

第6章 ピーク対応型電源最適化計画

6.1 予備検討

(1) 電源構成最適化シミュレーションの検討方法

これまでベトナムにおいて、電源構成の最適化シミュレーション手法として使われていたプログラムは WASP IVであったため、1 系統としてしかシミュレーションできず、北部と南部に需要中心が2 極化しているというベトナムの特徴を、シミュレーションに反映することができない。また、WASP IVは日単位の運用をシミュレートできないため、各電源の日負荷調整能力を考慮したピーク電源の最経済的投入比率の検討ができない。

したがって、電源構成の最適化シミュレーションツールとして、上記条件が考慮できる東京電力が開発した PDPAT II を用いて需給運用をシミュレーションすることとした。

表 6-1 PDPAT II の特徴

	PDPAT II	WASP IV
Number of Systems	Max. 10	1
Unit of Simulation	Daily	Monthly
Simulation of PSPP	Yes (daily)	Yes (monthly)
Time for Simulation	< 1 sec.	< 1 hrs

(2) スクリーニングによる各電源の経済性比較

ベトナム国におけるピーク対応電源の開発にあたって、2020 年時点での燃料種別毎の電源の経済性について、利用率毎に検討（スクリーニング）を行った。

検討に当たっては、固定費として金利・減価償却および O&M、可変費としては燃料費を 2020 年価格で使用した。また、ガスタービン (GT)、石炭およびコンバインドサイクル (CC) の利用率毎の熱効率も考慮し、揚水効率は 70%とした。なお、割戻し金利率は 10%を使用した。以上、検討に使用した設定条件を表 6-2 に示す。

表 6-2 設定条件

	建設単価	耐用年数	O&M 年経費率	燃料費	
				水力 0 ¢ /kWh	石炭 2.1 ¢ /kWh
揚水	650US\$/kW	40	1.0%		
ガスタービン	400US\$/kW	20	5.0%	3.9 ¢ /kWh	
コンバインドサイクル	600US\$/kW	25	4.5%	2.4 ¢ /kWh	
石炭	938US\$/kW	30	3.5%	1.5 ¢ /kWh	
ディーゼル	800US\$/kW	15	3.0%	9.0 ¢ /kWh	

スクリーニングの結果、ピーク需要に対応する利用率 10%以内での経済性は、次のとおりである（図 6-1、図 6-2）。

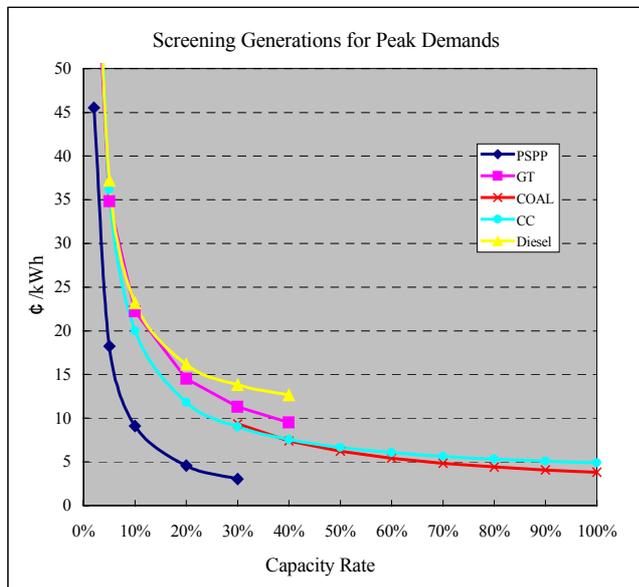


図 6-1 発電原価と設備利用率の関係 2020 年
揚水原資；石炭 (Case 1)

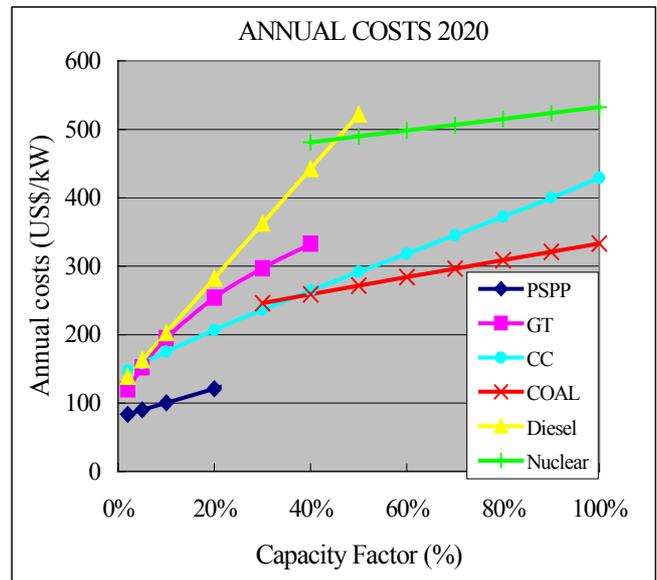


図 6-2 利用率毎の年経費 2020 年
揚水原資；石炭 (Case 1)

利用率 5%付近では、揚水 (PSPP) によるピーク需要への対応が、最も経済的である。次に、ガスタービン (GT)、コンバインドサイクル (CC) の順である。

なお、揚水原資としては、石炭(Case1)と水力(Case2)の 2 ケースを検討した。揚水原資を水力としたケースでも、揚水 (PSPP) が最も経済性がある。

(3) ピーク需要の現状と想定

a. IE 想定における日負荷曲線

ベトナム国の最大電力は、2002 年実績で 6,552.2MW であった。この実績と IE による想定¹に基づき、2020 年におけるピーク需要を推定する。

2002 年実績の最大電力を記録した 12 月 6 日の日負荷曲線 (図 6-3) を見ると、朝方と夕方の 2 つのピークが存在し、このピーク需要持続時間は 4-5 時間である。また、平日平均の日負荷曲線でも、ピーク需要継続時間は同様である (図 6-4)。

このピーク需要に対応するために、稼働率で 15%-20%程度のピーク対応電源が必要である。

¹ 第 1 次現地調査(2003 年 1 月)時収集, 第 5 次マスタープラン改訂版

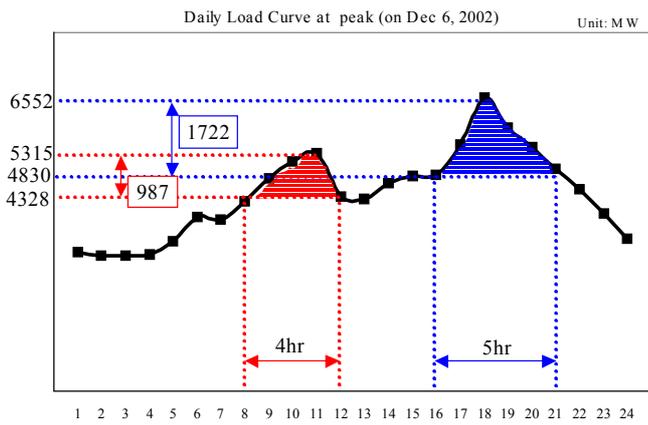


図 6-3 日負荷曲線（最大電力発生日）

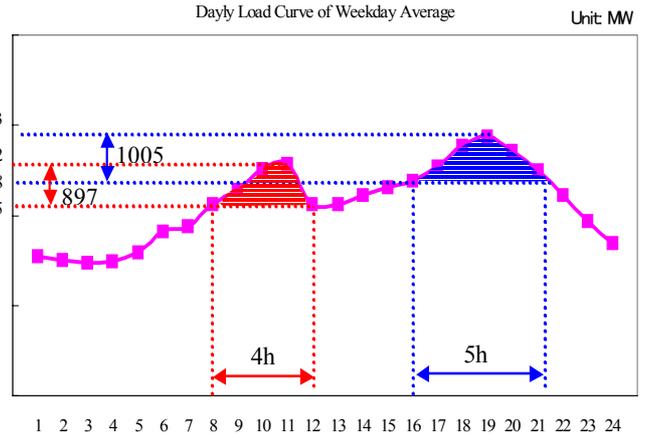


図 6-4 日負荷曲線（平日平均）

一方、IE の想定によると、2020 年の最大電力は 32,375.6MW であり、2002 年実績の約 5 倍と想定されている。負荷率（Load Factor）は、64%から 71%に 7%上昇する。しかし、日負荷曲線におけるピークの形状には大きな変化をもたらさないと予想されている（図 6-5）。

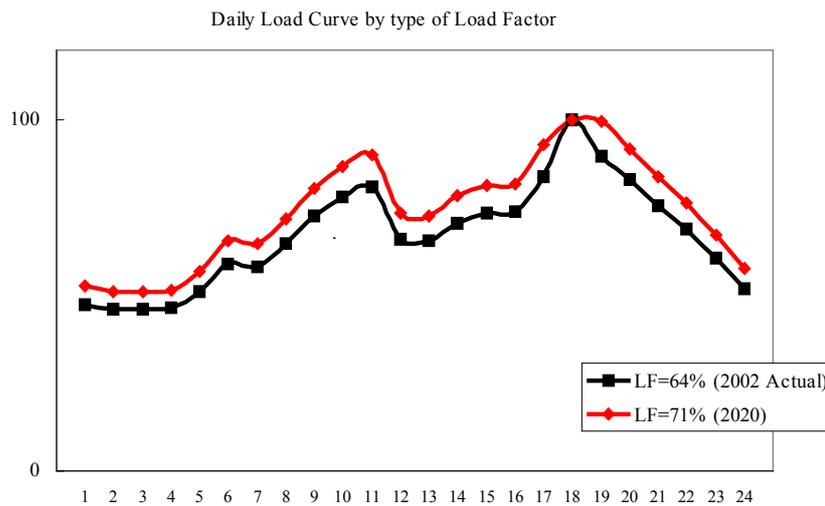


図 6-5 日負荷曲線の変化予測（負荷率 64%vs.71%）

b. 昼間ピークへの変化の影響

本調査で想定した日負荷曲線では、点灯時ピークから中間ピークへ移行する。本検討では、第 3 章で想定したピークシフト需要で検討した。その結果、図 6-6 に示すように、最大電力発生時の日負荷曲線のピーク持続時間は、一日に 3.5 時間～7 時間発生する。

前述の IE 想定需要に比べるとピークが昼間に移行することにより、昼間にまとまって発生する特徴がある。

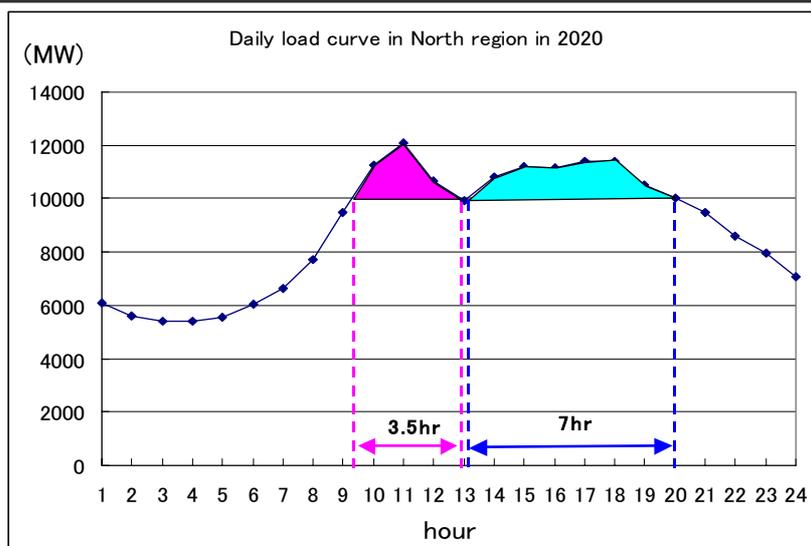


図 6-6 ピークシフト考慮日負荷曲線 2020 年（最大電力発生日）

(4) 供給信頼度に基づく適正供給予備力の検討

a. 第 5 次電力マスタープラン改訂版の供給信頼度の状況

1) 単一系統の供給信頼度

ベトナム国第 5 次電力マスタープラン改訂版の開発計画に基づく、2020 年の単一系統の供給信頼度 LOLE と供給予備力の関係を分析した。

供給信頼度と予備力の分析結果から、2020 年には供給信頼度基準の LOLE 24 時間を満たすためには、9.0% (2,930MW)の予備力が必要である。

2) 分割系統の供給信頼度

分割系統については、連系なしと開発計画に基づく 2,200MW の 2 ケースについて供給信頼度と供給予備力の関係を分析した。

その結果、連系なしの場合、北部系統は 19% (約 2,300MW) の供給予備力が必要である。一方、中南部系統での必要な供給予備力は、9% (1,850MW) である。

また、連系容量 2,200MW の場合、北部系統は 17% (2,050MW) の予備力が必要であり、中南部は 8% (1,645MW) の予備力が必要である。したがって、連系なしのケースと比較すると約 450MW の予備力削減となる。

b. 連系線容量と信頼度向上効果

2020 年における、北部系統と中部を含む南部系統との連系線容量による設備削減効果について、連系系統の供給信頼度を解析できるツールである RETICS を使用し、分析した結果を図 6-7 に示す。

連系線容量が 1,000MW で、設備削減可能量は約 450MW に飽和する。このことから供給信頼度上では、連系容量を 1,000MW とすることが効率的であると言える。

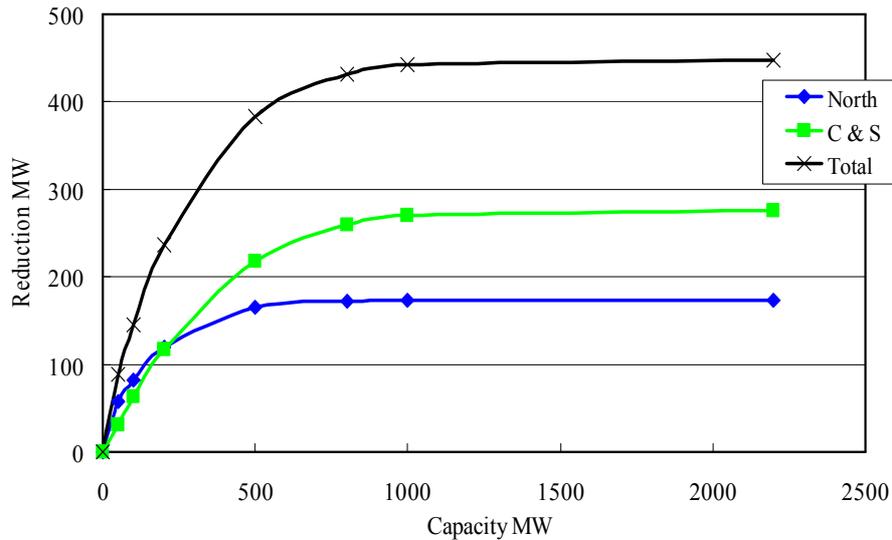


図 6-7 北部と中南部の系統連系容量と設備削減量の関係

6.2 最適電源構成の検討

第5次マスタープラン改訂版の電源構成を基本に、供給信頼度基準（LOLE 24hr）を満たす、全国単一系統での開発パターンを基本ケースとして作成する。この基本ケースについて、日々の需給運用を考慮した最経済的な需給運用シミュレーションを PDPAT II を用いて実施し、年間の経費が最小となる最適ピーク電源導入量を検討した。

次に、北部、中南部の系統に分け供給信頼度基準に合わせた開発パターンを作成し、これを分割系統の基本ケースとする。この基本ケースに対し、単一系統と同様に最適ピーク電源導入量を検討する。南北連系線容量は供給信頼度向上効果、ならびに連系線を通じた電源の経済運用による燃料費削減効果を考慮し、最経済的な容量を検討した。この検討に基づき、ベトナム国におけるピーク対応電源の最経済的な計画を作成した。

(1) 電源開発シナリオの設定

ベトナム国の分割系統を考慮した開発シナリオの設定を、2015年および2020年に関して行った。この分割系統の考慮のほか、Son La 水力発電所の導入時期、他国からの電力融通および連系線容量について変化ケースを設定した。この条件の基で、需要の変動リスク、燃料費高騰リスク、電力輸入に係わるリスクを考慮し、これらリスクが全体系統の年経費に及ぼす影響を検討した。

表 6-3 開発シナリオ

	揚 水	ガスタービン	コンバインドサイクル
検討年度	2015, 2020	2015, 2020	2020
単一, 分割	Whole, North, South	Whole, South	Whole, South
導入量	0 - 10%	0 - 10%	14BCM- 16BCM*
南北連系線増強	800,1300,2200MW	800,1300,2200MW	800,1300,2200MW
Son La 遅延	2,400 or 0	2,400 or 0	2,400 or 0
需 要	IE 需要, ピークシフト需要	IE 需要, ピークシフト需要	IE 需要, ピークシフト需要
電力輸入 China, Laos, Cambodia	Laos, None	Laos, None	Laos, None
燃料費	Base, ×2	Base, ×2	Base, ×2

*ガス賦存量の制約を考慮

一方、2020年における北部と南部の系統の電源種別としては、北部系統は水力と石炭火力のみであり、南部はガス火力が中心となっている。この特性を踏まえ、上記開発シナリオに加えて、天然ガスの賦存量¹による制限、および南部への石炭導入の影響についても検討した。

電源開発計画は、第5次マスタープラン改訂版をベースに、供給信頼度基準 LOLE24 時間を満足するよう後年度の開発計画を調整した。

なお、ピーク電源の導入比率に関する感度分析が目的であるため、マスタープランで計画されている PSPP (1,000MW)、また、MOI へのインタビュー結果を反映し、中国、カンボジアからの電力輸入分を除いたものを基本ケースとした。

(2) 供給信頼度基準に従った必要設備量

a. 第5次マスタープラン改訂版の需給状況

第5次マスタープラン改訂版による2020年の需給状況を見ると、供給力設備量は42,162MWあり、供給信頼度 LOLEは0.08時間、予備率は19.3%である。また、単一系統として解析した場合、供給信頼度基準を充分満たしている。

b. 供給信頼度基準に合わせた必要設備量

2020年における単一系統では、供給信頼度基準を満たす必要設備量は、第5次マスタープラン改訂版の開発設備量に比べ、5.0%少なくできる。また、分割系統でかつ連系を考慮しない条件では、供給信頼度を満足させる必要設備量は、第5次マスタープラン改訂版に

¹ 特に分割系統での検討時、北部へのGT導入可能量に影響。

対し、北部系統で 0.4%減少、中南部系統では 5%減少、全体では 3%減少できる。

つまり、連系容量制約を考慮した場合、供給信頼度基準を過不足なく、満足させた場合は、北部系統では 65MW 程度追加開発が必要であり、中南部系統では 1,300MW 程度開発を抑制することができる。

また、連系容量 1,300MW（供給信頼度向上効果が飽和する容量）を考慮した場合には、連系がない場合に比べ北部で 1%、中南部で 3%、全体で 4%必要設備量は減少する。

c. 系統制約および隣国からの電力購入の影響

系統制約（連系容量 0～2,200MW）を考慮し、供給信頼度基準に基づく必要設備量を確保するためには、IE 想定需要の場合、5%から 6%の中南部系統火力設備の開発を遅らせることが可能である。一方、ピークシフト需要の場合、北部系統に 4%の火力設備の追加開発が必要であり、逆に中南部系統では 2%の開発遅延が可能である。

IE 想定需要の場合、隣国からの融通のうち、中国とカンボジアからの約 1,000MW を石炭火力で代替させた場合、約 800MW の石炭火力代替で供給力は同等となる。これによる 2020 年における年経費の変化は、9,230MUS\$/y～9,276MUS\$/y と、主に燃料費増加に伴い 0.5%の増加となる。

(3) 2015 年ピーク需要対応電源の最適化検討

a. 需給シミュレーション結果

表 6-4 に、需給運用シミュレーションによる検討結果をシナリオ毎に整理した。¹

なお、ピーク需要対応型電源の導入ケースは、次の 3 パターンとした。揚水発電（PSPP）に関しては、北部系統と南部系統にそれぞれ導入したケースを検討した。ガスタービン(GT)は、北部にはガスの埋蔵量が見込めないため、南部系統への導入のみとした。

この結果、2015 年のピークシフト需要のケースでは、北部系統に揚水発電を導入比率を 2.0%としたケースが最も経済的となる。IE 想定需要のケースでは、2015 年におけるピーク電源の導入効果は見られなかった。

これは、ピークシフトタイプの日負荷曲線では、1 日のピーク時間が長く、このピーク需要に対応するために、水力発電に求められるピーク継続時間が長くなることによる。このピーク継続時間の長時間化に伴い、水力出力が潜在をするため、既存計画における水力開発量の有効出力が減少する。このため、更なるピーク需要対応型電源が必要となる。

また、単一系統と連系制約を考慮した分割系統との比較では、連系容量が大きくなると、北部系統と中南部系統間での電源の有効活用が行えるため、ピーク電源導入による効果は減少する。

¹ 各電源をそれぞれ別々に導入した場合を示しており、複合的に導入した場合は異なる。

表 6-4 2015 年における導入量の最適構成比率と年経費

(Unit: %, MUS\$/yr)

需 要	シナリオ 連系容量	PSPP in N		PSPP in S		GT in S	
		導入率	MUS\$/y	導入率	MUS\$/y	導入率	MUS\$/y
ピーク シフト	単一系統	1.6	6,546	1.6	6,546	0	6,582
	分割系統 0MW	2.3	6,903	0	6,944	3.1	6,640
	800MW	1.8	6,644	0	6,692	4.2	6,368
	1,300MW	1.8	6,609	0	6,626	4.2	6,241
	2,200MW	0.6	6,586	0.6	6,587	4.1	6,245
IE	単一系統	3.4	6,320	3.4	6,320	5.1	6,314
	分割系統 0MW	1.0	6,679	1.0	6,667	1.7	6,912
	800MW	0	6,489	2.1	6,457	3.6	6,606
	1,300MW	0	6,336	0	6,336	2.3	6,564
	2,200MW	0	6,328	0	6,328	2.4	6,532

凡例) PSPP in N: 揚水発電を北部系統に導入したケース

PSPP in S: 揚水発電を中南部系統に導入したケース

GT in S: ガスタービンを中南部系統に導入したケース

b. Son La 開発の影響

2015 年において、Son La 開発 (2,400MW) の遅延の影響について、需給運用シミュレーションを用いて検討した。この結果、ピーク電源の最適導入比率には大きな影響を与えない。ただし、ピークシフト需要ケースのみ、揚水の導入効果が見られる。

表 6-5 Son La 遅延の影響

需 要	系統連系	PSPP in N		PSPP in S	
		最適比率	MUS\$/y	最適比率	MUS\$/y
ピーク シフト	単一系統	0%	6,607		
	1,300MW	1.2%	6,538	0%	6,542
	2,200MW	0%	6,538	0%	6,538
IE	単一系統	0%	6,475		
	1,300MW	0%	6,285	0%	6,542

ピーク電源の最適比率に影響を与えない理由は、Son La の開発遅延による供給力不足を補うために、石炭火力を追加開発した影響が考えられる。石炭火力の追加開発により、ベース供給力が 4.8GW から 5.8GW に増加し、供給力が底上げされるため、水力発電のピーク需要に対応する余力が生じた結果、ピーク電源の導入必要量が減少すると考えられる。

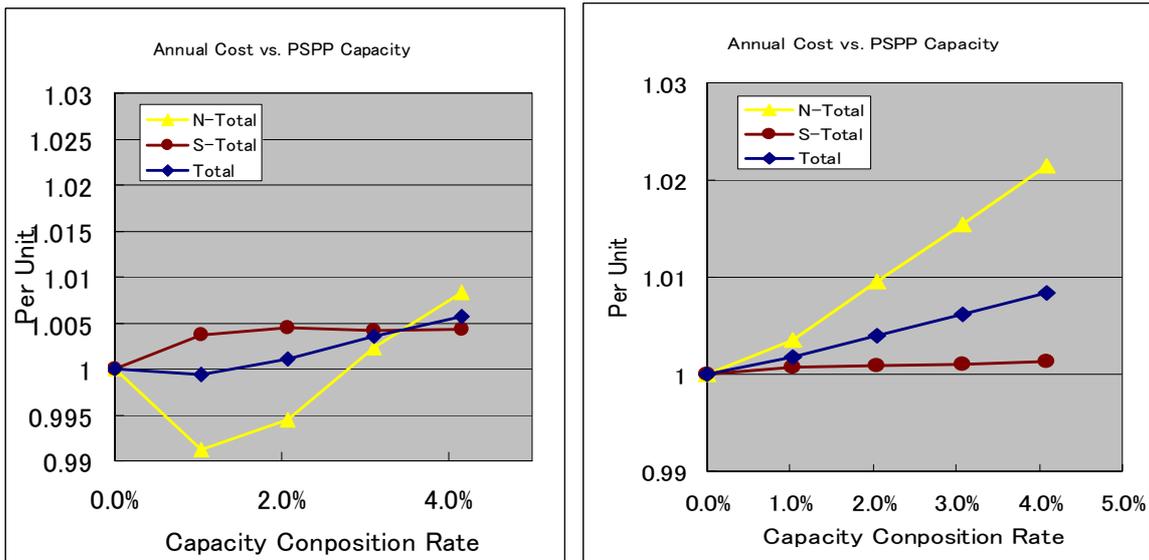
c. ガスタービン導入シナリオ

需給運用シミュレーションの結果 (表 6-4) によると、2015 年までに南部系統にガスタービンを導入する効果は大きい。これは、ガスタービンの熱効率が、代替で控除される既計画のガス火力発電の効率を 2~5%上回っていること、さらに、建設費はガスタービンが代替火力発電の約 50%となっていることから生じている。

d. 隣国からの融通の影響

隣国からの購入電力としては、ラオス、カンボジアから 2015 年までに約 1,900MW の購入を計画している。図 6-8 に、2015 年に揚水発電を北部系統へ導入するケースで、隣国からの電力購入のある場合と、電力購入のない場合を比較した。

その結果、電力購入がない場合には、北部系統において、主に燃料の焚き減らし効果による導入効果が若干見られるだけであり、購入電力の有無は影響を与えない。



隣国からの電力購入なし

ラオス、カンボジアからの電力購入あり

図 6-8 揚水発電の導入量と年経費の関係 (連系容量 1,300MW 2015 年)

(4) 2020 年ピーク需要対応電源の最適化検討

a. 需給シミュレーション結果

ピーク需要運用シミュレーションに検討ケースは、(3)の 2015 年時と同様に行った。

需給運用シミュレーションの結果、2020 年における最適ピーク需要対応型電源の構成比率は、表 6-6 に示す通りとなった。ピークシフト需要の場合、3~4%の揚水発電を北部系統へ導入するケースが最経済的となり、また、IE 想定需要では、1~2%の揚水発電を北部系統へ導入することが最経済的となった。

表 6-6 2020 年における導入量の最適構成比率と年経費

(Unit: %, MUS\$/yr)

需 要	シナリオ 連系容量	PSPP in N		PSPP in S		GT in S	
		導入率	MUS\$/y	導入率	MUS\$/y	導入率	MUS\$/y
ピーク シフト	単一系統	0	9,621	1.6	9,621	0	9,621
	分割系統 0MW	3.5	9,875	0	9,956	0	9,973
	800MW	3.5	9,650	0	9,727	0	9,729
	1,300MW	3.5	9,618	0.6	9,663	0	9,667
	2,200MW	2.4	9,598	1.8	9,588	0	9,622
IE	単一系統	0	9,400	0	9,400	1.2	9,397
	分割系統 0MW	1.2	9,546	0	9,592	0	9,592
	800MW	1.2	9,307	0	9,341	0	9,341
	1,300MW	1.2	9,260	0	9,276	0	9,276
	2,200MW	0	9,233	0	9,233	0	9,233

凡例) PSPP in N: 揚水発電を北部系統に導入したケース

PSPP in S: 揚水発電を中南部系統に導入したケース

GT in S: ガスタービンを中南部系統に導入したケース

b. ピーク需要対応電源開発シナリオの検討

1) ピークシフト需要におけるピーク電源導入による年経費の削減効果

a) 北部系統に揚水発電を導入した場合

ピークシフト需要において、北部系統に揚水発電を導入した場合、連系容量を変化させたケースのうち、2,200MW を除く全てにおいて、導入比率が 3.5% (1,500MW) 付近で、全体の年経費が最も少なくなる。これは、揚水発電を導入しない場合に対し、年経費は 24MUS\$ から 97MUS\$ 削減でき、この金額は最大で年経費全体の 1.0% に相当する。

連系容量が 1,300MW、揚水導入量 3.5% (1,500MW) の検討結果、年経費は 49MUS\$ 減少する (図 6-9)。

この北部系統に揚水発電を導入した場合のメリットは、主に燃料費の焼き減らし効果により、オフピーク時や雨期に生じる水力発電からの発電電力余力を、昼間の電力として活用することができるため燃料費が減少する。

しかし、北部水力発電の余力の南部への送電量が減るため、南部において火力発電を焼き増す分の燃料費が増加する。

また、北部に揚水発電を導入することにより、オフピーク時に生じていた水力発電所の溢水分が削減する。

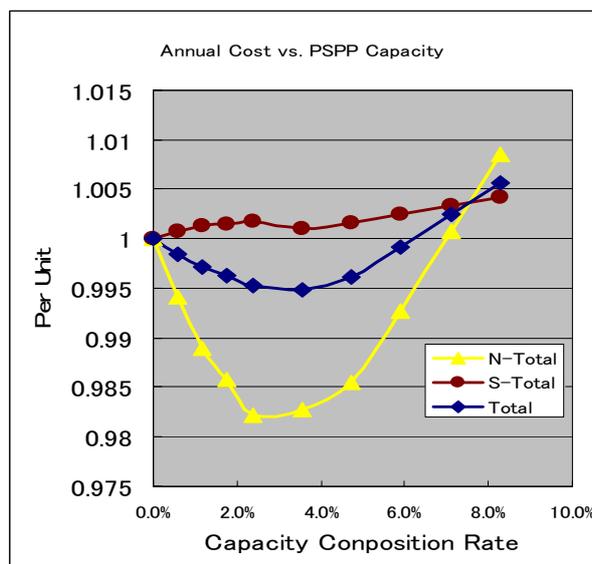


図 6-9

揚水発電導入量 (北部系統) と年経費の関係
ピークシフト需要 連系容量 1,300MW (2020 年)

b) 中南部系統に揚水発電を導入した場合

ピークシフト需要の 2020 年において中南部系統へ揚水発電を導入した場合、揚水発電導入量が 1.8% (750MW) までは、揚水発電と入れ替えの対象となるガス火力発電の供給力あたりの建設単価は拮抗するため、年経費に変化が見られない (図 6-10)。

しかし、導入量 2.4% (1,000MW) 以上では、揚水発電に要求されるピーク継続時間が長くなるため、揚水発電の出力潜在が大きくなることにより供給力に対する建設コストが増加する。

この結果、代替電源であるガス火力設備の建設費の減少分を上回り、全体の年経費を増加させる。また、中南部においては、夜間の供給電力もガスコンバインドサイクルであり、オフピーク時に安い揚水原資が得られないことも要因の一つになっている。

したがって、2020 年では、中南部系統に揚水発電を導入する効果は得られなかった。

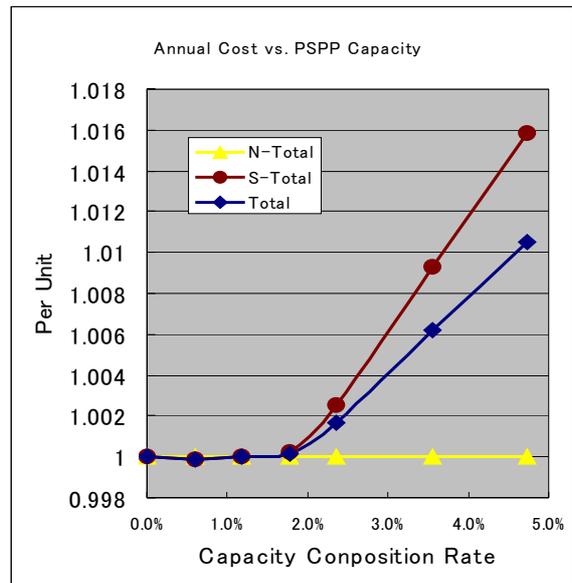


図 6-10

揚水発電導入量 (中南部系統) と年経費の関係
ピークシフト需要 連系容量 1,300MW (2020 年)

c) 中南部系統へ GT を導入した場合

2020 年のピークシフト需要において、中南部にガスタービン (GT) を導入した場合、連系容量によらず導入効果は得られなかった。

c. 燃料使用量制限の影響

南部系統では、ガス火力による供給力増強が主となっているが、ガス開発可能量に制限があり、長期的には他の電源を導入して行かざるを得ない。ベトナム国には、石炭の豊富な賦存量が確認されている。電源開発計画によると、2020 年までに 1,000MW の石炭火力開発が計画されている。これらに基づき、南系統への石炭の導入による経済性について、検討を加え最適電源構成を明らかにした。

1) 検討条件

使用する石炭は、ベトナム北部で産出したものを南部へ輸送することとする。

輸送にかかる費用は、7.0US\$/t とし¹、石炭価格は 1.5¢/kWh とする。また、建設単価は 50,000DWT 級タンカーによる石炭輸送が可能な港湾設備の建設費を含め 1,100US\$/kW とする。

¹ Vinacoal からのインタビューによる。

2) 燃料使用量制限の影響の検討

ピークシフト需要において揚水発電の導入量を 2.4%(1,000MW), 3.5%(1,500MW)および 4.7%(2,000MW)とした場合、南部系統へ石炭火力を、20%から 40%導入することによる年経費の変化を需給運用シミュレーションに基づき検討した。

その結果、南部系統に石炭火力を導入しガス火力を代替として取り除いた場合、石炭火力導入量が多いほど年経費は減少する。これは、建設単価の増分を燃料費低下分が、補って余りあるためである。ただし、図 6-11 に示すように、石炭導入比率が 25%（全系統 10,000MW, 南部 3,000MW）を超えると、燃料使用量が現計画の 2020 年石炭生産量を超えることとなる。

したがって、2020 年における最経済的な石炭火力導入量は、北部系統 7,000MW, 南部系統 3,000MW の計 10,000MW となる。なお、ガス使用量に関しては、どのケースでも使用量制限による問題は生じない。

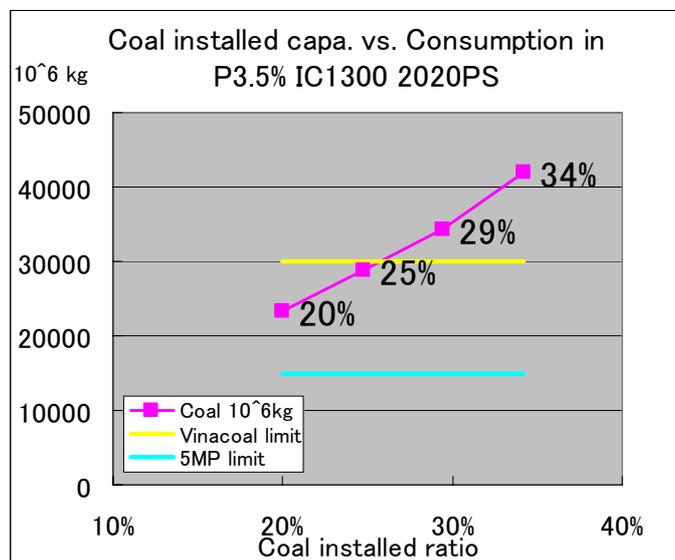


図 6-11 石炭火力導入量と石炭使用量の関係（2020）
揚水 3.5%連系容量 1,300MW ピークシフト需要

(5) 揚水発電所最適池時間の検討

揚水発電は、その運用において、需要ならびに他の供給力の状況に影響を受け、定格出力の運転が行えない場合が生じる。特に、出力変化が容易な一般水力が多く供給力に含まれる場合にその傾向は顕著に現れる。

そこで、ベトナム国の需給状況を考慮した、最適な揚水発電の等価ピーク継続時間（池時間）について検討を行った(図 6-12)。

2020 年における、ピークシフト需要、南北連系容量 1,300MW、揚水発電導入比率 3.5% (1,500MW) の場合における最適運用時間は 7 時間または 8 時間である。7 時間と 8 時間での差は殆どない。

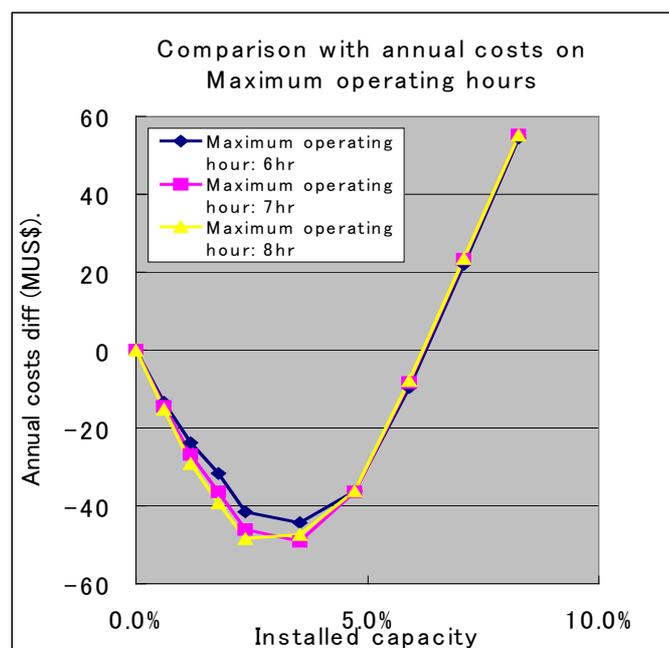


図 6-12 揚水池時間・導入量と年経費の関係

一方、オフピーク時の揚水に必要な時間を考えると、8時間を超える場合、日運用では揚水原資が賄えなくなり、週間運用を考慮する必要がある。しかし、週間運用を行うためには、池時間（容量）を大きくする必要が生じるため、建設コストが飛躍的に増大する。

このことから、系統運用上の最適池時間は7時間と8時間のどちらかとなるが、8時間とする場合の揚水発電建設単価の増分を考慮すると、7時間の方がより経済的である。

したがって、揚水の最適池時間は、7時間が妥当であると考えられる。

(6) 南北連系効果の検討

ベトナム国の系統制約と電源構成の特徴に起因して、南北連系線による供給予備力の共有化による予備力削減効果のほかに、南北間の電源設備の経済運用による年経費の削減効果が見られる。

先の供給信頼度向上効果の考察で述べたとおり、連系容量 1,000MW 程度で 400MW の予備力削減効果で飽和する。しかし、電源設備の経済運用に因る燃料費の焼き減らし効果は、連系容量が 1,000MW を超えても持続する。

連系線のみの影響としては、連系容量が大きくなる程年経費の削減量は増大する。2020年における IE 想定需要のケースで、0MW と 2,200MW での年経費の差は 359MUS\$/yr である。また、ピークシフト需要のケースでの差は、350MUS\$/yr である。

表 6-7 連系容量と年会費削減効果

(Unit: MUS\$/yr)

連系容量 (MW)	連系線効果 2020年 IE 想定需要	連系線効果 2020年ピーク シフト需要	連系線効果 2015年ピーク シフト需要
0	0	0	0
800	251	246	198
1,300	316	306	350
2,200	359	350	359

注) 連系容量 0MW, 揚水導入なしケースをそれぞれ基準とした

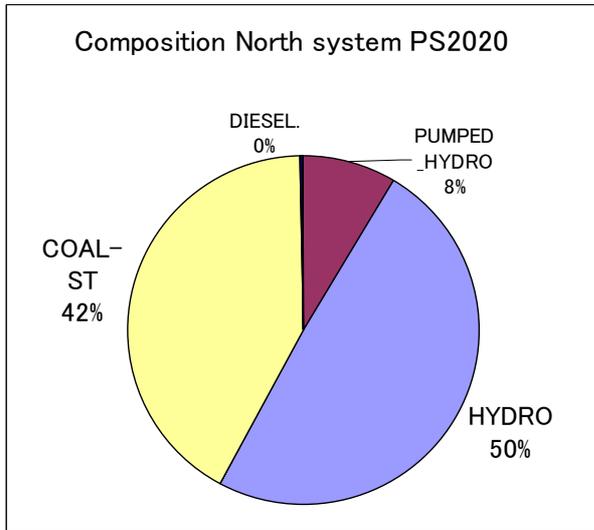
(7) 2020年最適電源構成の検討

a. ピーク需要対応型電源導入シナリオ検討結果に基づく最適電源構成

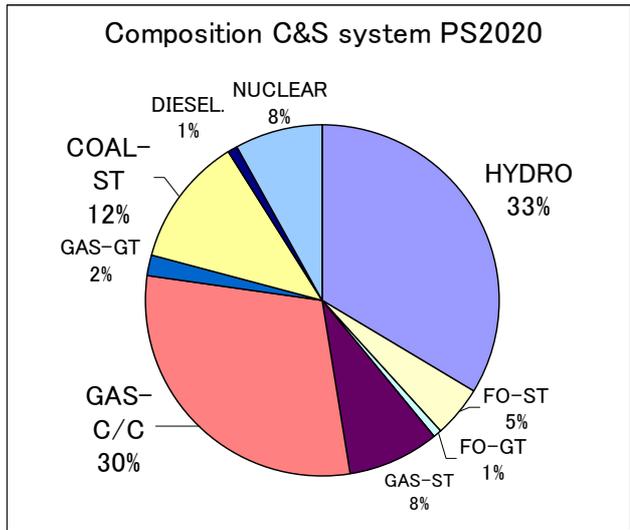
これまでの検討において、ピークシフト需要ケースの場合に、北部系統に揚水発電を2015年に2%（約250MW）、2020年に3~4%（約1,500MW）開発するシナリオが最経済的となった（図6-13）。

また、化石燃料の生産能力から石炭、ガスの使用量に制限を考慮すると、石炭火力25%（約10,000MW）、ガス火力23~24%（約9,000MW）のシナリオが最経済的な電源構成となった。

北部系統



中南部系統



合計

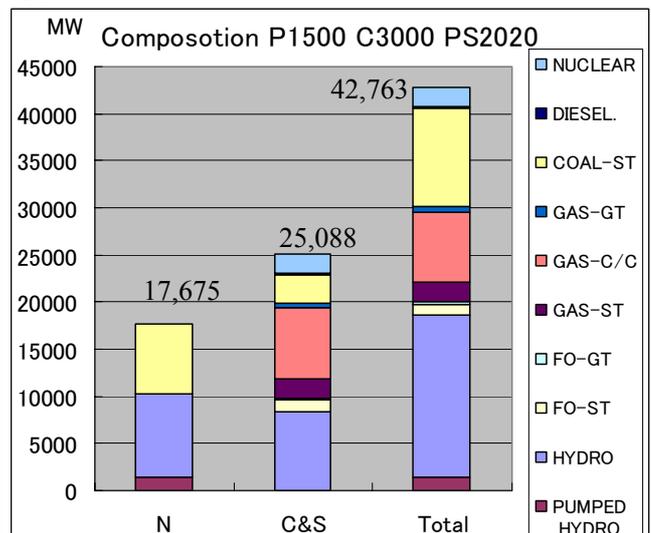
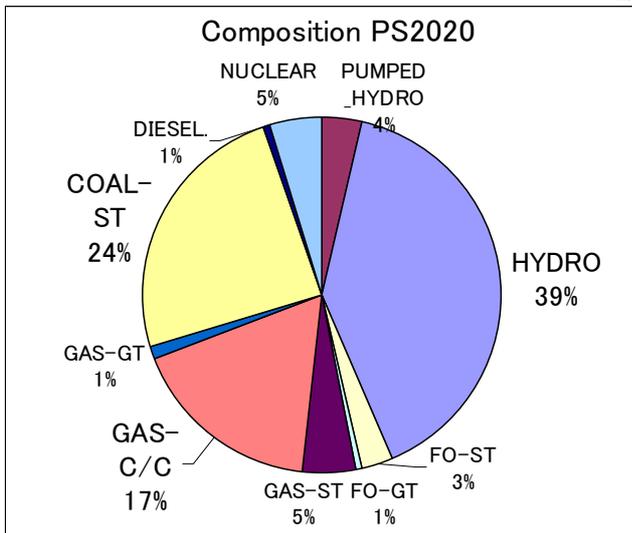


図 6-13 最適電源構成の検討結果 (ピークシフト需要)

b. ピーク需要対応型電源導入シナリオ検討結果に基づく最適電源構成

ピークシフト需要に対応した最適電源構成シナリオに基づき、開発スケジュールを検討した結果を表 6-8 に示す。

なお、2020 年時点の最適電源構成は以下のとおりである。

連系容量：1,300MW

北部系統の揚水発電導入量：3.5% (1,500MW)

南部系統の石炭火力導入量：3,000MW

必要予備力 北部系統：14%，中南部系統：8%

6.3 系統信頼性の検討

(1) 系統信頼性の検討方法

系統信頼性の検討は、事故を考えない通常時の状況 (N-0 基準) を検討するとともに、設備 1 単位の事故が発生した場合に、系統に特段の影響を与えず供給支障なしで送電可能であるという、N-1 基準を満たす状況についても検討した。許容される周波数変動は、周波数の異常低下または異常上昇により連鎖的に発電所が系統から脱落し、停電が広範囲に及ぶのを防止する観点から定められる。計画上は一般に 1Hz 程度とされる。

EVN の計画では 500 kV 南北連系線は 2 回線であり、直列コンデンサを使用しない場合は、安定度上、数 100 MW 程度の送電能力しかない。このため、北部の Nho Quang 変電所から南部の Phu Lam 変電所までの間は、直列コンデンサを設置することとした。なお、直列コンデンサの設置により、発電機が軸ねじれ振動のため停止する可能性がある。

(2) 2020 年の 500kV 系統の最適化検討

a. EVN 計画の 2020 年の 500kV 系統の評価

500 kV 系統は、2010 年頃には、南北 500 kV 連系線の 2 回線化が完成する。2020 年までに、南部の Di Linh 変電所と Phu Lam 変電所より南、および北部の Nho Quang 変電所より北は 500 kV 送電線のグリッドが構築される。2020 年の南部から北部方面への潮流は需給バランス上、最大で数 100 MW 程度であると考えられ、潮流・安定度面で特に問題はない。

一方、水力発電所および石炭火力発電所の偏在により、北部および中部系統から南部方面への潮流が大きくなる傾向がある。このため、許容潮流は北部から南部方向について検討した。EVN 計画の 500 kV 系統の評価結果をまとめると表 6-9 のようになる。

表 6-9 EVN 計画の 2020 年の 500 kV 系統の評価

N-0 基準	中部の発電所からの電力が大きい場合：北部中部間には 1,300 MW までの潮流を流せる。
N-1 基準	中部の発電所からの電力が大きい場合：北部中部間には、潮流を流せない。 (中部の発電所からの電力が少ない場合は、1,400 – 1,500 MW 程度まで潮流を流せる。)

b. 2020 年の 500kV 系統の最適化の検討

需給上、北部や中部の水力発電所から南部へ送電し、ガス火力発電所の運転費を削減する経済的な効果は大きい。EVN 計画の 2020 年の 500 kV 系統にさらに増強を加え、北部から南部への限界潮流を増加させる案について概略の検討を実施した。

2020 年までの 500 kV 系統増強の各パターンについて、工事費および北部中部間の限界潮流を比較した結果は表 6-10 のとおりである。

表 6-10 2020 年までの 500 kV 系統の増強ケースの検討のまとめ

2020 年までの 500 kV 系統増強のケース	ベースケースからの増分工事費 (mil USD)	N-0 基準での北部 中部間限界潮流 (MW)	N-1 基準での北部 中部間限界潮流 (MW)
1 EVN 2020 年計画(ベースケース) 北部中部間 2 回線、中部南部間 2 回線	-	1,300	0
2 北部中部間 2 回線、中部南部間 3 回線	82	1,600	1,100
3 北部中部間 3 回線、中部南部間 3 回線	350	2,200	1,100
4 北部中部間 3 回線、中部南部間 4 回線 北部グリッド内 1 回線新設	467	2,200	2,200

N-0 基準で、EVN の計画による 2020 年の北部中部間には 1,300 MW の送電能力がある。南北の電力融通による電源設備投資削減効果は 1,000 MW 程度で飽和するため、設備投資抑制面からは、この規模が経済的である。しかし、経済運用による燃料費削減効果は、送電能力を 1,300 MW から 1,600 MW に増加すると年経費で約 10 mil.USD 前後である。

また、案 2「北部中部間 2 回線、中部南部間 3 回線」の増分工事費は 82 milUSD であり、これを年経費に換算すると約 10 milUSD である。すなわち、EVN の 2020 年計画に、Plei Ku - Nha Trang 間の送電線を付加することにより、送電線工事費増分と同程度の燃料費削減効果がある。さらに、Nha Trang 変電所の両端電源化が図られ、これにより全 500 kV 変電所の両端電源化が図られ、中部南部間の送電線の信頼度も向上する。一方、案 3「北部中部間 3 回線、中部南部間 3 回線」の工事の実施は、約 20 milUSD の燃料費削減効果を期待できるものの、工事費が約 350 milUSD であり、年経費に換算すると約 50 milUSD と大きく、経済的なメリットはない。

したがって、本調査での有力案は、案 2「北部中部間 2 回線、中部南部間 3 回線」となる。ただし、本案の採択については、経済的なメリットが微妙なところにあるので、発電機運用方法も含めた詳細な経費削減効果の見積もり、および信頼度の向上効果に対する精査など今後 EVN 側で検討する必要がある。

(3) 北部揚水発電所の送電方法の検討

揚水発電所は、需要中心から 100 km 以上離れている。需要中心までの送電電圧を 220 kV とすると、3~4 回線程度が必要になる。さらに発電と揚水の双方向の電力を送電するために既存の 220 kV 系統の大幅な増強が必要になり、経済的ではない。したがって、送電電圧は 500 kV とし、2020 年の 500 kV 系統を中心に揚水発電所の影響を検討した。

Hoa Binh 発電所には、新たに揚水発電所の電源線を引き出す増設スペースがない。したがって、500 kV 送電線網から揚水発電所の電源線を分岐する案について検討した。

揚水発電所サイトの近傍を通過する送電線としては、Son La 発電所から Soc Son 変電所および Vie Tri 変電所へ 1 回線づつ建設される北部ルート、および Son La 発電所 から Hoa

Binh 発電所 および Nho Quang 変電所に 1 回線ずつ建設される南部ルートがある。

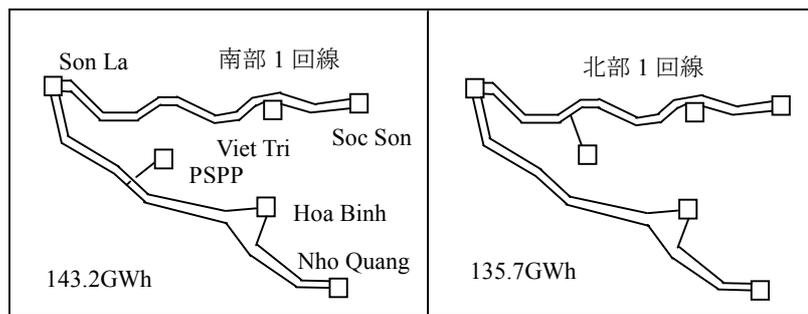
軽負荷時の 1,000 MW 脱落時の周波数変動は 1 Hz 程度になると想定され、脱落が許容されるかどうか微妙なところである。

したがって、1 回線の場合と 2 回線の場合の両方について検討した。1 回線事故時の安定度維持のための遠隔電源の転送遮断は許容しない。1 回線事故時、残り回線が熱容量を超過する場合は、揚水発電所の発電抑制を許容した。

(3) 最適な接続方法

系統信頼度上、揚水発電所が接続可能な地点の中で、接続点が同一の場合について、電力損失を比較し、案を絞り込んだ。各案の送電形態を示す。図中の損失は、オフピーク時に北部発電機が高出力の場合の揚水発電・動力運転時の損失を示す。

1 回線事故時、1,000 MW の電源・動力の脱落を許容する場合
[1 回線送電]



1 回線事故時、1,000 MW の電源・動力の脱落を許容しない場合
[2 回線送電]

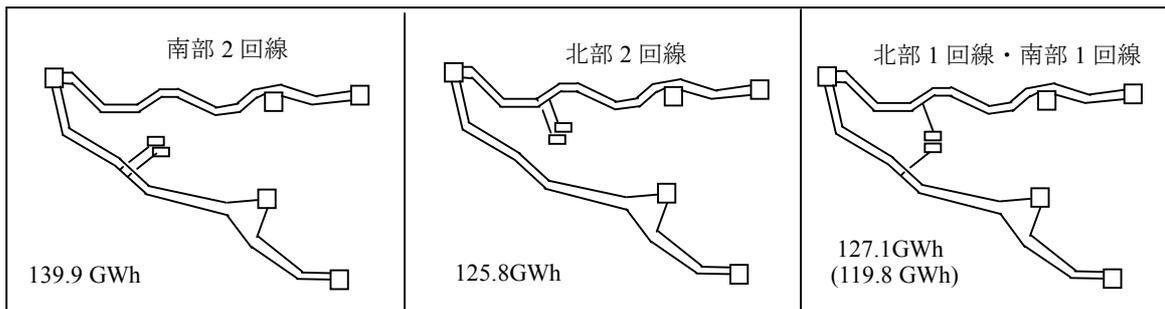


図 6-14 揚水発電所の接続方法の案

最適な案を求めるためには、各接続点案同志の電力損失費と工事費を比較する必要がある。しかし、送電線工事費と電力損失費は、南部および北部ルートの経過地や、他の発電所の運用パターンに大きく影響を受けるため、現時点では、以下に示す理由により最適な

接続方法を確定することは難しい。

- オフピーク時の発電機の運転パターンにより、最小の損失をもたらす接続案が異なる。
- 南部ルートへの接続と北部ルートへの接続との電力損失の費用の差は、10 km の電源線の経費の差より小さく、南部ルート案あるいは北部ルート案のどちらが有利かについては、ルートが詳細に確定していない以上、現状のデータではなんともいえない。

したがって、前述の 5 案の中から

- 1 回線事故時の揚水電源・動力の脱落量の許容値（周波数変動率 1 Hz 程度以内）
- Son La からの 500 kV 送電線の経過地
- 北部グリッド内の発電機の運用状況

を見極めたうえで、

- 送電損失費
- 送電線建設工事費

を比較して、揚水発電所の電源送電線の建設実施に向けて、さらに詳細な検討を実施する必要がある。