25
Son La	Lai Chau	ACSR4x330	2	x	180
Phu Lam	O Mon (to Long An)	ACSR4x330	1	x	25
Branch Hoc Mon	Hoc Mon	ACSR4x330	2	x	10
Song May	Thu Duc	ACSR4x330	2	x	20
Phu My	Song May	ACSR4x330	2	x	63
Song May	Tan Dinh	ACSR4x330	1	x	40
Branch Nhon Trach		ACSR4x330	4	x	3
Mon Duon	Qung Ninh		2	x	25
Vung An	T off		2	x	20
Nghi Son	T off		2	x	40

Total 2,155 km

(直列コンデンサは、仮定していない)

500 kV 送電線 2015-2020

名前		線種	回線数	x	km
起点	終点				
PSPP north	Pai taking		2	x	20
Ngi Son	Thai Binh		1	x	80
Thai Binh	Thuong Tinh		1	x	80
Doc Soi	Na Trang		1	x	300
PSPP south	Di Linh		2	x	85
Nuclear PP	Tan Dinh		2	x	280
Nuclear PP	Di Linh		1	x	70
Nuclear PP	Na Trang		1	x	60
Nuclear PP	New CC		1	x	130
New CC	Song May		1	x	150
Tra Vinh	My Tho		2	x	150
Soc Trang	O Mon		2	x	100
Thuong Tinh	Dong An		2	x	20
Dong An	Soc Son		2	x	20
West HCM taking					

Total 2,220 km

(Doc Soi – Na Trang 間に、直列コンデンサを仮定)

2020年までの500kV変圧器

(MVA)

	2005			2015			2020		
Hoa Binh	450	x	2	450	x	2	450	X	2
Ha Tinh	450	x	1	450	x	2	450	X	2
Plei Ku	450	x	1	450	x	1	450	X	1
Nho Quan	450	x	1	450	x	2	450	X	2
Thuong Tin	450	x	1	450	x	2	1200	X	2
Quang Ninh				450	x	2	450	X	2
Soc Son				1200	x	1	1200	X	2
Viet Tri				1200	x	1	1200	X	1
Son La				450	x	1	450	X	1
Lai Chau				450	x	1	450	X	1
Dong Anh							1200	X	1
Thai Binh									
Da Nang	450	x	2	450	x	2	450	X	2
Dung Quat				450	x	2	450	X	2
Nha Trang				450	x	1	450	X	1
Phu Lam	450	x	2	1200	x	2	1200	X	3
Phu My	450	x	2	450	x	2	450	X	3
Nha Be	600	x	2	600	x	2	600	X	4
Tan Dinh	450	x	1	450	x	2	1200	X	1
Song May				1200	x	1	1200	X	2
Thu Duc				1200	x	1	1200	X	2
Hoc Mon				1200	x	1	1200	X	1
Di Linh				450	x	1	450	X	1
O Mon				450	x	2	450	X	2
My Tho							1200	X	1
West HCM 1							1200	X	2
West HCM 2									
Total Capacity	7,050			2,0850			33,900		

注意

- 上記のほかに、2015年までに、Nam Teun (ラオス) - Ha Tinh および Ban Soc (ラオス) - Plei Ku 間、および2020年までに、中国 - Soc Son 間に、地域間連系線の計画がある。

図 6-4-1 ~ 図 6-4-2 に、2020年および2025年までの500kV系統の予備的な計画の概要を示す。

図 6-4-3 ~ 図 6-4-4 に2025年の潮流を示す。系統計画は、電源計画の改訂により、見直される可能性がある。また、前述のとおり、さらに詳細な系統解析が必要である。

原子力発電所から、南部地域に向かって、多くの回線の500kV送電線が必要なことがわかる。

この場合、送電線ルート数の削減による、経済的な系統の構成が期待できる**1,000 kV 送電線**の適用が考えられる。

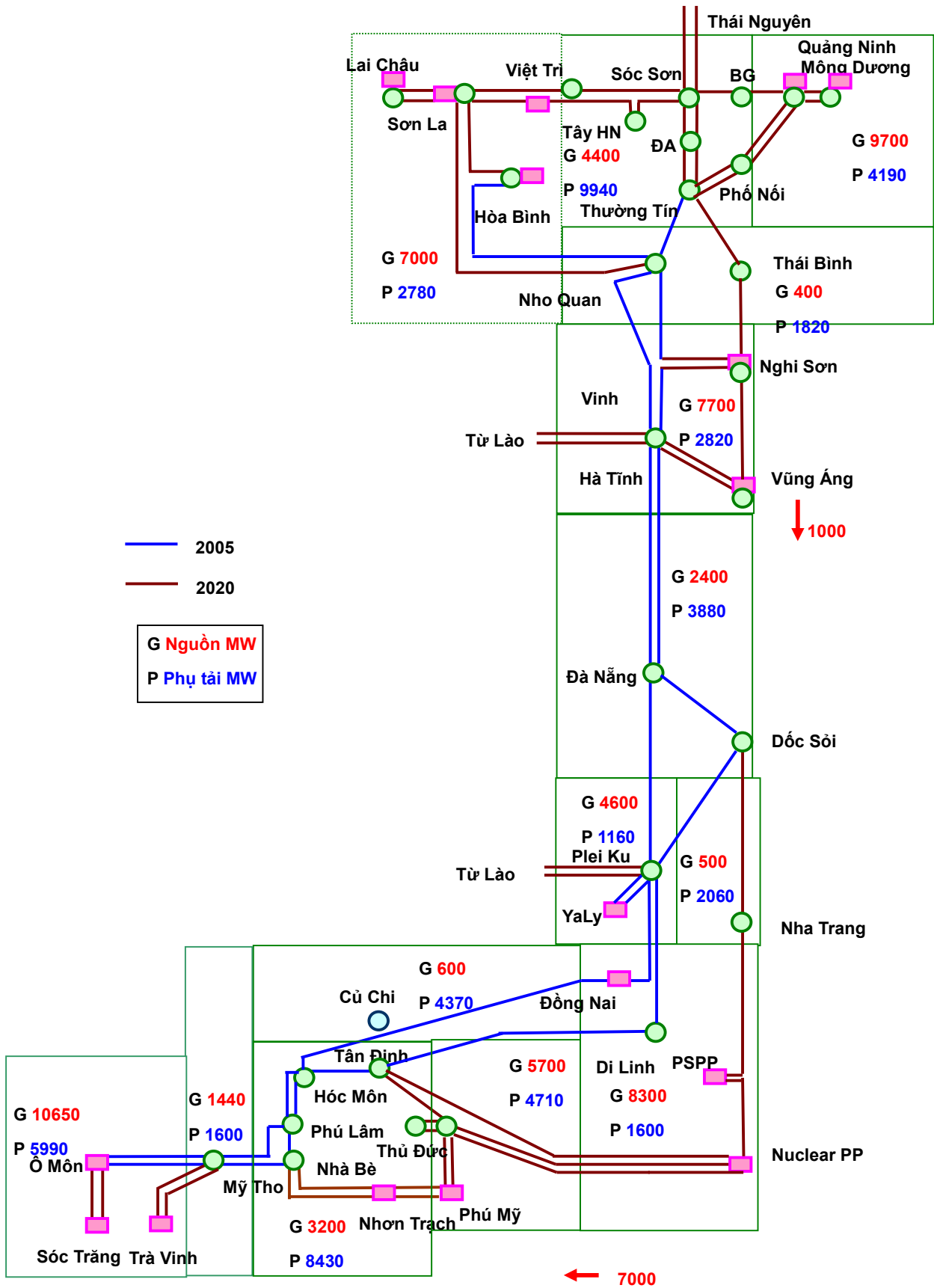


図 6-4-1 2020 年の 500 kV 系統の概略計画

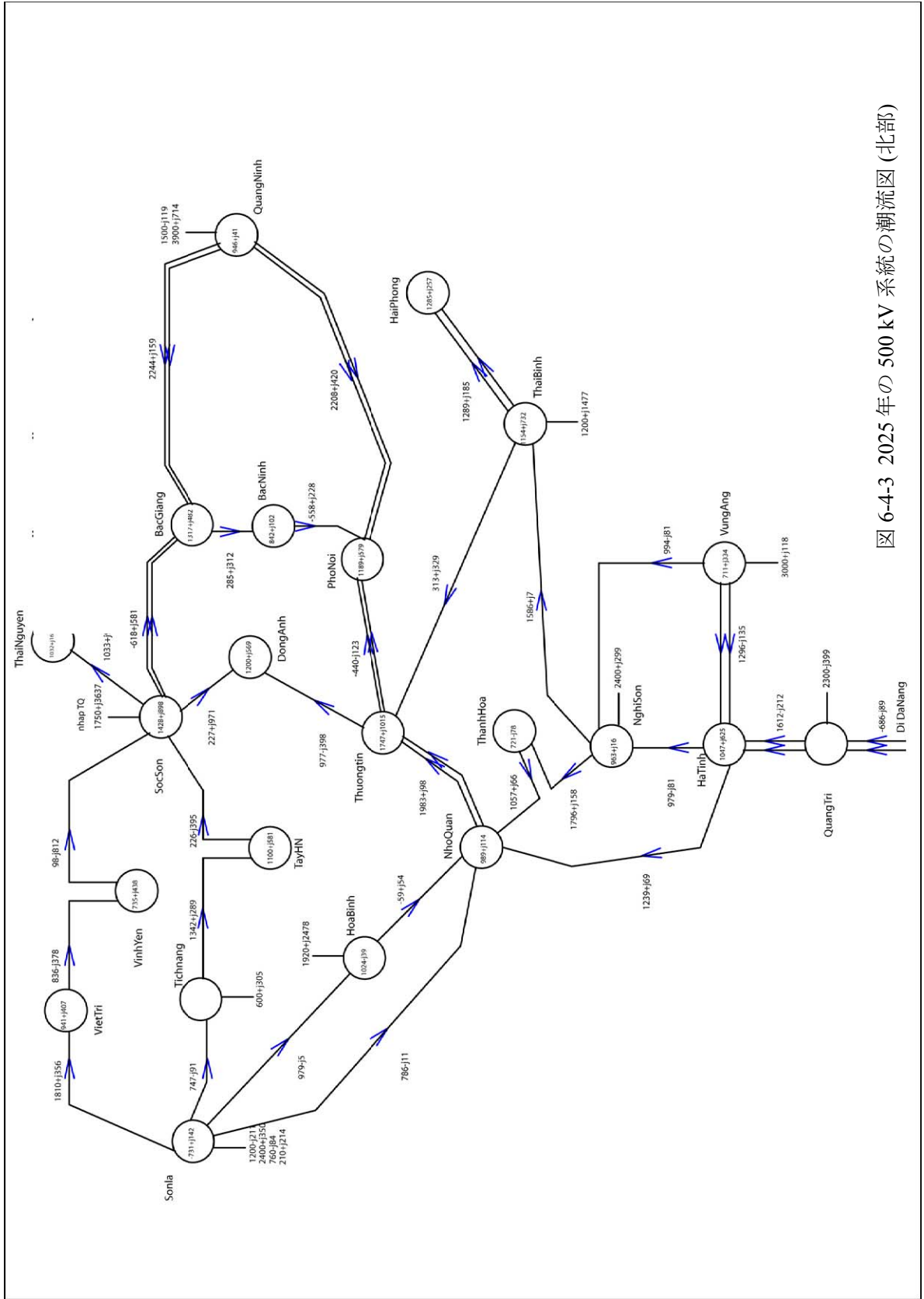


図 6-4-3 2025 年の 500 kV 系統の潮流图 (北部)

hệ thống điện 500kV miền trung-nam n?Nm 2025

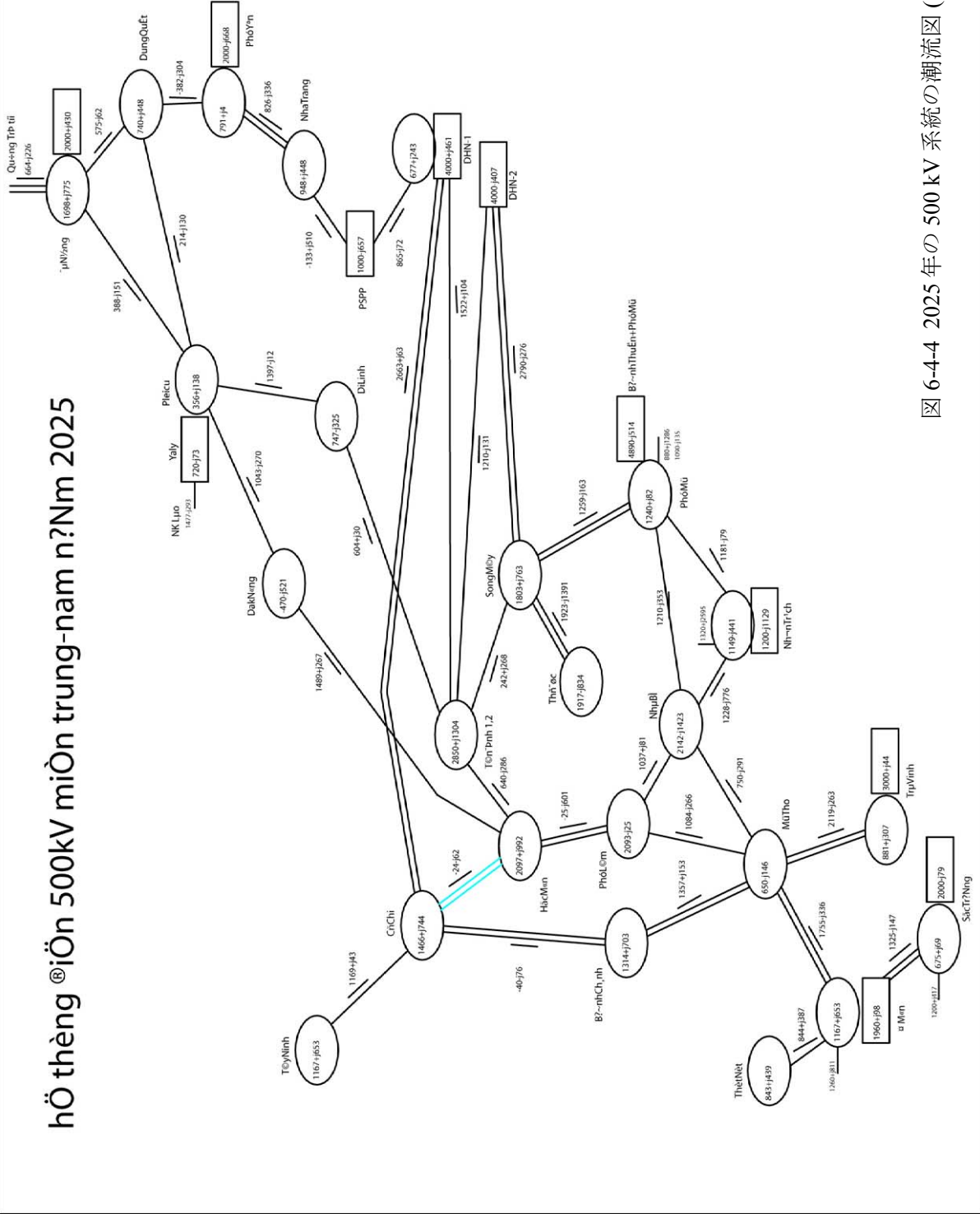


図 6-4-4 2025 年の 500 kV 系統の潮流図 (南部)

6.5 2006年1月時点の送電網開発計画

上記、調査団による検討結果を参照するとともに、その後の状況変化（電力輸入の可能性など）を踏まえて、IEは送電網開発計画を見直している。

2006年1月時点における2025年断面の最新の基幹系(220kV, 500kV)の送電系統計画は添付資料6-1に示すとおりである。

北部揚水の送電方法、ハノイ南部のThan Hoa発電所およびVinh発電所の新規電源計画、南部原子力発電所からホーチミン方面への回線数の増加などが、予備的な計画から見直された箇所であるが、基本的な系統の構成は同じである。

今後も、系統信頼度の詳細なチェックを経て、計画を逐次見直していく必要があるが、しっかりとした20年先の長期にわたる系統マスタープランを作成し、系統構築の目標を示すことによって、効率的な送電網を建設していくことができるようになる。

系統信頼度は、発電機の出カパターン、事故様相、負荷の増減などの運用形態によって異なってくるため、運用形態の変化を考慮した事故電流、安定度、電圧安定性などの系統解析による詳細なチェックを実施する必要がある。

特に、ハノイ、ホーチミン周辺の事故電流は、遮断機的能力を脅かすレベルに達していると考えられるため、その対策方法を検討する必要がある。

また、ベトナム全体に広がる送電距離の長い単一の交流系統であるので、接続される発電機の安定性の確認と、需要増加に対応した電圧安定性の対策を検討する必要がある。南部の原子力発電所から、ホーチミンへの500kV送電線は、回線数が非常に多くなるので、技術的・経済的合理性から1000kV送電の採用も検討することが望ましい。

6.6 PDP 6th 最終案の送電網開発計画

工業省など関係省庁からのコメントを受けて、IEは前述の開発計画案を再度見直している。2006年5月時点におけるPDP 6th最終案の2025年の500kV系統の概略計画は図6-6-1に示すとおりである。

電力系統は構築に時間がかかり、また設備相互に影響を及ぼしあうため、短期的な想定をもとに計画を行うと、重複する過剰な設備や、不足する容量をもつ設備を構築してしまう恐れがある。このため設備需要が急増する電力系統の長期的な計画を策定することは、信頼度の高いネットワークを効率的に建設していく上で必要なことである。第6次MPの系統計画は、系統構築の正しい方向性を示したと考えられる。

特筆すべき点と今後も検討が必要な点は以下の通りである。

- ドラフトファイナルレポート作成時点では、原子力発電所の開発量を8000MWとして送電計画が策定されていたため、ホーチミンへの送電方法として1000kV送電線の検討の必要性を述べたが、PDP 6th最終案では開発量は4000MWに削減されたため、1,000kV送電線の検討は必要ないと考えられる。一方、Tra Vinhの3,000MWの石炭火力発電所、Soc Trangの1,200MWの石炭火力発電所からホーチミンまでの500kV送電線の回線数および2025年までに開発予定のDa NangおよびDoc Soiの5,000MWの石炭火力発電所などの新たな大容量発電所の送電方法は、今回、方向性を示したものであり、PDP 6th策定後も引き続き安定度を含めた詳細な検討をしていく必要がある。
- PDP 6thでは、将来の需要増に対応して、大容量の500kV変圧器の採用、ハノイ・ホーチミン市周辺の220kV変電所の両端電源化、およびリング状の500kV系統構成を明示した。これは、効率的で信頼度の高い設備形成につながり、適切と考えられる。ホーチミン周辺などでの事故電流の増大対策は、メニューがいくつかあり、レポートにも挙げられているが、引き続き詳細に検討していく必要がある。220kV系統の途中で開放して運用する形態は、良い案のひとつと考えられる。
- 並列電力用コンデンサの必要量を提示しているが、昼夜間あるいは季節間の電圧の変化が大きいため、その調整・制御方法も引き続き検討していく必要がある。
- タービン振動のおそれのある直列コンデンサ設置の抑制、大容量発電機の効果的な励磁系の考慮、北部のソンラ・中国関係線周辺の事故時の安定度維持対策のための同期調相機の設置を挙げており、いずれも効果的であると考えられる。

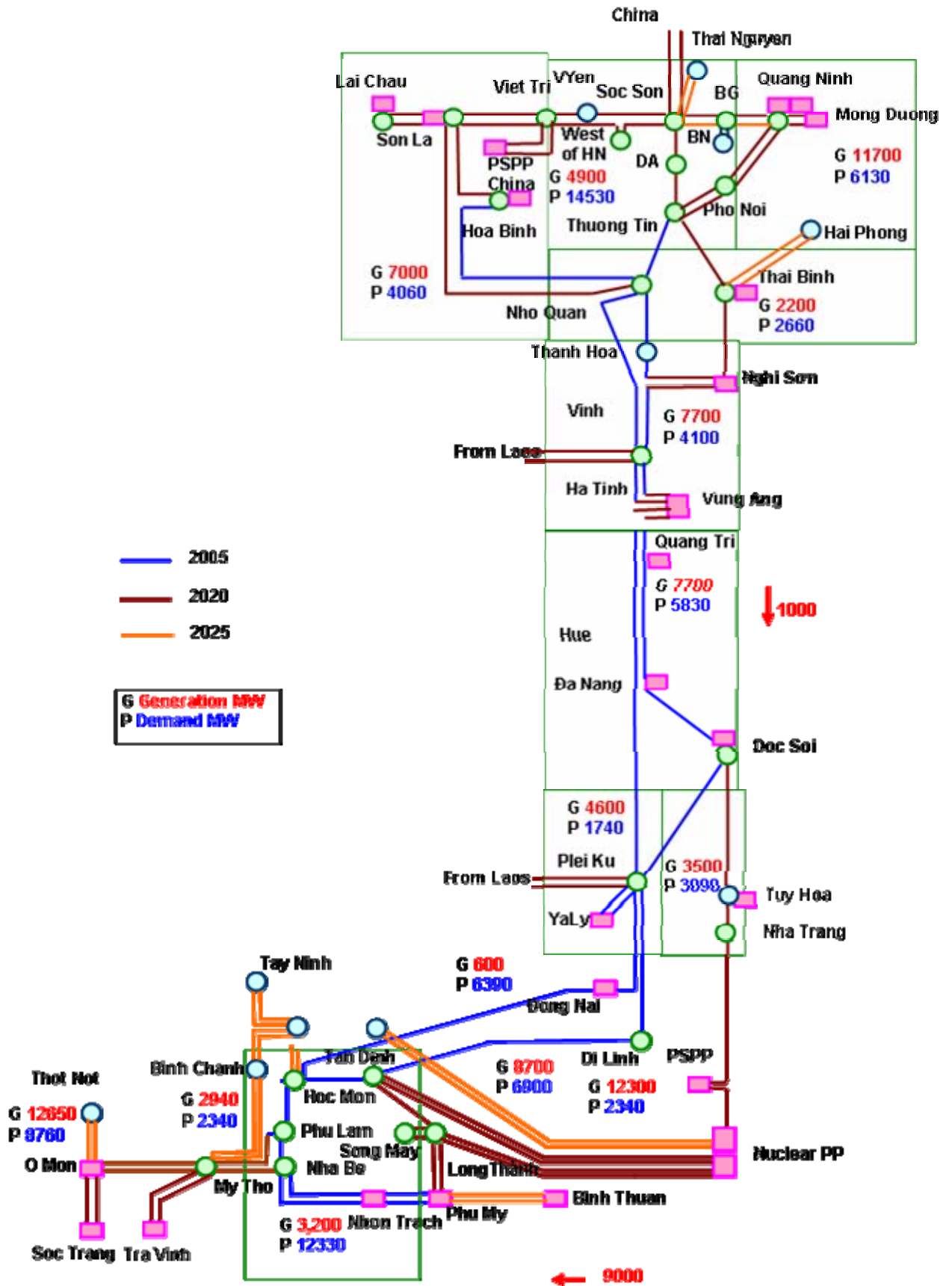


図 6-6-1 2025 年の 500 kV 系統の概略計画