

第 6 章 ピーク対応型電源最適化計画

第6章 ピーク対応型電源最適化計画

6.1 予備検討

6.1.1 電源構成最適化シミュレーションの検討方法

ベトナム国土は南北に長く、電力需要の中心が北部のハノイ市と南部のホーチミン市に2極化しているほか、一次エネルギー資源も北部の石炭、南部のガスと偏在しているという特徴を有している。しかし、これまで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、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かった。その結果、3.2.2で述べたように至近年の北部における電力危機を招くこととなってしまっている。

また、WASPは日単位の運用をシミュレートできないため、2.2.3で述べたように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東京電力が開発し、自社の電源開発計画立案において長年実績のあり、かつ系統連携を考慮できるPDPAT IIを選定した。また、PDPAT IIは日単位の各電源の運用をシミュレーションできるため、ピーク電源の最経済的投入比率ならびに揚水発電所の最適池容量を求めることができる。

表 6-1-1 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

6.1.2 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、揚水効率を70%とした。なお、割引金利率は10%を使用した。以上、検討に使用した設定条件を表6-1-2に示す。

表 6-1-2 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%	水力 0 ¢ /kWh	石炭 2.1 ¢ /kWh
ガスタービン	400US\$/kW	20	5.5%	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 6-1-1、図 6-1-2）。

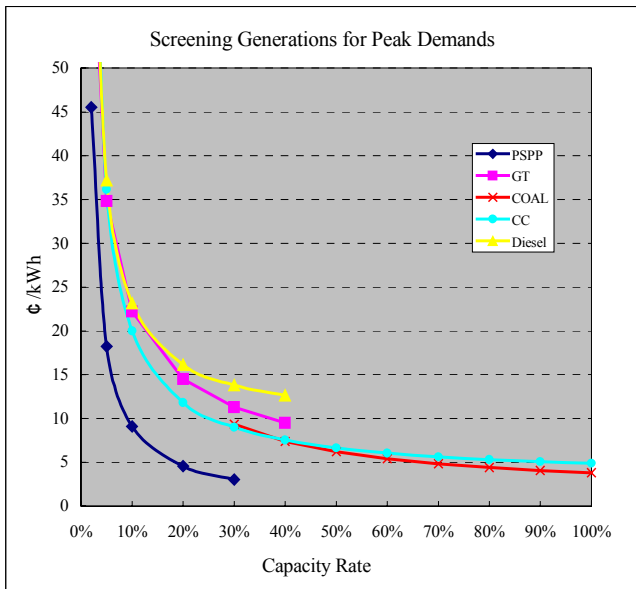


図 6-1-1 発電原価と設備利用率の関係 2020年
揚水原資；石炭（Case 1）

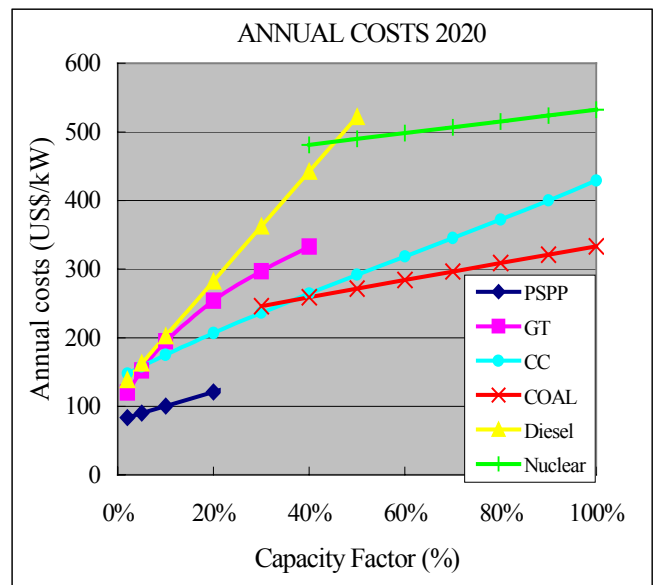


図 6-1-2 利用率毎の年経費 2020年
揚水原資；石炭（Case 1）

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、PSPPが最も経済性がある。

6.1.3 ピーク需要の現状と想定

(1) 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6,552MW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6-1-3)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。この夕方ピークは6,552MWと4,830MWの間1,722MWであった。これは、最大電力の26%に相当する。また、図6-1-4に示すように、2002年の平日の平均日負荷曲線を見ても、このピーク需要の状況に変わりはない。一方、最大電力を記録した日の夕方ピークの底にあたる需要4,830MWは、年間電力需要持続曲線上で2,228番目にあたり上位25%に相当する(図6-1-5)。

このことから、ピーク需要に供給するためのピーク対応電源設備量は、予備力を考慮した全設備の25%程度に相当すると考えられる。

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。2002年におけるピーク対応電源は、乾期には大型の貯水池をもつ水力発電所(Hoa Binh, Yaly, Tri Anの計3,040MW)が対応し、治水のため貯水池水位を低下させる必要がある洪水期は、コンバインドサイクル発電が対応したと考えられる。

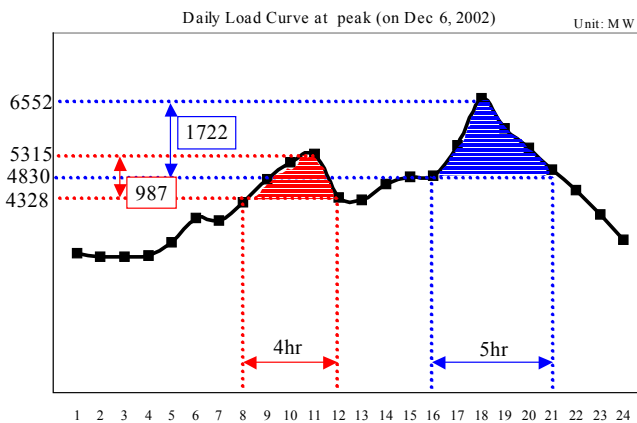


図 6-1-3 日負荷曲線 (最大電力発生日)

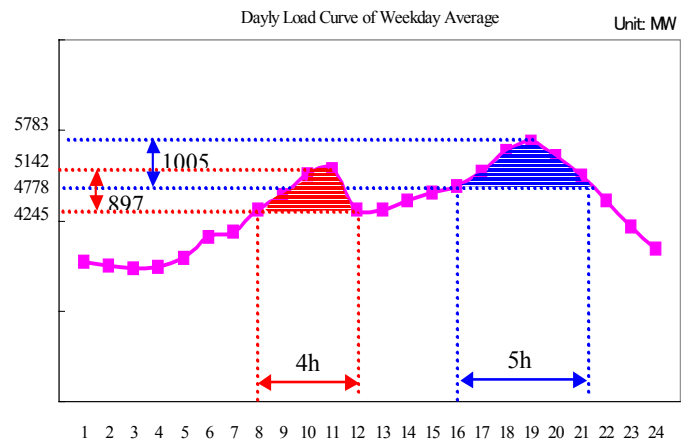


図 6-1-4 日負荷曲線 (平日平均)

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

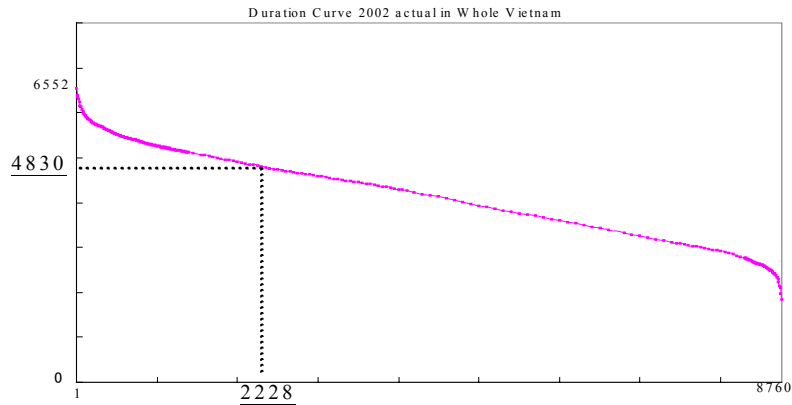


図 6-1-5 年間電力持続曲線

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。負荷率は 64%から 71%に 7%上昇する。しかし、ベトナム国の需要の特性として季節間の需要変動が少ないことから日負荷の変動が殆どであり、負荷率の上昇による日負荷曲線の最低需要の上昇という影響はあるが、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 6-1-6）。

このことから、電力持続曲線と日負荷曲線のピーク需要形状は 2002 年の実績と大きな変化要因はない。したがって、2020 年におけるピーク需要は全需要の 20%程度 6,500MW と推定される。

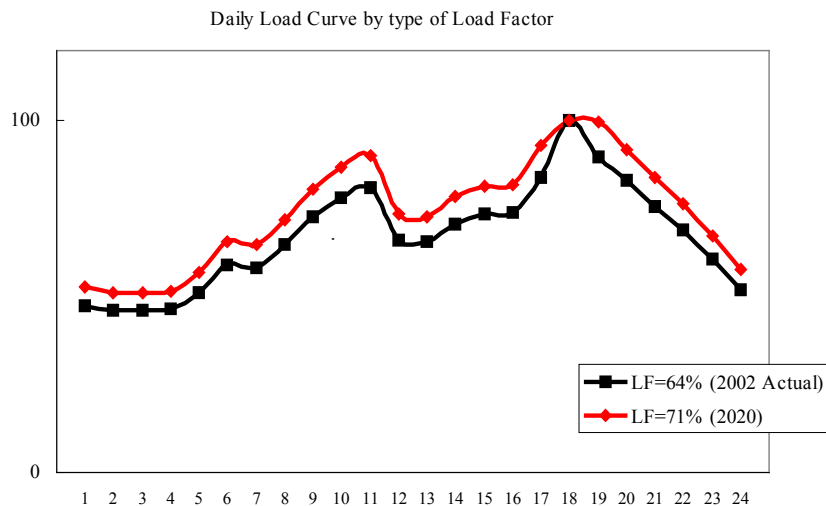


図 6-1-6 日負荷曲線の変化予測（負荷率 64%vs.71%）

(2) 昼間ピークへの変化の影響

点灯時ピークから昼間ピークへの移行を考慮し、本検討で想定した需要におけるピーク需要を検討する。図 6-1-7 に示すように、最大電力発生時の日負荷曲線を見るとピークの持続時間は、一日に 3.5 時間から 7 時間発生し、それぞれの最大電力は 1,400MW から 2,080MW に達する。

前述の MP 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。

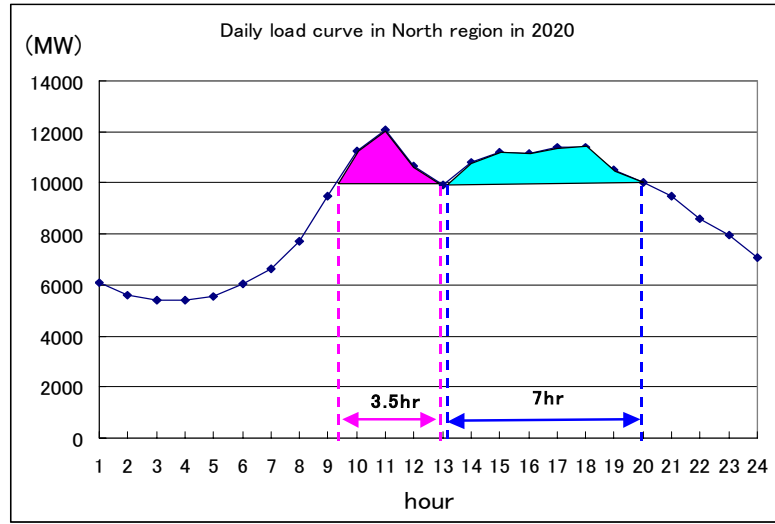


図 6-1-7 ピークシフト考慮日負荷曲線 2020 年（最大電力発生日）

ピーク需要継続時間は、日負荷曲線に依存する。また、日負荷曲線は需要構造の変化により変化する。最大電力記録日の需要の高い方から 20%の部分（図 6-1-8）をピーク需要として分析する。この部分の最大需要継続時間は 7 時間に相当する。

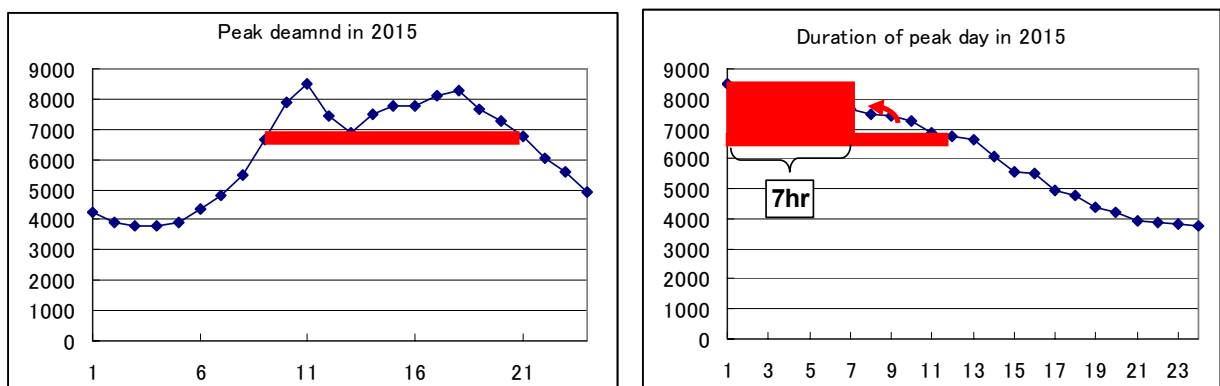


図 6-1-8 ピーク需要継続時間（2015 年）

6.1.4 供給信頼度に基づく適正供給予備力の検討

本節では、需給運用シミュレーションを実施する際に必要となる適正供給予備力を考察する。ベトナム国の系統制約と南北の系統特性を考慮し、供給信頼度と必要供給力の関係を対象年について検討する。これに基づき、供給信頼度基準を満たす適正予備力を明確にする。

具体的には、第5次電力マスタープラン改訂版に基づき2015年、および2020年断面における供給信頼度と必要予備力の関係を系統信頼度解析ツールであるRETICSを用いて分析する。この解析の際には、系統開発計画に基づく連系状況から、北部と南部（中部を含む）の2系統に分けて模擬する。中部に開発する電源は主に南部の需要に供給されるため、需給運用から中部と南部の系統を同一系統として扱うことが妥当であると考えられるからである。

(1) 第5次電力マスタープラン改訂版の供給信頼度の状況

第5次電力マスタープラン改訂版とこれまでにベトナム側から提供を受けた出水変動、事故率、需要変動のデータを使用し、2020年時点での供給信頼度と供給予備力との関係を分析した。その結果を以下に示す。

a. 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（図6-1-9）。

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。2020年における供給信頼度基準を満たすために必要となる予備力を考慮した必要供給力は約35,540MWである。

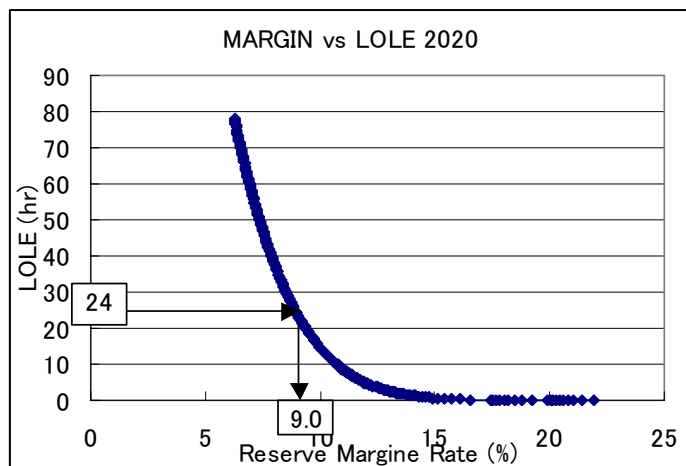


図 6-1-9 供給信頼度と供給予備力の関係（2020年）

b. 分割系統の供給信頼度

分割系統の供給信頼度の解析は、北部系統および中・南部系統の分割系統について、2020年に関して系統の供給信頼度解析ツールを用いて行う。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、図6-1-10に示すように、連系なしの場合、北部系統は供給信頼度基準のLOLE24時間を満足するためには、19%（約2,300MW）の供給予備力が必要である。信頼度基準を満たすために必要な予備力を考慮した必要供給力は約14,370MWである。

一方、図6-1-11に示すように、中南部系統での供給信頼度基準を満たすために必要な供給予備力は、9%（1,850MW）が必要であり、この予備力を考慮した必要供給力は約22,410MWである。

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、この予備力を考慮した供給力は約14,120MWである。中南部は8%（1,645MW）の予備力が必要であり、予備力を考慮した供給力は約22,210MWである。連系なしのケースと比較し約450MWの予備力削減となる。

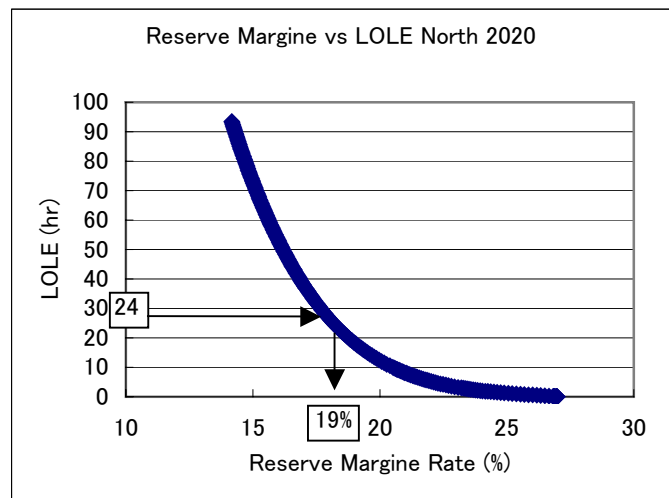


図 6-1-10 供給信頼度と供給予備力の関係
北部系統 連系なし 2020年

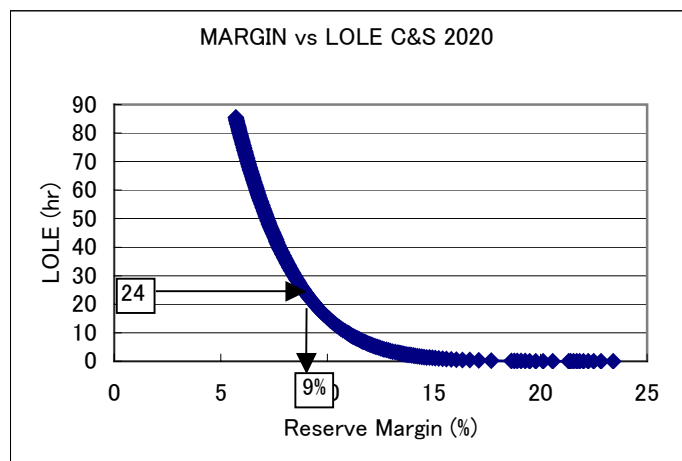


図 6-1-11 供給信頼度と供給予備力
中南部系統 連系なし 2020年

(2) 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による設備削減効果について考察を行った。

連系線容量を増加させると、連系された系統間で需要の不等時性¹によるピーク設備の相互利用の可能量が増加するため、供給信頼度基準を満たすために必要な設備量を削減できる可能性がある。

この設備削減量を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 6-1-12 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。最経済的な連系容量については、更に経済融通による燃料費削減の可能性を需給運用シミュレーションにより確認する必要がある。

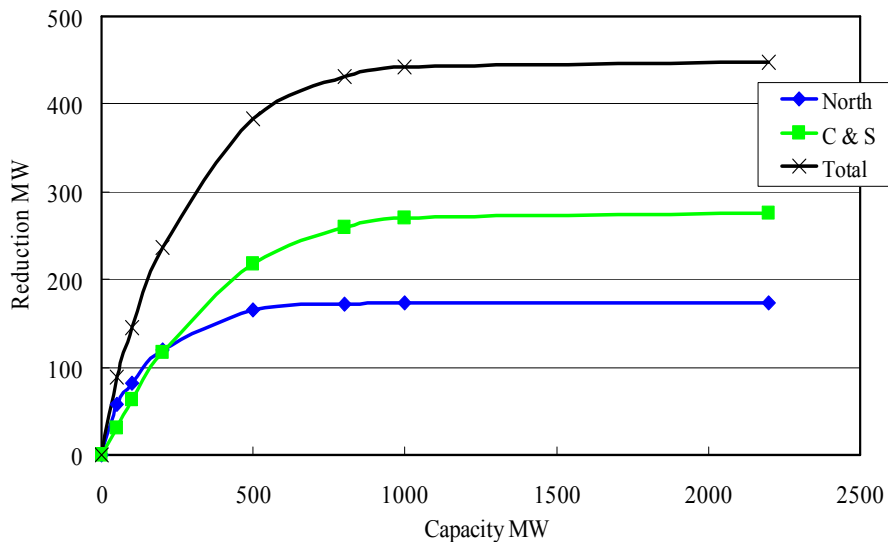


図 6-1-12 北部と南部の系統連系容量と設備削減量の関係

¹異なる電力系統において、地理的な相違、天候の違い、需要構成の相違などにより、最大電力発生が同時に起こる確率は低い。これを不等時性と呼ぶ。需要の不等時性のために、片方でピーク需要が発生した時に他の系統がピーク対応設備を余力として保有する頻度が高い。系統連系によりこの余力を活用することで、各系統の供給信頼度確保するために必要な設備予備力を減少できる。

(3) 年間の需要と供給力とのバランス

2020年における日負荷曲線は、2002年の需要実績を使用し想定している。この2002年の最大電力は12月に記録されており、洪水期と乾期の狭間であった。必要供給予備力は、最大電力を基準に算定していることから、雨期の終盤における供給能力を基準に供給予備力を算定することとなり、乾期における水力発電の供給力低下ならびに洪水期における貯水池水位低下による供給力低下の影響は十分に考慮されていない。このため、需給運用シミュレーション実施にあたって必要となる、適正供給予備力への乾期および洪水期における需給状況と供給信頼度への影響を分析した。

分割系統における北部系統および中南部系統の年間の供給力バランスを、需給運用シミュレーションにより計算した。その結果、図6-1-13に示すように、分割系統の需給状況は連系線容量2,200MWの場合、洪水期である6-9月の需給が比較的逼迫している。需給シミュレーションを実施する際の供給信頼度指標は、洪水期の貯水池水位の低下による出力低下の供給信頼度に与える影響と、最大電力発生時の需給逼迫の供給信頼度に与える影響を考慮し設定する必要がある。

この供給予備力と需要との関係を各ケース毎に検討し、供給信頼度基準を満たすような必要供給予備力を決定する。この供給予備力を満たすように、各ピーク需要対応電源の導入量を既計画の火力発電との入れ替えで導入した場合の年経費の変化を需給運用シミュレーションにより計算する。この計算結果に基づき、最経済的なピーク対応型電源導入量を次節で明らかにする。

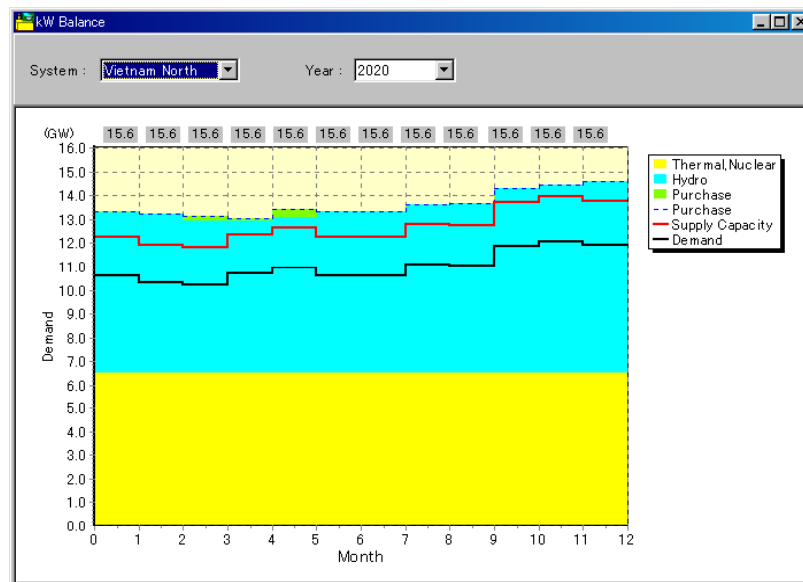


図 6-1-13 北系統の需給バランス連系容量 2,200MW (2020 年)

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する。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する。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明らかにする。

6.2.1 電源開発シナリオの設定

本検討では、ベトナム国の系統制約を考慮した開発シナリオの設定を行った。

系統制約については、ベトナム国第5次マスタープラン改訂版に基づき、南北潮流の上限を2,200MWとした。この分割系統による需給運用シミュレーションの際に、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する。

表 6-2-1 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考察する。基本ケースと変化ケースの考え方は次節で詳述する。

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。

(1) 基本開発シナリオ

a. 単一系統

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)、および 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。

b. 分割系統（北系統，中・南系統）

電源開発計画は単一系統と同様の考え方で調整した。

南北系統連系の容量としては、連系容量なし、連系線による設備削減効果の飽和する容量(1,300MW)、第5次マスタープラン改訂版に基づく開発量である 2,200MW の3ケースを検討する。最適連系容量の検討においては、信頼度向上効果以外に、電源の効率運用による燃料焚き減らし効果も考慮した。

(2) 変化ケースの考え方

a. Son La 開発計画

Son La 開発計画に関しては、ベトナム国関係者へのインタビューによると 2,400MW (Medium) で開発する方向で調整中である。2015 年までに全機運転開始を予定しているため、2020 年に運転していないケースは取り上げない。

ただし、開発工程の遅延のリスクを考慮し、2015 年時点では Son La が運転しているケースと、していないケースを検討する。

b. ガス導入

北系統には発電に使用できるだけのガス賦存量が見つからないため、北部への GT, CC の導入ケースは検討しない。2020 年断面におけるガス賦存量の制約に伴う CC, GT の運用制限を考慮する。燃料価格上昇は、第5次マスタープラン改訂版をベースとするが、燃料費高騰リスクの影響を把握するため、ベースケースの2倍としたケースも検討する。

(3) 検討条件**a. 信頼度基準**

ベトナム国の電源開発計画に用いられている供給信頼度基準を採用（LOLE（24時間））する。また、各ケースに対し、供給信頼度基準を満たす必要予備率を計算し、この必要予備率を満たすよう供給力（開発計画）を調整する。

b. 開発計画

ベトナム国第5次マスタープラン改訂版を基本とし、上記供給信頼度基準を満たすよう後年度に開発される火力電源開発量を調整する。いいかえれば、政策的に開発される水力、原子力については調整しない。

c. 需要想定

ベトナム国第5次マスタープラン改訂版に使用されている最大電力、発電電力量想定を基本とした。これに加え、本調査で JICA Team が見直した結果の、将来の電力需要構造の変化によるピークシフトを考慮した需要についても検討する（表 6-2-2）。

表 6-2-2 需要比較一覧表 (Unit:MW,GWh)

		第5次マスタープラン改訂版			ピークシフト考慮		
		単一	北部	中・南部	単一	北部	中・南部
最大電力	2015	23,370	8,843	14,552	22,657	8,529	14,172
	2020	32,606	12,074	20,564	32,486	12,074	20,564
発電電力量	2015	141,260	51,282	89,201	142,172	51,743	90,429
	2020	201,367	72,557	127,590	202,364	73,207	129,156
負荷率	2015	69.0%	66.2%	70.0%	71.6%	69.3%	72.8%
	2020	70.5%	68.6%	70.8%	71.1%	69.2%	71.7%
ピーク発生時刻	2015	21時	18時	18時	11時	11時	11時
	2020	21時	18時	18時	11時	11時	11時

d. 供給力

ベトナム国第5次マスタープラン改訂版に使用された供給力データに基づき、供給力算出を実施する。ただし、電源の日運用を考慮した需給シミュレーションを行うために、以下のとおり仮定を設ける。

1) 水力**a) 調整池式水力**

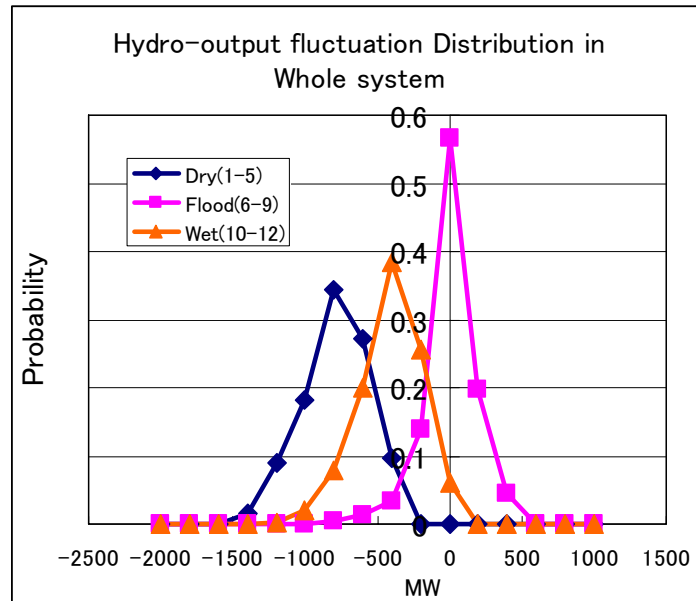
IE 提出データおよび EVN へのインタビューにより、運用実態を以下のとおり想定した。

- 月最大出力：90%出水確率供給力を使用
- 最低出力 乾期（1月－5月，12月）：月最大出力の 1/3
雨期（6月－11月）：月最大出力の 9/20
- 各月発電電力量：50%出水確率の発電可能電力量を使用

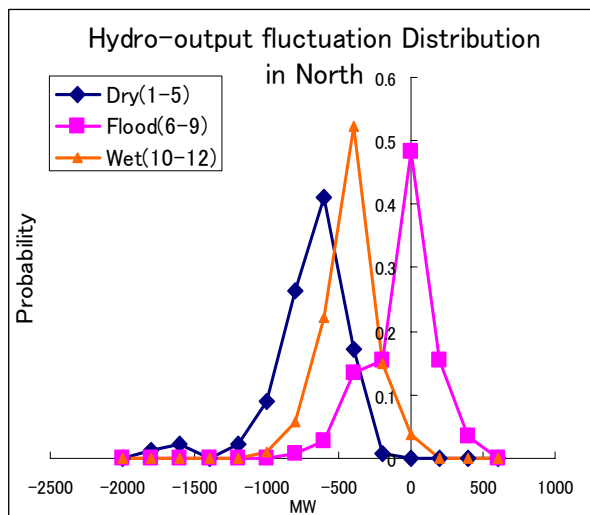
b) 出水変動確率

- 1996年から2001年の水力発電運転データから、最大電力発生時の各発電所の出力を選別し、これを基に各月の計画供給力からの出力変動確率分布を作成する。

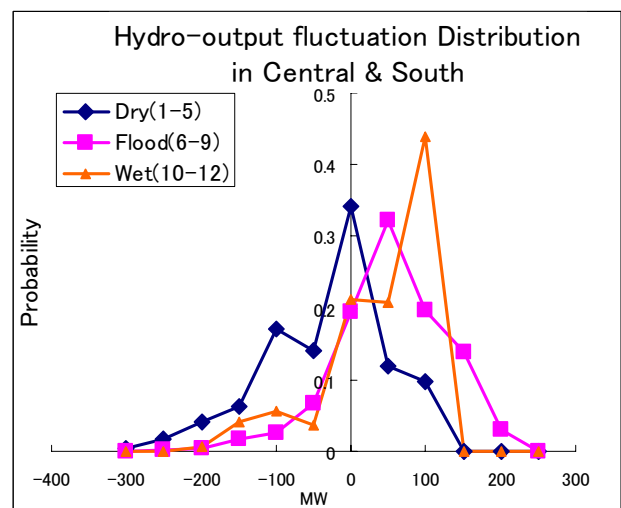
出力変動確率分布の計算結果は図6-2-1に示すとおりであり、北部系統では洪水期は、計画供給力の確保できる確率は小さいことが分かる。



単一系統出水変動確率分布



北部系統出水変動確率分布



中・南部系統出水変動確率分布

図 6-2-1 出水変動確率分布図

2) 火力

- 事故停止率：5-6%
- 熱効率：利用率による熱効率の変化を重回帰曲線により近似

a) ガス (GT, CC 含む)、石油発電

- 日間調整運転 (DSS), 週間調整運転 (WSS)を考慮
- AFC 容量：5-20%
- 最低出力 GT,CC：10-15%, 汽力：50%

b) 石炭発電

- 日間調整運転 (DSS), 週間調整運転 (WSS)を考慮せず
- AFC 容量：20%
- 最低出力：70%

3) 補修量

各発電所の年間補修量は、以下のとおりとする。

表 6-2-3 年間補修日数

種 別	年間補修日数
Nuclear	90
C/C	50
GT	30
S.T. (ガス)	30
S.T. (石油)	30
S.T. (石炭)	60
Diesel	10

e. 燃料費

ベトナム国第5次マスタープラン改訂版に使用したデータを基に、火力に用いる燃料費は以下とした。ベトナム国マスタープランとの整合を図るため、可変 O&M コストを含めた。南部系統の石炭火力で使用する石炭価格には、北部炭鉱からの運搬費 7.0US\$/ton を考慮した。

表 6-2-4 各種電源の燃料費

(Unit : ¢ / 10³kcal)

	2000	2015	2020	% / 年
Nuclear	0.24	0.36	0.40	2.56
Gas	1.11	1.73	1.91	2.73
FO	1.59	1.91	1.99	1.15
Coal	0.40	0.60	0.66	2.56
Coal (south)	0.47	0.67	0.73	2.00
Diesel	2.78	3.29	3.44	1.06

f. 固定費

本検討に使用した各電源の建設単価，耐用年数，O&Mの諸元を以下に示す。

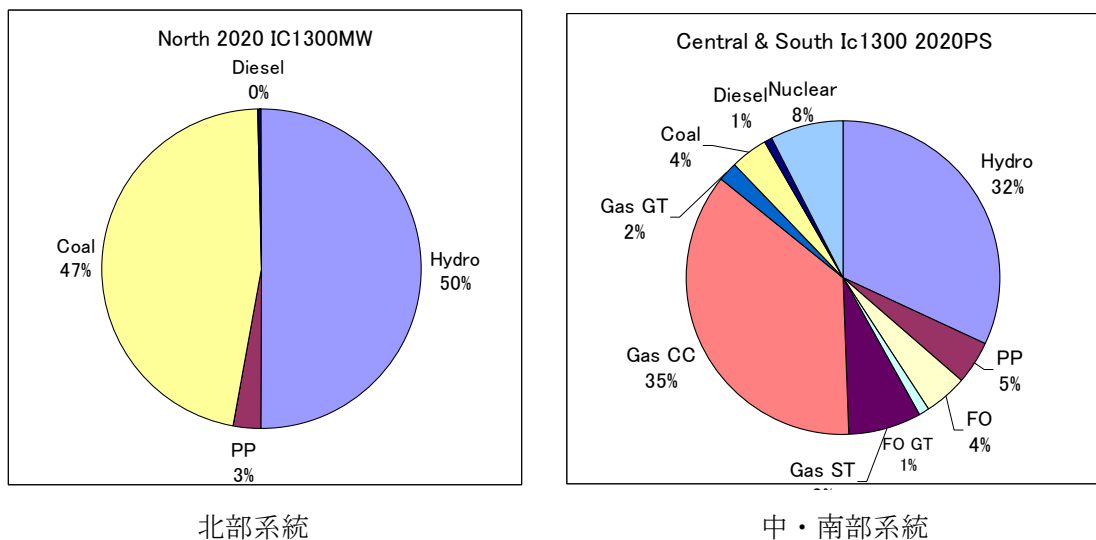
表 6-2-5 建設単価と経費関連データ

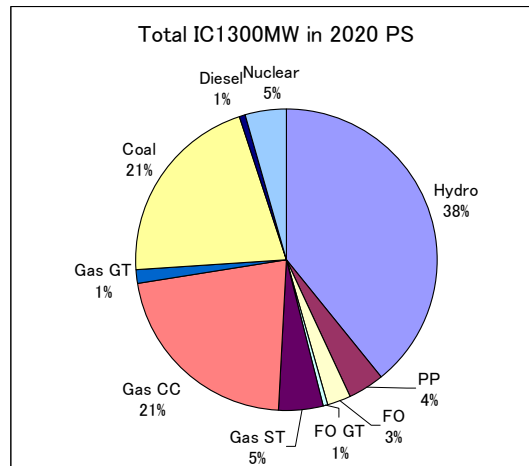
	容量	建設単価 CENT/kW	経費関係データ			
			金利(%)	耐用年数	残存率(%)	O&M 率(%)
一般水力 (新設)	>100MW	130,000	10	40	10	1.0
一般水力 (新設)	>50MW	145,000	10	40	10	1.0
一般水力 (新設)	<50MW	173,500	10	40	10	1.5
揚水式水力		65,000	10	40	10	1.0
原子力	600MW	220,000	10	40	10	3.0
C/C	600MW	60,000	10	25	10	4.5
GT	250MW	40,000	10	20	10	5.5
S.T. (ガス)	500MW	83,300	10	20	10	2.0
S.T. (ガス)	250MW	96,100	10	20	10	2.0
S.T. (石油)	500MW	74,600	10	25	10	2.0
S.T. (石油)	200MW	91,400	10	25	10	2.0
S.T. (石炭)	500MW	93,800	10	30	10	3.5
S.T. (石炭)	100MW	129,400	10	30	10	3.5

g. 電源構成

単一系統と実際の系統制約を考慮した分割系統では、電源の構成が大きく異なる。これは、供給信頼度を満たす予備力や電力系統の需給運用に大きな影響を及ぼす。

分割系統、2020年ピークシフト需要、連系容量 1,300MW の場合の供給力調整を行った結果を図 6-2-2 に例示する。





北部および中・南部系統合計

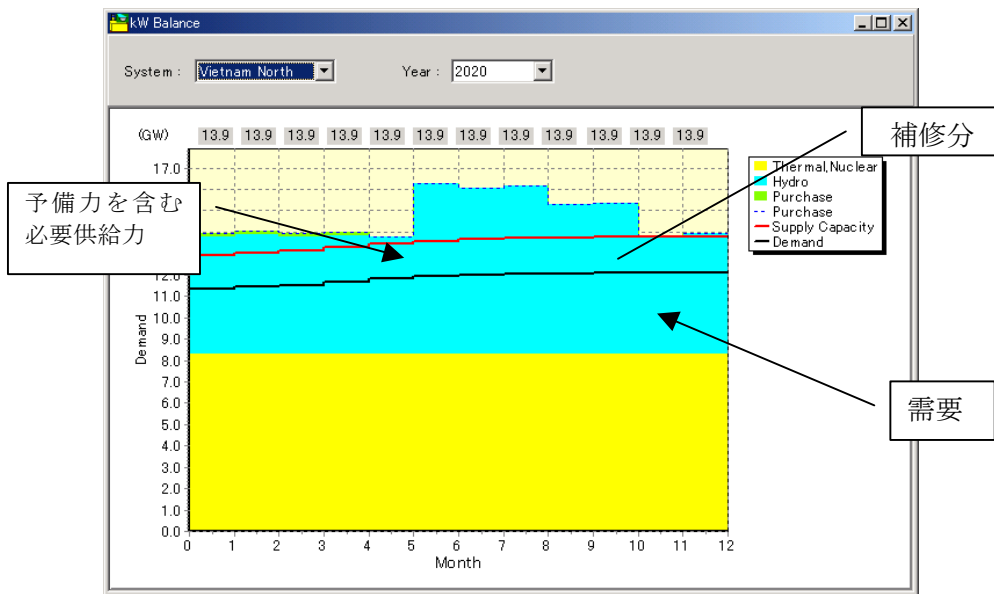
図 6-2-2 北部および中南部系統の電源構成比率 (2020 年)

ベトナム国においては、系統制約を考慮する場合としない場合では大きく電源構成が異なる。特に、北部系統では、供給力は主に石炭と水力となる。先にスクリーニングで示したように、石炭火力はベース供給力として、運用することが経済的であり、また、石炭火力は燃料の特性から、出力調整巾を大きく取れない。残りの水力供給力は、ピーク時に調整運転可能な貯水池式水力および調整運転できない流れ込み式の水力である。これら水力発電は、渇水期の出力低下が大きいという特徴を持つ。したがって、これら石炭火力、水力発電の運用特性は、供給信頼度や日々の需給運用に大きな影響を与える。

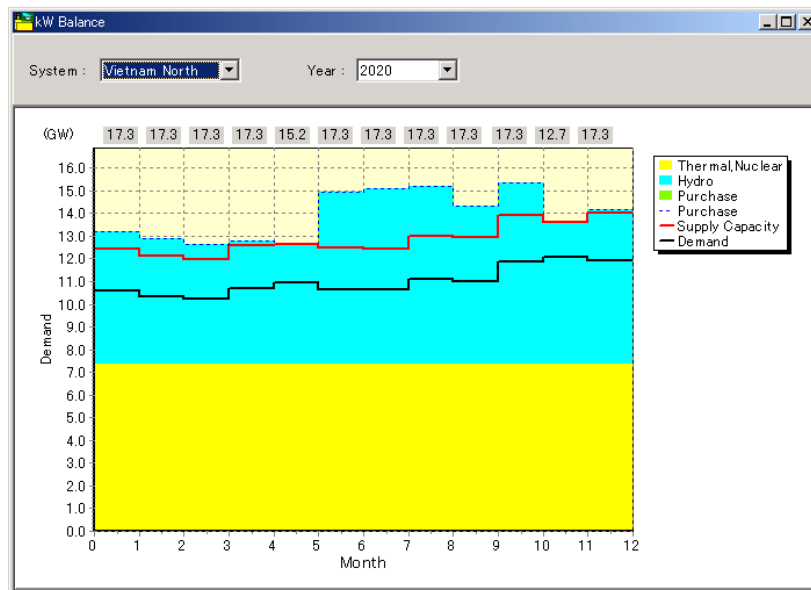
また、ベトナム国における水力発電所の月毎の供給力は、雨期、乾期の差が大きい。

2002 年の状況では、雨期に洪水防止のため貯水池の水位を下げて運用していることから、供給力低下を招き、需要も抑制されている。しかし、2020 年までには、2002 年の供給力から多くの火力発電が開発されるとともに、水力発電についても、水系開発による効率運用がなされると想定されるため、供給力減少の影響を少なくできると考えられる。

MP 需要では、実績の供給力低下の傾向を反映し、月間の最大電力は雨期に低くなるため、需給バランス上供給力に余裕のある雨期に、補修のための停止を多く入れ込むことで年間の補修量を確保できる。一方、ピークシフト需要では、毎月月間の最大電力を更新するため、雨期の供給余力だけでは、年間の需給がバランスしない。このため、同じ供給信頼度を満足するためには設備量を増やす必要がある。ピーク時間シフトを考慮した需要想定と、考慮しない需要想定を用いた場合の供給力バランス (2020 年連系容量 1,300MW) を示す。



北部系統 需給バランス (ピークシフト考慮)



北部系統 需給バランス (ピークシフト考慮なし)

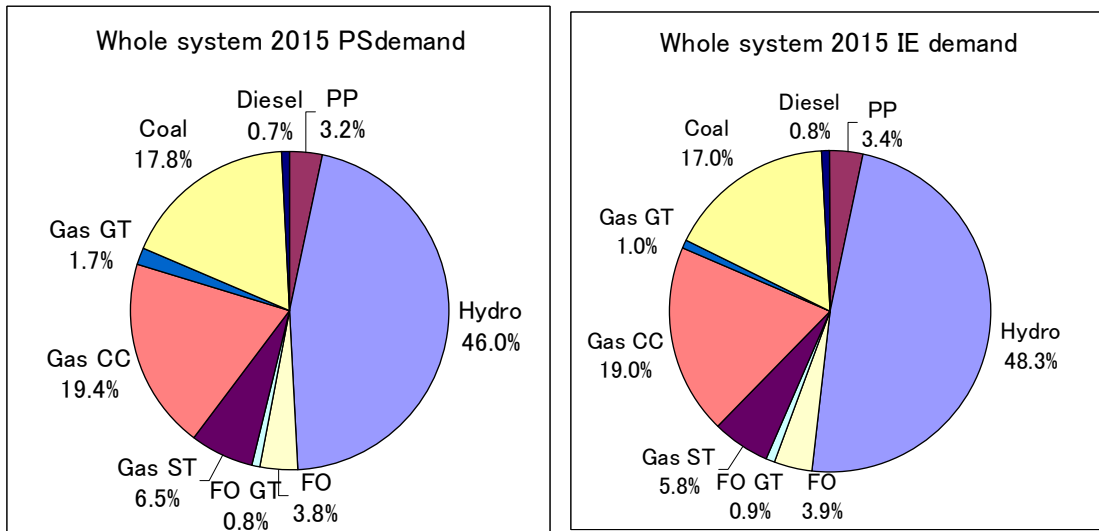
図 6-2-3 北部系統における各月の需給バランス (2020 年)

ピークシフト考慮需要想定では、各月の最大電力は単調に増加しており、ピークシフトを考慮しない IE 需要想定ケースと比べて、ピーク月以外の月の最大電力が高い。このため、補修量割当て分が相対的に減少してしまう。年間の必要補修量を確保するためには、この減少分を補う必要がある。このため、同じ供給信頼度を確保するためには、必要な設備量を増加する必要がある。

需給運用シミュレーションにあたっては、この需要の違いに基づく、設備量の差異が電

源構成に影響を与えないよう考慮した。

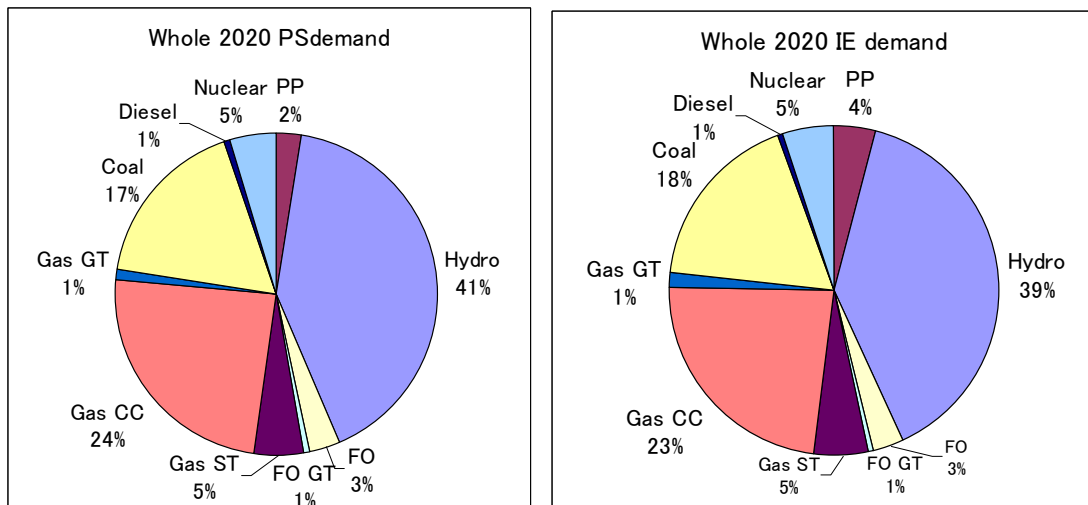
<2015年における電源構成比率>



ピークシフト考慮

ピークシフト考慮なし

<2020年における電源構成比率>



ピークシフト考慮

ピークシフト考慮なし

図 6-2-4 ピークシフト有無による電源構成比率 (2015年, 2020年)

6.2.2 供給信頼度基準に従った必要設備量

(1) 第5次マスタープラン改訂版の需給状況

はじめに、2020年における第5次マスタープラン改訂版の供給信頼度の状況を概観する。

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、供給力は42,161MWあり、供給信頼度 LOLE は0.08時間、予備率は19.3%である(図 6-2-5、図 6-2-6)。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。

ベトナム国第5次マスタープラン改訂版は、系統制約がない場合、供給力に相当余裕があることになる。

先述のとおり単一系統と分割系統では、電源構成、需要の規模および日負荷曲線が異なるため、表 6-2-6 に示すように、供給信頼度 LOLE=24hr を満たすために必要な予備力は異なる。

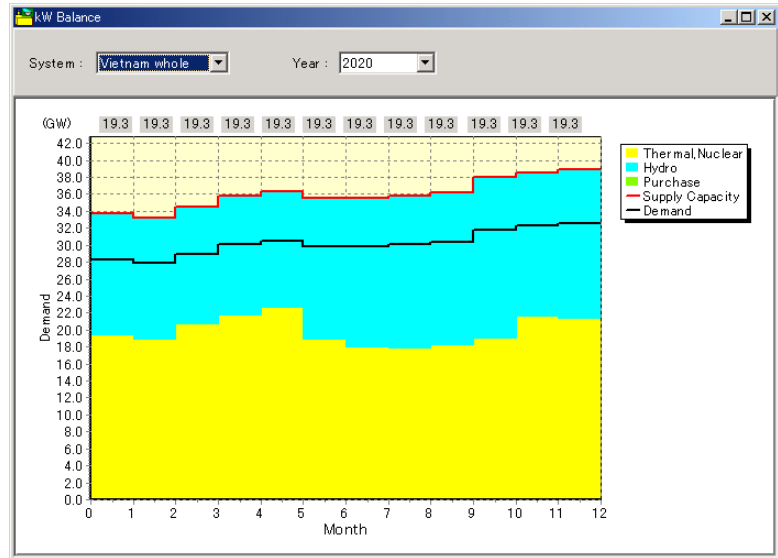


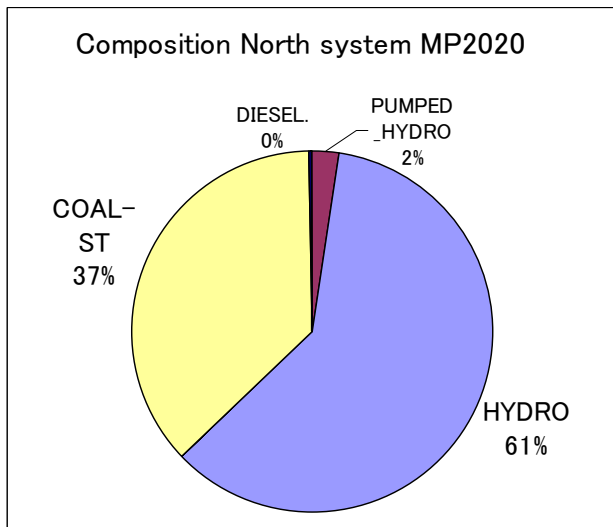
図 6-2-5 第5次マスタープラン改訂版の需給バランス

表 6-2-6 第5次マスタープラン改訂版の設備量

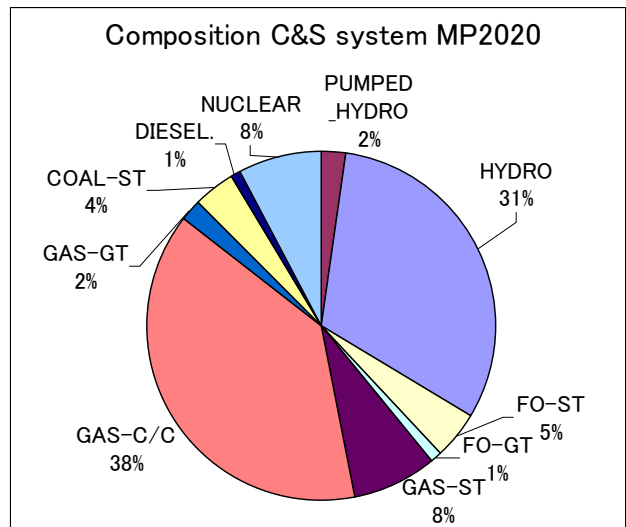
(Unit: MW)

	設備量	予備率	LOLE	年経費
単一系統	42,162	19.3%	0.08	9,515
分割 北部系統	16,290	10.9%	86.46	2,925
中南部系統	25,872	20.2%	0.03	6,699
合計	42,162		年経費計	9,624

北部系統



中南部系統



合計

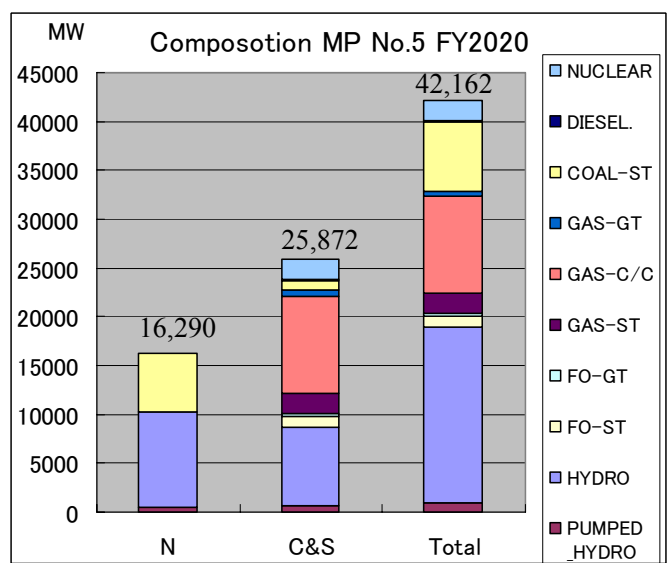
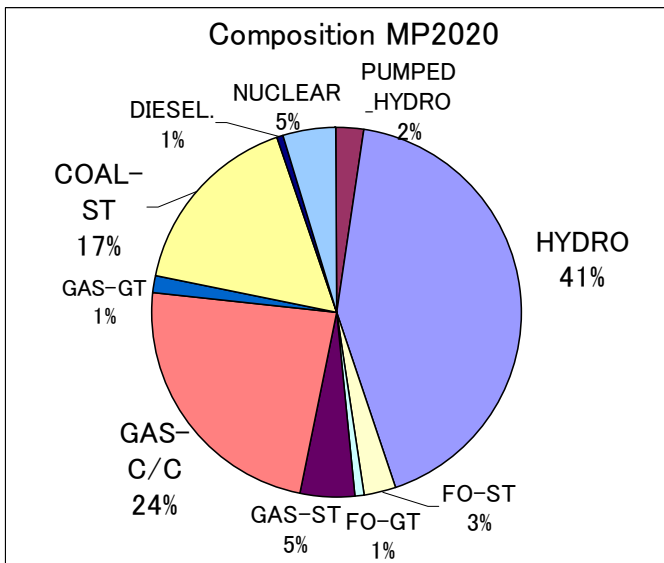


図 6-2-6 第 5 次マスタープラン改訂版の設備構成

第 5 次マスタープラン改訂版では、単一系統では十分な供給力を持ち、供給信頼度でも基準を上回る。しかし、系統制約を連系容量なしとした場合には、北部系統の供給力が不足する。それは、北部の水力発電設備量が大きいために、出水変動の影響を受け、渇水期の出水減および雨期の洪水対策による出力が低下に伴い、供給信頼度が低下するためである。従って、供給信頼度基準 (LOLE=24hr) に合致するように、設備量を調整する必要がある。

(2) 供給信頼度基準に合わせた必要設備量

供給信頼度基準に合わせた必要設備量を、表 6-2-7 に示す。

これより、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。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対し、北部系統で 0.4%減少、中南部系統では 5.0 %減少、全体では 3.0 %減少させたものとなった。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。

表 6-2-7 供給信頼度基準に合わせた必要設備量

(Unit: MW, US\$ mil/Yr)

	必要設備量	予備率	LOLE	年経費
①単一系統ケース	39,793	9.7%	24.6	9,400
②分割ケース(北部系統)	16,225	14.2%	23.4	3,083
(中南部系統)	24,538	7.9%	23.3	6,555
合計	40,763		年経費計	9,638

また、連系容量 1,300MW を考慮した場合には、連系がない場合に比べ北部で 1.0 %、中南部で 3.0 %、全体で 4.0 %必要設備量は減少する。これは、連系系統を介してピーク需要対応電源の相互融通が行われることにより、必要設備量を削減できるためである。

表 6-2-8 系統連系を考慮した供給信頼基準に合わせた必要設備量

(Unit: MW, US\$ mil/Yr)

連系容量 1,300MW	必要設備量	予備率	LOLE	年経費
③分割ケース(北部系統)	16,032	12.3%	23.7	3,029
(中南部系統)	23,824	6.8%	24.5	6,201
合計	38,857		年経費計	9,624

(3) 系統連系量および需要想定の違いが必要設備量に及ぼす影響

ピーク需要対応電源の最適構成を検討するために、設定したシナリオの必要設備量について検討を行った。

先述のとおり、本検討では、隣国からの電力購入はラオスからのみとしたケースを基本としており、輸入電力は一つの水力発電所として模擬している。第 5 次マスタープラン改訂版では、水力の開発可能量のほとんどを 2020 年までに開発する計画であるため、水力の開発パターン、開発量とも、第 5 次マスタープラン改訂版の通りとし、必要設備量の調整は火力で行った。これにより、構成比率は 3.0%程度影響を受けるが、大きく設備構成を変

化させるものではない。各シナリオにおける必要設備量を、表 6-2-9 に示す。

表 6-2-9 第 5 次マスタープラン改訂版との必要設備量の比較

(Unit: MW)

		IE 需要想定		ピークシフト		5 th MP 改訂版との設備量比較	
		必要設備量	予備率	必要設備量	予備率	IE /MP	PS/MP
単一系統		39,793	9.7%	41,703	9.4%	-5.6%	-1.1%
連系 0MW	北部	16,225	14.2%	17,325	15.6%	0.4%	6.3%
	中南部	24,538	7.9%	25,528	9.5%	-5.1%	-1.3%
連系 800MW	北部	16,045	12.8%	17,095	14.3%	-1.5%	4.9%
	中南部	24,188	6.3%	25,178	7.8%	-6.5%	-2.7%
連系 1,300MW	北部	16,045	12.7%	17,025	13.9%	-1.5%	4.5%
	中南部	24,163	6.3%	25,188	7.8%	-6.6%	-2.6%
連系 2,200MW	北部	16,045	12.7%	17,025	13.9%	-1.5%	4.5%
	中南部	24,163	6.3%	25,188	7.6%	-6.6%	-2.6%

MP 需要では、北部系統においても必要設備量は減少している。これは、基本シナリオの条件として、隣国からの電力購入をラオスからだけに限定したため、水力発電の構成比率が減少し、出水変動による影響が削減されたためである。

一方、ピークシフト需要の場合は、ピーク需要時間が MP 需要に比べ長くなるため、水力発電の日々の運用が変化する。しかし、水力発電の日負荷可能発電電力量は、需要形状に関わらず一定であるため、水力発電の供給力が潜在し、この結果として、必要設備量が IE 需要想定の場合よりも多く必要となる。

(4) 系統制約および隣国からの電力購入の影響

系統制約を考慮し、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、以下の対策が必要である。

MP 需要の場合、5%~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。

MP 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、9,230US\$ mil/Yr から 9,276US\$ mil/Yr と、主に燃料費増加に伴い 0.5%の増加となる。

6.2.3 2015年ピーク需要対応電源の最適化検討

実際の系統制約を考慮した開発シナリオに沿って、各種電源の特性に基づく日々の需給運用を考慮した需給運用シミュレーションを行った。

その結果、シナリオにおけるリスクとして考えた要因のうち、系統制約（連系容量）、日負荷曲線のピーク発生時間の移動（ピークシフト）が、ピーク電源の最適構成比率に大きく影響を与えることが明らかになった。

(1) 需給シミュレーション結果

表 6-2-10 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

需要想定に関して、MP 需要とピークシフト需要の 2 通りについて検討した。また、南北系統間の制約としては、連系容量を変化させた。これら条件に対し、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。

表 6-2-10 2015 年における最適構成比率と年経費

(Unit: %, US\$ mil/Yr)

シナリオ		PSPP in N		PSPP in S		GT in S	
需 要	連系容量	導入率	US\$ mil/Yr	導入率	US\$ mil/Yr	導入率	US\$ mil/Yr
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
MP	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.	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

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。MP 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、先に述べたように、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。この水力発電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

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。

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、北部系統と中部、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。

各ケースでの年経費の状況を、表 6-2-11 に概観する。

単一系統と分割系統では、完全に分割された場合（連系容量 0MW）に、年経費は 5%増加する。ピークシフト需要ケースと MP 需要ケースでは、4%程度ピークシフト需要ケースの方が、年経費が増加する。これは、先に述べた各月の最大電力需要の特徴により、ピークシフト需要の場合は、必要設備量が若干多く必要になり、資本回収費用（固定費）が多くなるためである。

連系制約の影響としては、送電線の信頼度の考え方によって連系容量が見込めない場合（0MW）と、既計画に加えて更にもう 1 回線建設した場合（2,200MW）の、年経費の差は以下のとおりある。

表 6-2-11 2015 年における系統連系容量と年経費

(Unit: US\$ mil/Yr)

需要ケース	連系容量 0MW	連系容量 2,200MW	年経費差
ピークシフト	6,679	6,328	▲ 161
MP	6,903	6,586	▲ 317

(2) Son La 開発遅延の影響

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 6-2-12 Son La 遅延の影響

需 要	系統連系	PSPP in N		PSPP in S	
		最適比率	US\$ mil/Yr	最適比率	US\$ mil/Yr
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
MP	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としては、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。Son La の代替として石炭

火力を開発するために、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ので、水力発電のピーク需要に対応する余力が生じる。この結果、ピーク電源の導入必要量が減少すると考えられる。

北部系統

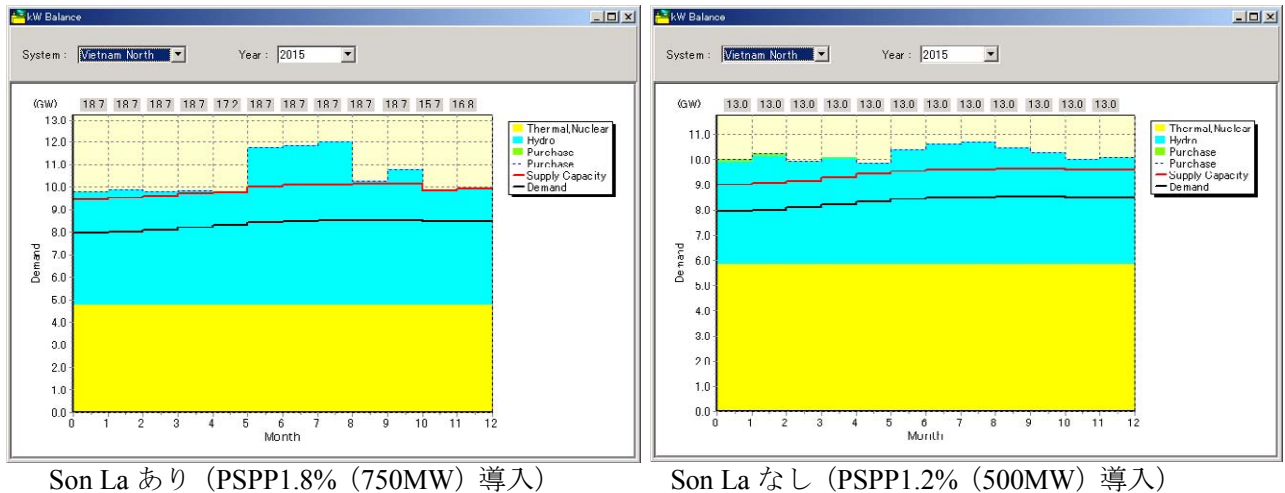


図 6-2-7 供給力バランスの比較 (ピークシフト考慮 連系容量 1,300MW)

Hoa Binh の池運用は、Son La 開発の前と後で異なる。今回入手したデータに基づくと、Son La 運転開始後には Hoa Binh は、雨期に水位を上げるとともに、使用可能な水量が増加する。このため、図 6-2-8 に示すように、Son La 出力追加分と Hoa Binh 増出力分と合わせて、雨期に 2GW の供給力増加となる。

(3) 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。このシナリオのメリットを享受するためには、2010 年から 2015 年までに計画されている火力発電を、高効率のコンバインドサイクルに計画変更する必要がある。それにより、年間約 4MUSS の年経費が、削減される可能性がある。

しかし、後述のとおり 2020 年におけるガスタービン導入効果はない。ガスタービンの耐用年数 20 年を考えると、すぐに着手着工できれば効果が得られるが、実際には、ガスの開発などの燃料供給面での条件が整わないため、至近年での着工は困難と想定されるため、現実的ではないと判断される。

(4) 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。これらの電力は、水力発電による電力の購入である。これら電源の発電パターンは、ベトナム国における水力発電と同様と考えられる。そこで、本検討におけるこれら隣国からの購入電力は、ベトナム国の水力発電のデータを勘案して、運用条件を設定してある。この条件の下で、これら電力購入分がない場合の影響を検討した。その結果を図 6-2-8 に示す。

2015 年に、ピーク需要対応電源の導入効果の見られた揚水発電の北部系統への導入ケースで、隣国からの電力購入のあるケースと、電力購入のないケースを比較した。2015 年までには、ラオスとカンボジアから約 1,000MW の電力を購入する計画である。電力購入がない場合には、導入した北部系統において、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が、中南部系統での北部系統からの融通削減分の焚き増し効果に打ち消されてしまっている。需給運用状況に多少の影響はあるが、分割系統におけるピーク需要対応電源の最適導入量に対して、購入電力の有無は影響を与えない。

本検討では、自国電源相当に扱ったが、実際は自国の電源ではないため、ピーク需要対応に電源としての運用は困難であると、考えるのが妥当である。この観点からも、ピーク需要対応電源に与える影響は少ないと考えられる。

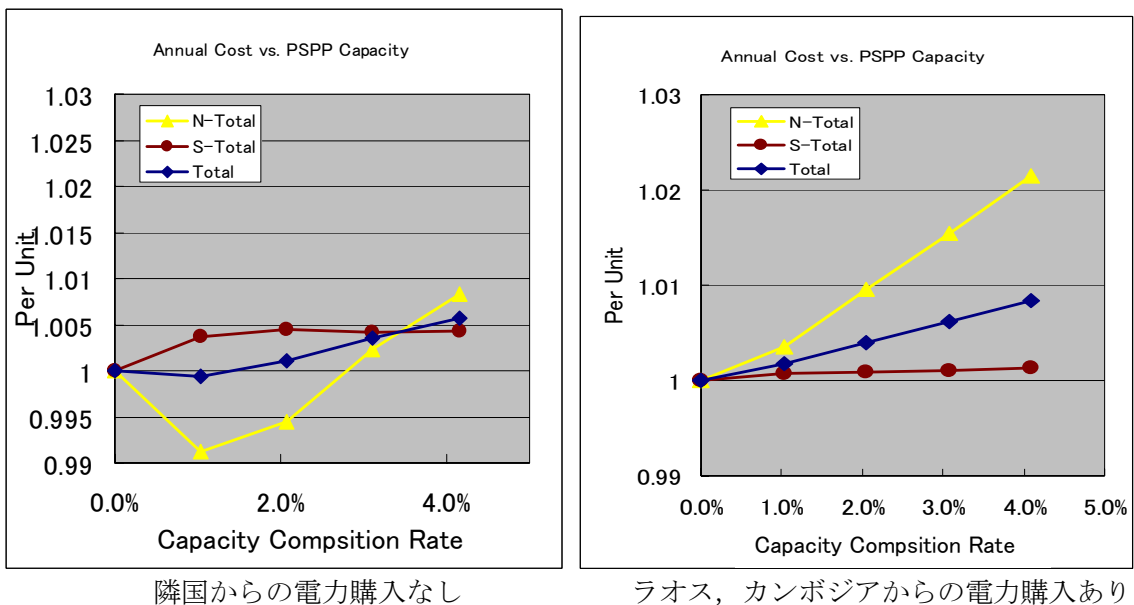


図 6-2-8 揚水発電の導入量と年経費の関係 (連系容量 1,300MW 2015 年)

(5) 燃料費高騰の影響

表 6-2-13 に示すように、2015 年において、燃料費の内石油、ガスの価格が想定 of 2 倍の価格となった場合には、年経費に 30% の増加をもたらす。

表 6-2-13 燃料単価

(Unit: ¢/10³ kcal)

	2015 年燃料費高騰ケース	2015 年燃料費標準ケース
Gas	3.45	1.73
FO	3.82	1.91
Coal	0.60	0.60
Diesel	6.59	3.29

燃料費高騰が、最適電源構成に及ぼす影響を把握するため、ガス、石油火力の燃料費をベースケースの 2 倍にしてシミュレーションを実施した。表 6-2-14 の示すシミュレーションの結果、ピーク電源の最適導入比率に影響を与えないが、当然のことながら、年経費のうち燃料費に大きな影響を与える。

表 6-2-14 燃料費を 2 倍とした場合の年経費の増加 (2015 年)

需 要	系統連系	PSPP in N	
		最適比率	US\$ mil/Yr
ピーク シフト	1,300MW	1.2%	6,609
		1.2%	8,668
		差	2,059(+31%)
MP	1,300MW	0%	6,336
		0%	8,234
		差	1,898(+30%)

6.2.4 2020年ピーク需要対応電源の最適化検討

2020年におけるピーク需要対応電源の最適構成比率について、需給運用シミュレーションを用いて検討した。その結果、2015年における検討と同様に、シナリオにおけるリスクとして考えた要因のうち、系統制約（連系容量）、日負荷曲線のピーク発生時間の移動（ピークシフト）が、ピーク電源の最適構成比率に大きく影響を与えた。

(1) 需給シミュレーション結果

需給シミュレーションの結果は、ピーク需要対応電源導入量に影響を与える要因毎に整理した。¹

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が、表 6-2-15 に示す通りである。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である。また、MP 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である。

ピーク電源の最適構成比率については、揚水発電を北部系統へ導入したケースで効果が見られたが、その他の電源導入ケースでは効果が得られなかった。

連系容量が大きくなると、北部系統と中部・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。

表 6-2-15 2020年における最適構成比率と年経費

(Unit: %, US\$ mil/Yr)

シナリオ		PSPP in N		PSPP in S		GT in S	
需要	連系容量	導入率	US\$ mil/Yr	導入率	US\$ mil/Yr	導入率	US\$ mil/Yr
ピークシフト	単一系統	0	9,621	0	9,621	0	9,621
	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
MP	単一系統	0	9,400	0	9,400	1.2	9,397
	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

各ケースでの年経費の状況を概観する。

単一系統と分割系統では、完全に分割された場合（連系容量 0MW のとき）に、年経費は 2%程度増加する。需要想定でピークシフトを考慮したケースと基本ケースでは、3%程度ピークシフトを考慮したケースが高い。これは、2015年と同様に、ピークシフトを考慮

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

したケースは、必要設備量が若干多く必要になるためと考えられる。

(2) 単一系統でのピーク需要対応電源開発シナリオの検討

前述のとおり、2020年においても水力発電が半数を占め、また、ミドルおよびベース供給力を担える火力発電も40%程度存在する。このため、水力発電によりピーク需要への供給が十分に行える。したがって、単一系統では電源のピーク需要対応型電源を導入するメリットはない（図6-2-9）。

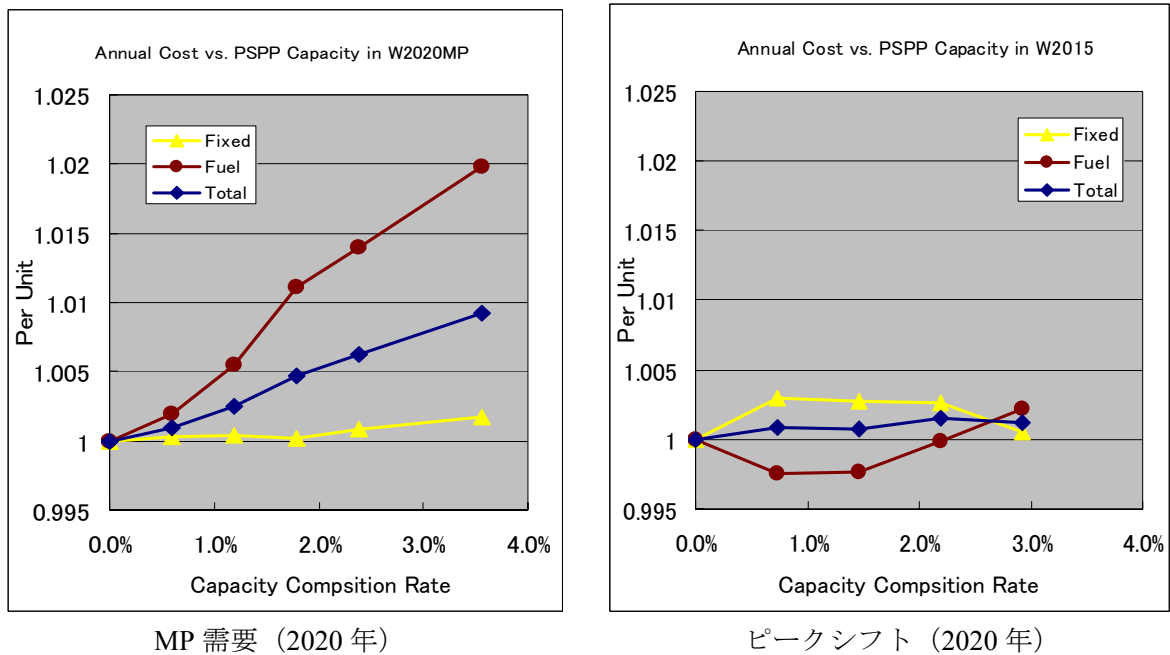


図 6-2-9 統一系統での揚水発電導入量と年経費の関係

(3) 連系系統におけるピーク需要対応電源開発シナリオの検討

a. 2020 年における各ピーク需要対応電源の適正導入量の検討

先述のとおり、需給運用シミュレーションの結果、2020 年においては、揚水発電を北部系統に導入した場合にメリットが生じた。しかし、その最適導入量は、電力需要構造の変化に伴い、昼間に日負荷のピークがシフトすると想定した場合に 3-4%程度となり、現状の朝と夕方の 2 点ピークの日負荷曲線（実質 2~4 時間程度のピーク需要）の場合は、1%程度となる。各ケースの需給運用シミュレーション結果を以下に示す。

b. ピークシフト需要ケースにおけるピーク電源導入による年経費の削減効果

1) 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。連系容量が 2,200MW の場合は、2.4% (1,000MW) 付近で年経費が最も少なくなる。揚水発電を導入しない場合に対し、年経費は 24MUS\$から 97MUS\$削減できる。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 の場合、揚水導入量 3.5% (1,500MW) では、年経費は 49MUS\$減少する。固定費は 2MUS\$増加するが、燃料費は 51MUS\$減少する。また、揚水発電導入量が 5.9% (2,500MW) 迄は年経費削減効果がみられる（図 6-2-10）。

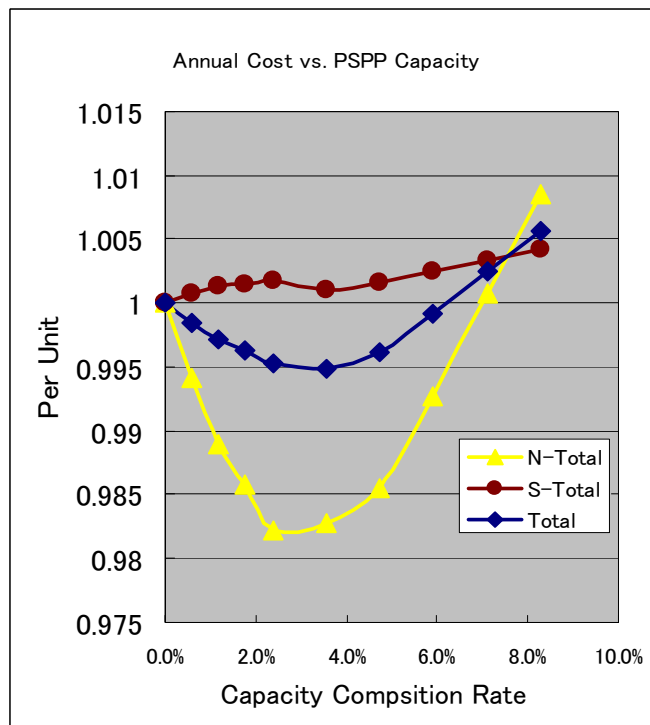


図 6-2-10

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

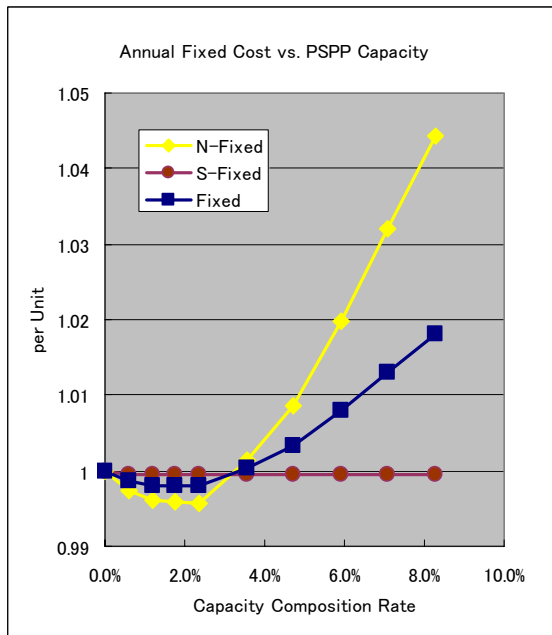


図 6-2-11 揚水発電導入量と固定費の関係
連系容量 1,300MW

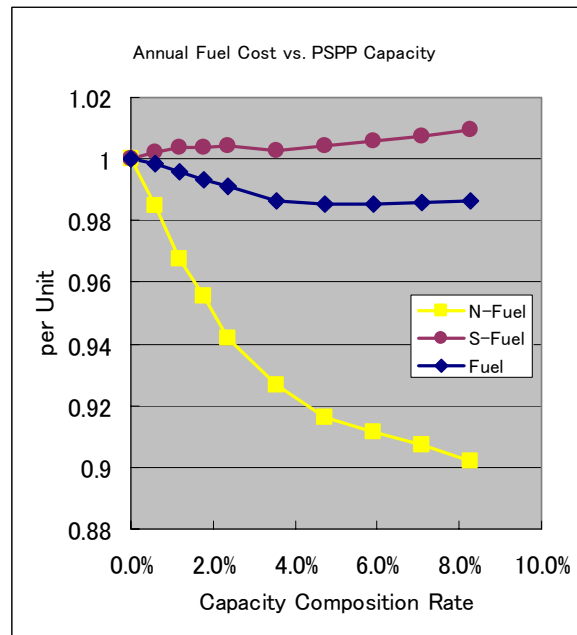


図 6-2-12 揚水発電導入量と燃料費の関係
連系容量 1,300MW

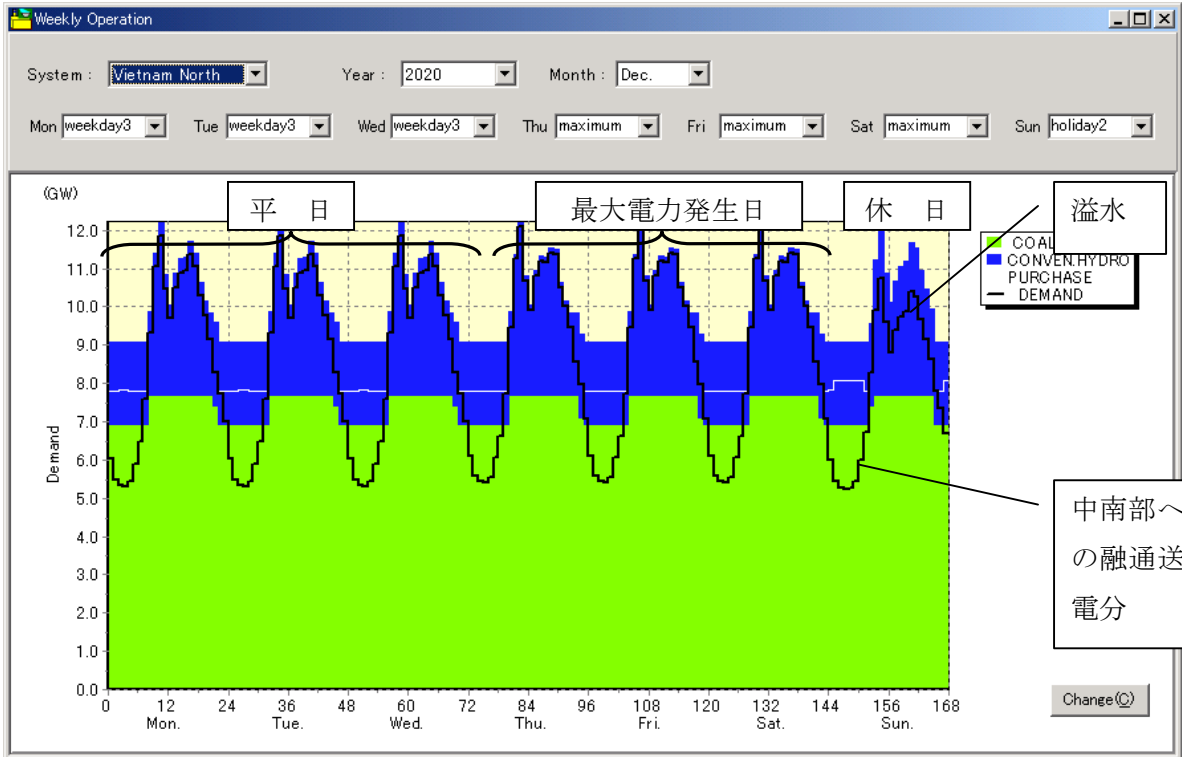
この北部系統に揚水発電を導入した場合のメリットは、主に燃料費の焼き減らし効果による。揚水発電を導入することにより、オフピーク時や雨期に生じる水力発電の発電電力の余力を、昼間の電力として活用することができるため燃料費が減少する。

図 6-2-11, 図 6-2-12 に示すように、北部系統に揚水発電を導入した場合、北部系統では年経費削減効果が認められるが、中・南部では燃料費が増加していることが分かる。

また、揚水発電の導入前・後の 2020 年 12 月の日需給運用シミュレーション結果を図 6-2-13, 図 6-2-14 に示す。これから分かるように、北部に揚水発電を導入することにより、北部水力発電のオフピーク時の余力を揚水原資として北部の昼間の需要に対応することから、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され、電力系統全体が効率的に運用されていることが分かる。

(北部系統 2020年12月)



(中南部系統 2020年12月)

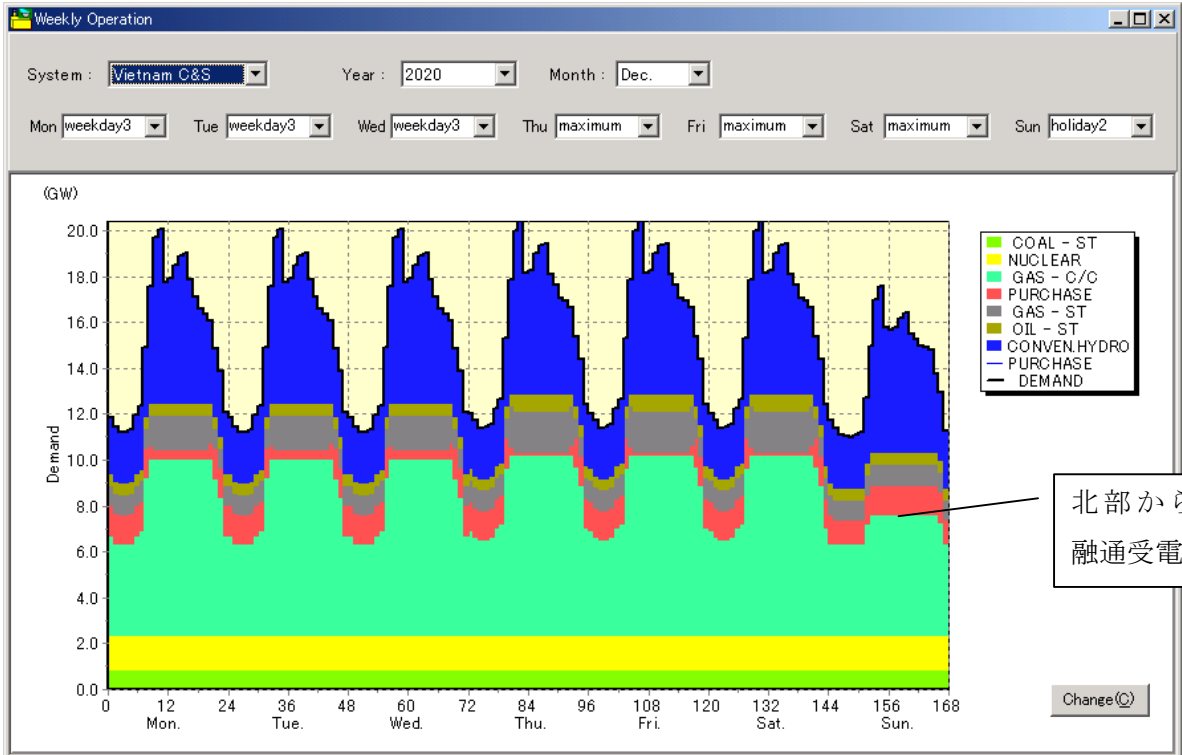
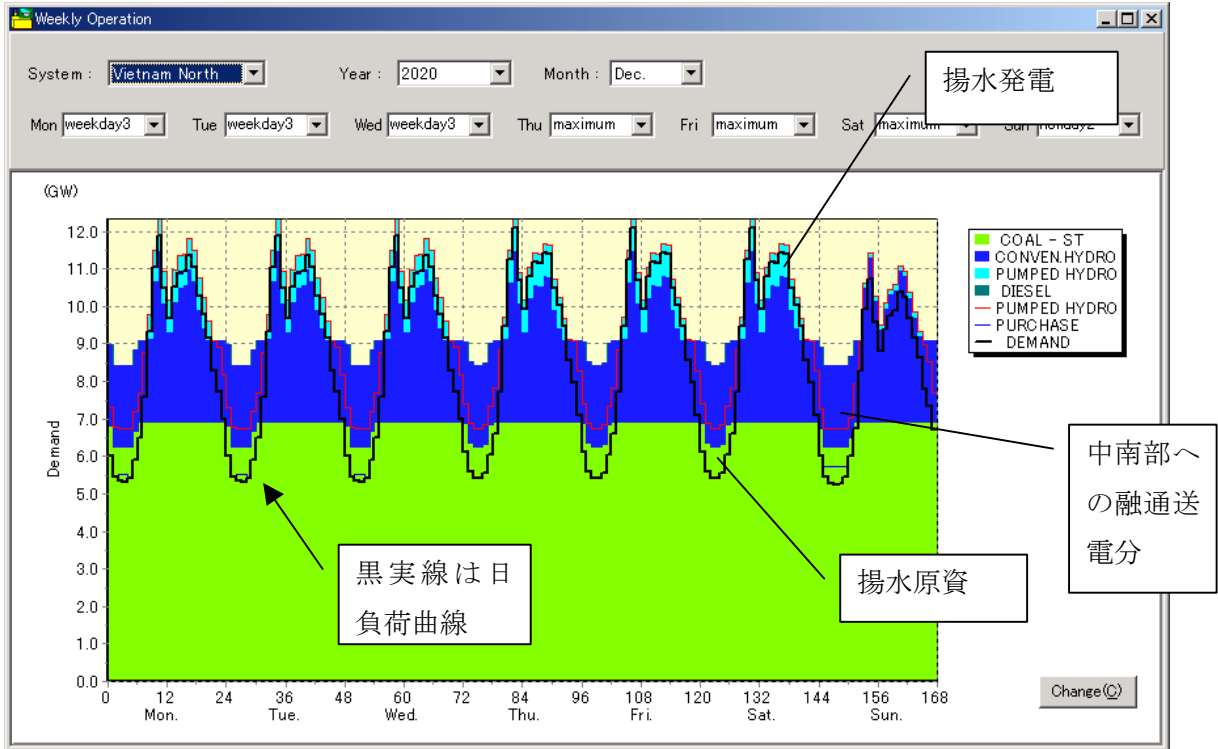


図 6-2-13 日負荷の需給運用シミュレーション結果 (揚水導入前の運用状況)

(北部系統 2020年12月)



(中南部系統 2020年12月)

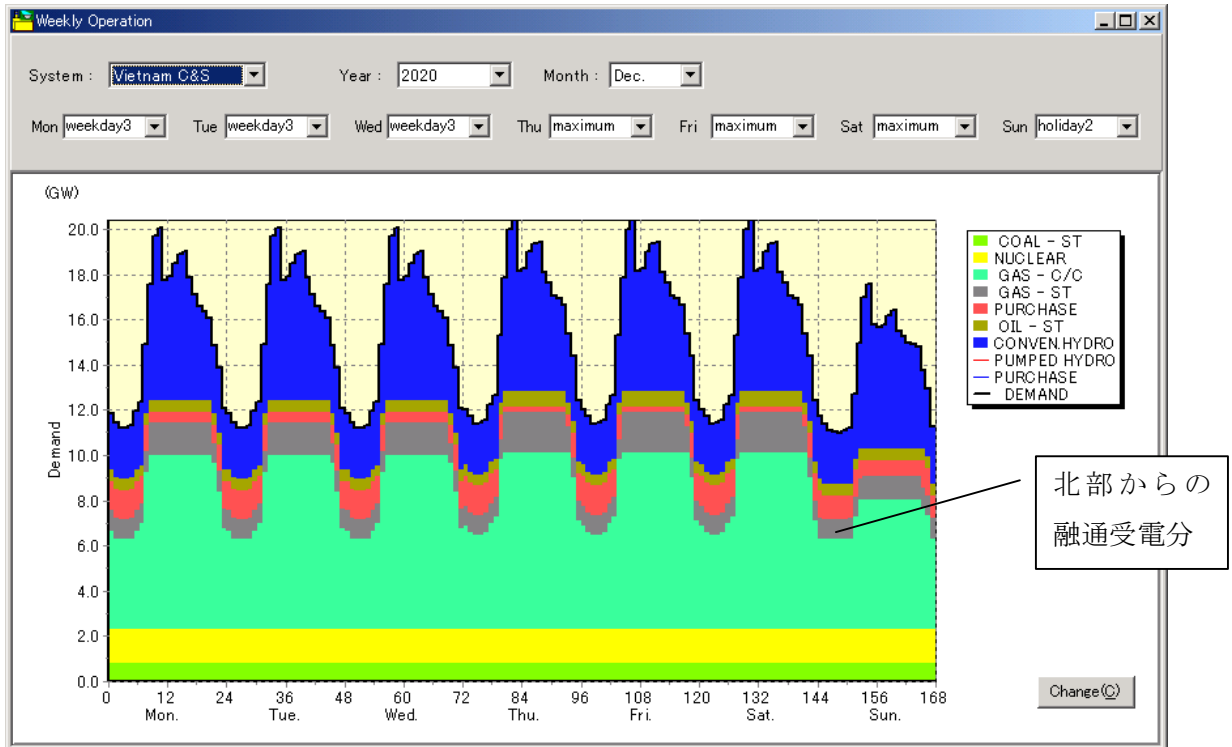


図 6-2-14 日負荷の需給運用シミュレーション結果
(北部系統へ揚水発電 3.5% (1,500MW) 導入したケース)

2) 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。

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ひとつになっている。

2020 年 12 月における連系容量 1,300MW、揚水発電導入量 0.6% (250MW) と 4.7% (2,000MW) の需給運用シミュレーションの結果を図 6-2-16、図 6-2-17 にしめす。揚水発電を 0.6%導入した場合には、オフピーク時に連系系統を通じて北部系統の安い電力中南部に送電することによる、ガス火力および石油火力の焚き減らしが見られる。一方、揚水発電を 4.7%導入した場合は、北部からのオフピーク時の余剰電力だけでは揚水原資が不足するため、揚水原資を確保するためガス火力の焚き増しが必要となっている。したがって、揚水発電原価はガス火力発電原価を上回るため、揚水導入は不経済となる。

以上のことから、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い。

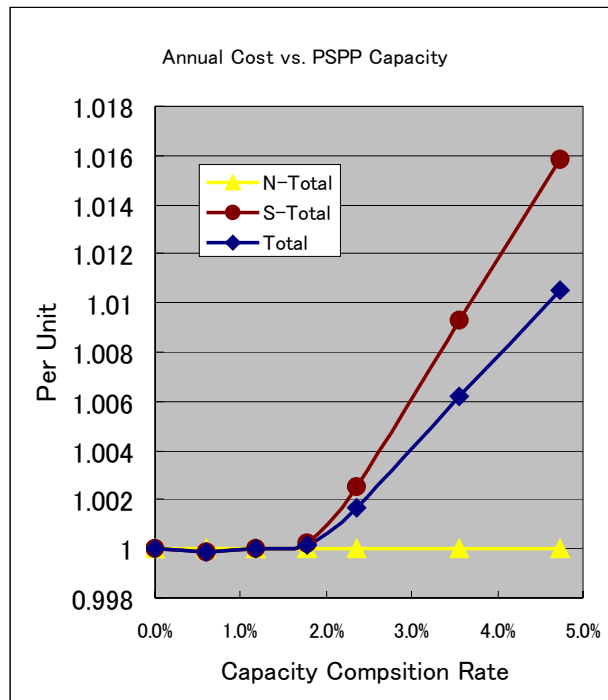


図 6-2-15
揚水発電導入量（中南部系統）と年経費の関係
MP 需要 連系容量 1,300MW 2020 年

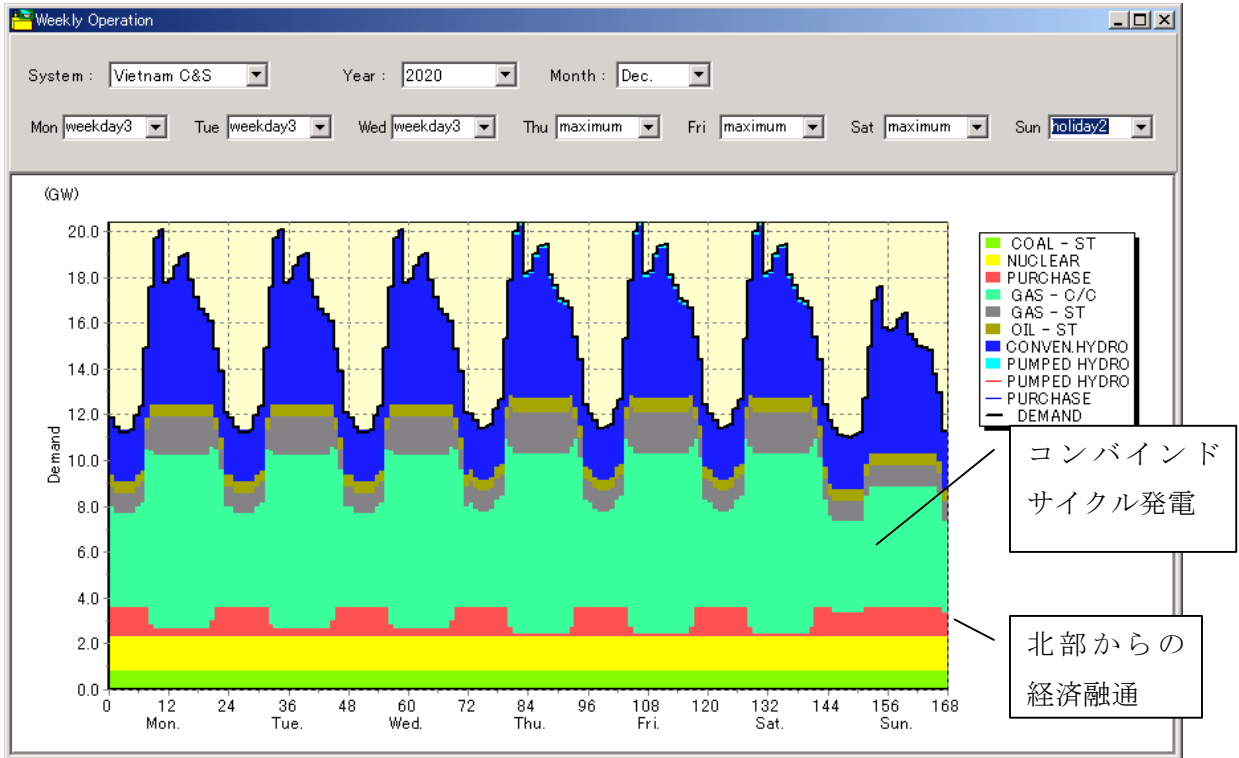


図 6-2-16 ピークシフト考慮 2020 年 12 月 揚水発電中南部系統へ 0.6%導入

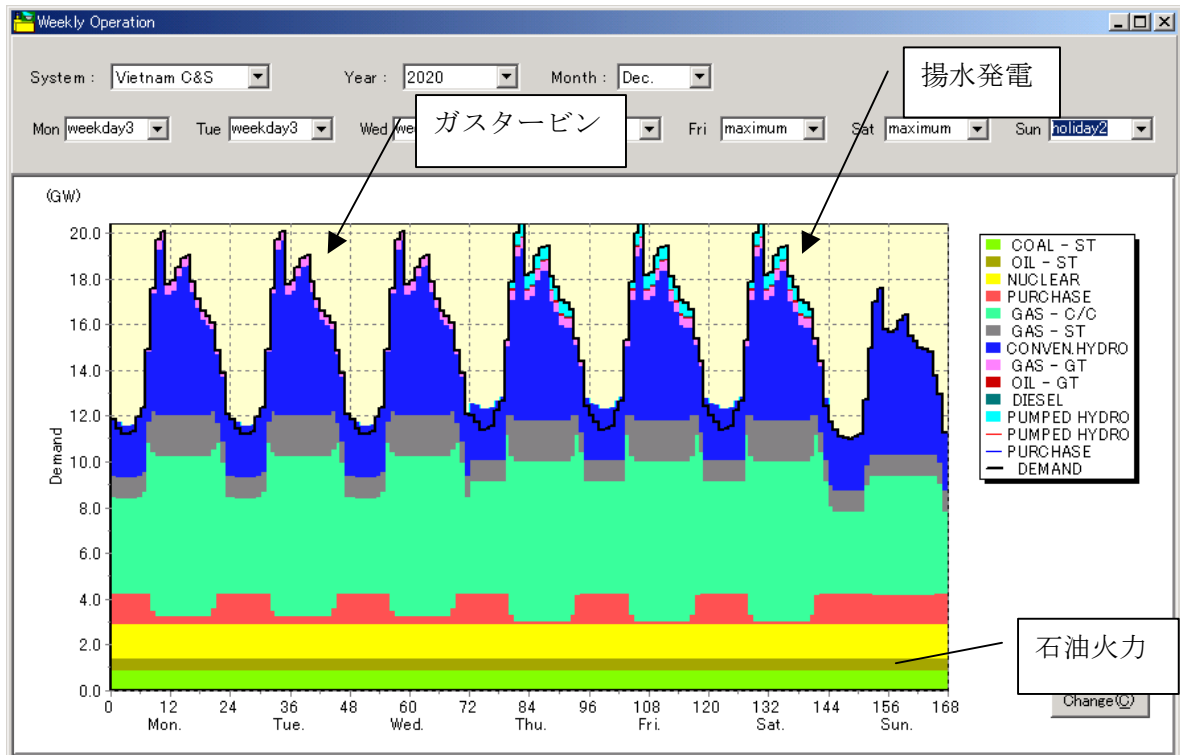


図 6-2-17 ピークシフト考慮 2020 年 12 月 揚水発電中南部系統へ 4.7%導入

3) 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、検討した全ての連系容量に対して導入効果は得られない (図 6-2-18~20)。

これは、2020 年において中南部系統では、一般水力の調整能力が大きく、ピーク需要の大部分に供給可能であることに起因する。

需給シミュレーションの結果をしてみると、乾期の 5 月にはガスタービンは、最大電力発生日にはピーク時間帯で稼働する (図 6-2-22)。しかし、年間の最大電力を記録する 12 月は、雨期の終盤であり乾期との端境期であり、一般水力の調整能力が大きいため、ガスタービンは稼働していない (図 6-2-23)。建設費単価が安価なため、固定費は削減されるが、代替電源より熱効率が劣るため、燃料費は増加し全体的に年経費は増加してしまう。

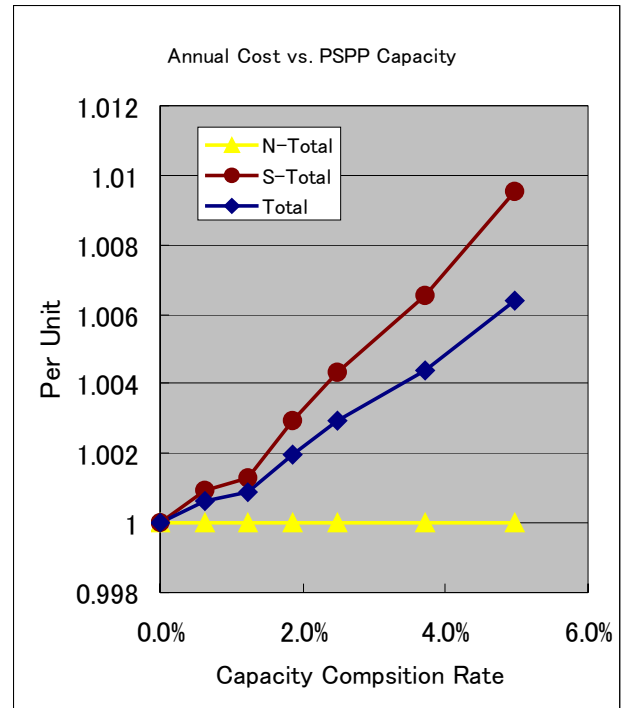


図 6-2-18 中南部系統への GT 導入量と年経費

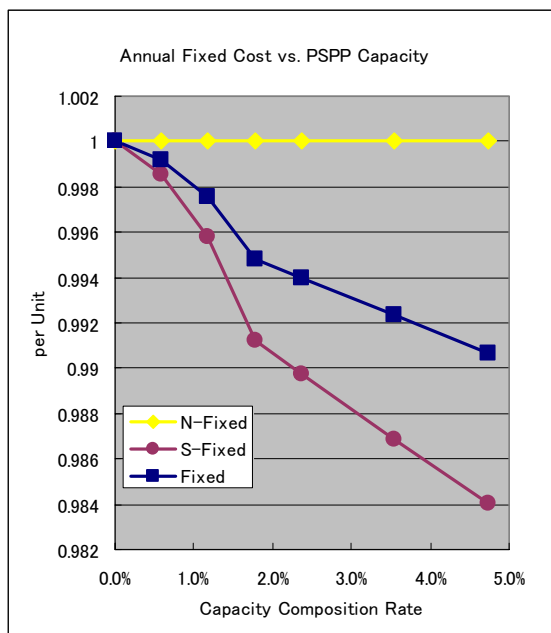


図 6-2-19 GT 導入量と固定費

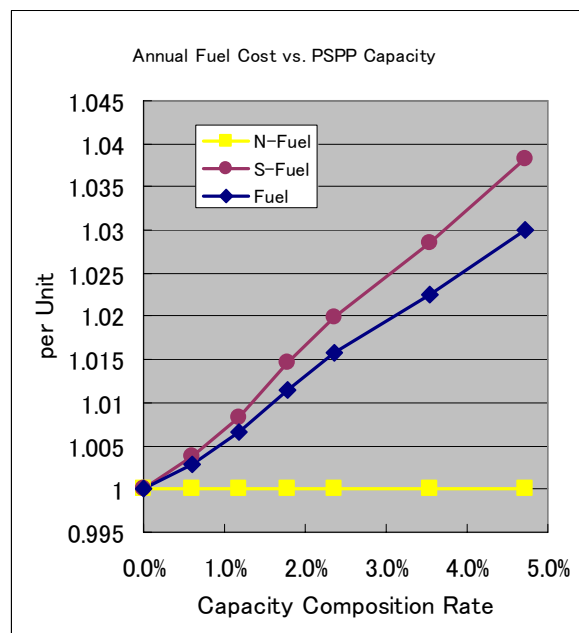


図 6-2-20 GT 導入量と燃料費

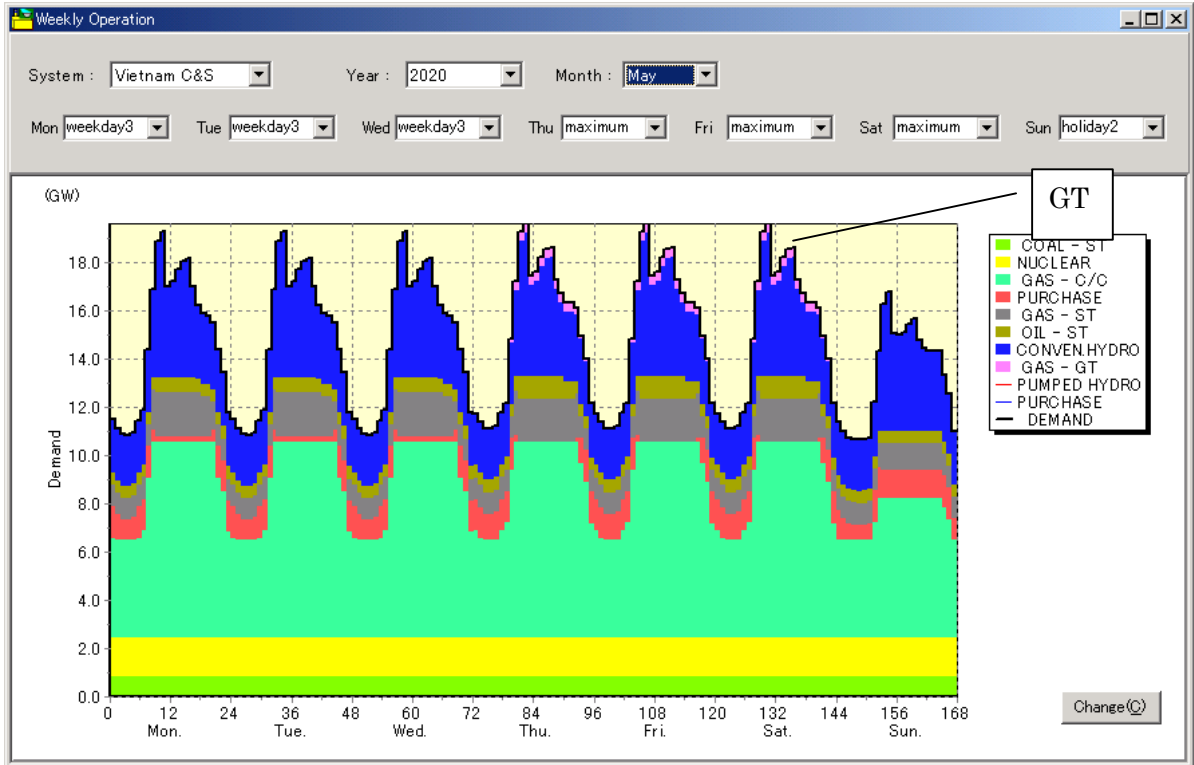


図 6-2-21 中南部系統へ GT3.5%導入時の需給状況連系 1,300MW 2020年5月

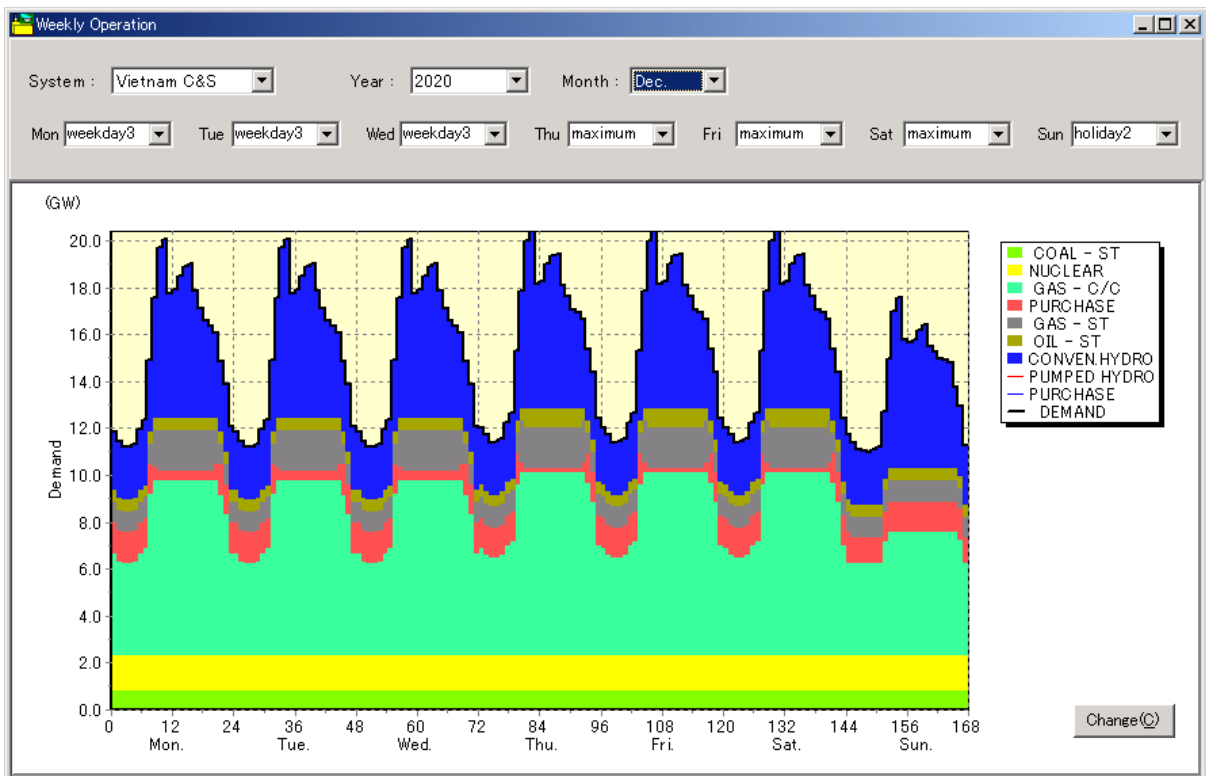


図 6-2-22 中南部系統へ GT3.5%導入時の需給状況 連系 1,300MW 2020年12月

c. MP 想定需要におけるピーク電源導入効率

1) 北部系統に揚水発電を導入した場合

北部系統に揚水発電を導入する場合、MP 需要では連系容量 0MW から 1,300MW において、導入量が 1.2% (500MW) 付近で全体の年経費が最も少なくなる (図 6-2-23)。

連系容量 2,200MW では、揚水発電導入の効果は得られない。連系容量が 1,300MW のとき、揚水発電を導入しない場合に対し、年経費は 16MUS\$削減できる。この金額は、年経費全体の 0.2%に相当する。この時、固定費 23MUS\$削減され、燃料費は中・南部系統への北部系統からの経済融通の減少により、7MUS\$増加する (図 6-2-24, 図 6-2-25)。

連系容量 1,300MW において、揚水発電導入量 1.9% (750MW) 迄は、年経費削減効果は持続している。しかし、揚水発電導入量 2.5% (1,000MW) では、年経費は増加に転じる。

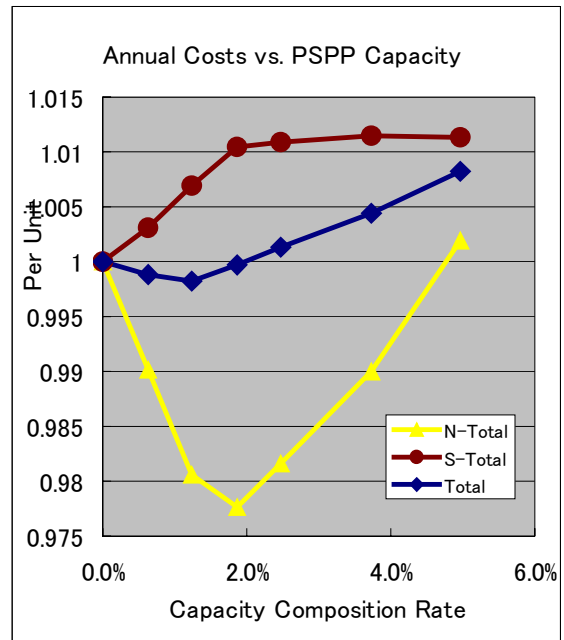


図 6-2-23

揚水発電導入量 (北部系統) と年経費の関係
MP 需要 連系容量 1,300MW 2020 年

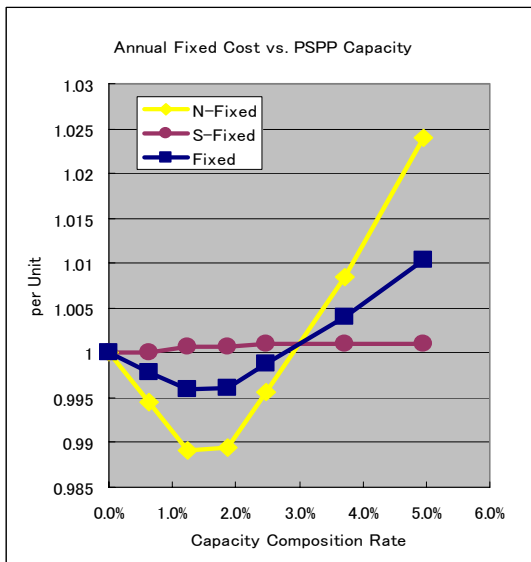


図 6-2-24 揚水発電導入量と固定費の関係
連系容量 1,300MW

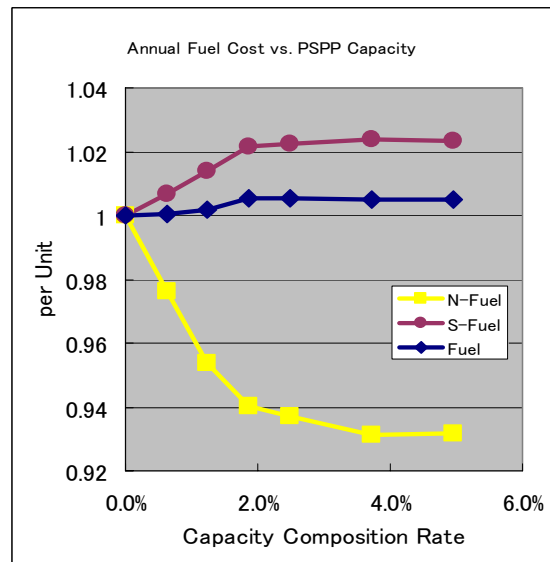


図 6-2-25 揚水発電導入量と燃料費の関係
連系容量 1,300MW

2) 中南部系統に揚水発電を導入した場合

MP 需要においても中南部系統に揚水発電を導入した場合、連系容量 0MW とした場合でも年経費の削減効果は得られない (図 6-2-26)。

これは、ピークシフト需要ケースと同様に、ピーク需要に供給する水力発電が中部に多く開発されることと、中・南部の電源がコンバインドサイクルを中心としたガス火力であることから、夜間の供給電力もコンバインドサイクルであり、安い揚水原資が得られないことによると考えられる。

図 6-2-27 に示す、2020 年連系容量 1,300MW 揚水発電を中南部系統へ 2.5%(1,000MW)導入時の日運用シミュレーション結果を見ると、水力電源によりピーク需要の大部分が供給され、残りのピーク部分はガス火力が供給している。

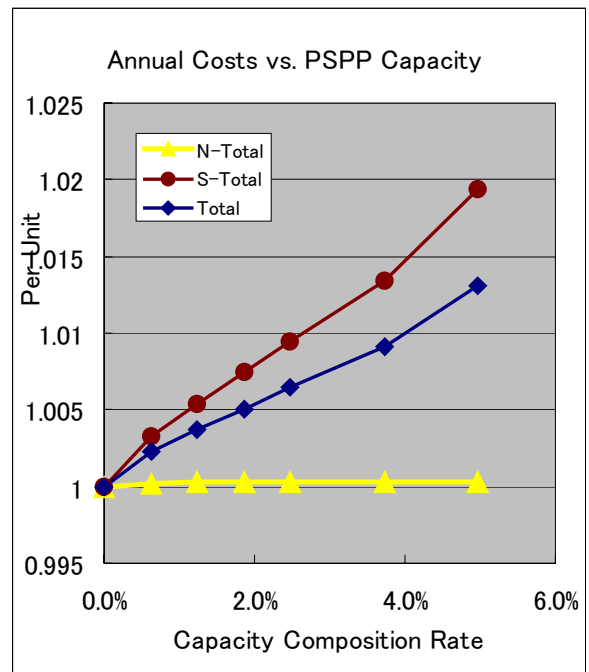


図 6-2-26

揚水発電導入量 (中・南部系統) と年経費の関係

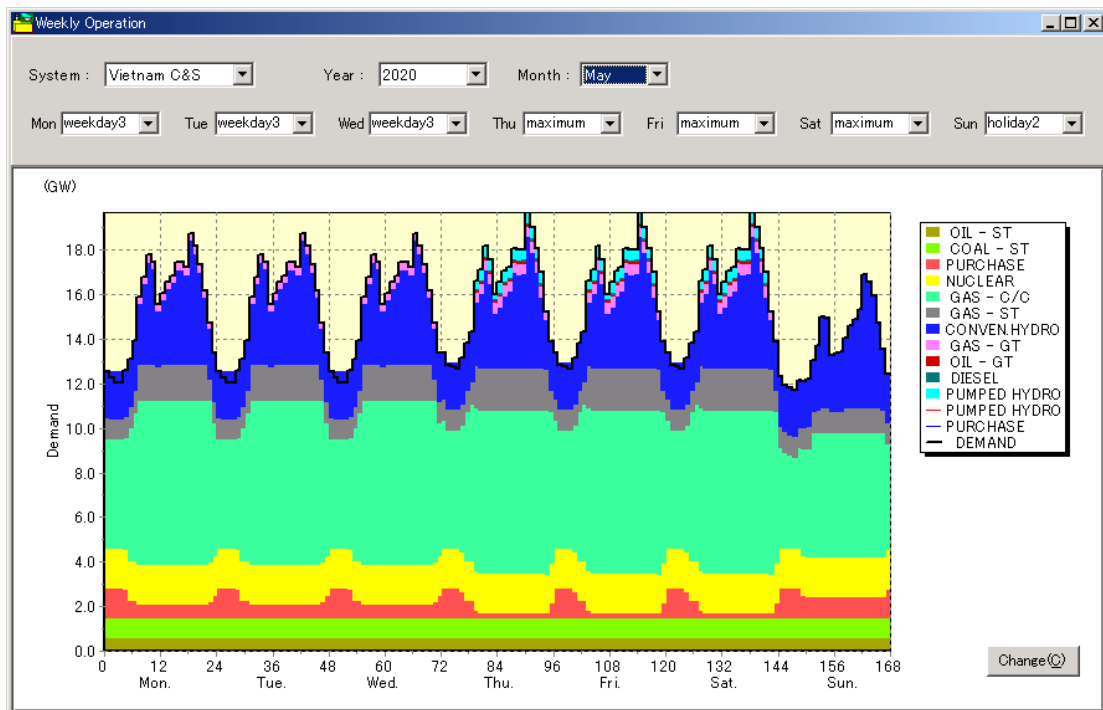


図 6-2-27 日負荷の需給運用シミュレーション結果
(中南部系統へ揚水発電 1.2% (500MW) 導入したケース)

3) 中南部系統に GT を導入した場合

MP 需要においても、中南部にガスタービン (GT) を導入した場合、ピークシフト考慮需要のケースと同様に、検討した全ての連系容量に対して導入効果は得られない (図 6-2-28)。

これは、2020 年において中南部系統では、一般水力の調整能力が大きいいため、ピーク継続時間の短い MP 需要ではなおさら、ピーク需要に供給可能であることに起因する。

図 6-2-29 に示す、中南部系統にガスタービンを 2.5% (1,000MW) 導入したケースでの需給運用シミュレーション結果を見ても、年間最大電力発生日においてガスタービンは僅かしか運転していない。

このため、導入量に対し控除可能設備が少なくなる。また、乾期には水力供給力が減少するため、ガスタービンが稼動するが、控除したガス火力発電より熱効率が低いため、燃料費は割高になる。

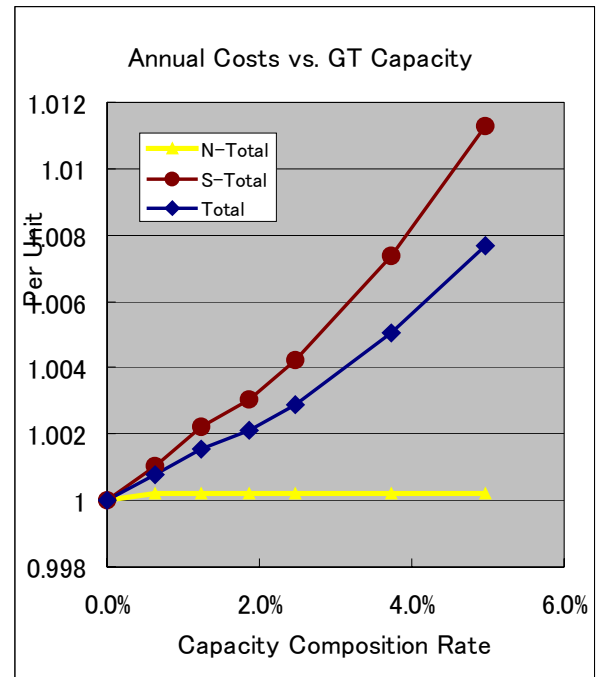


図 6-2-28

GT 発電導入量 (中南部系統) と年経費の関係

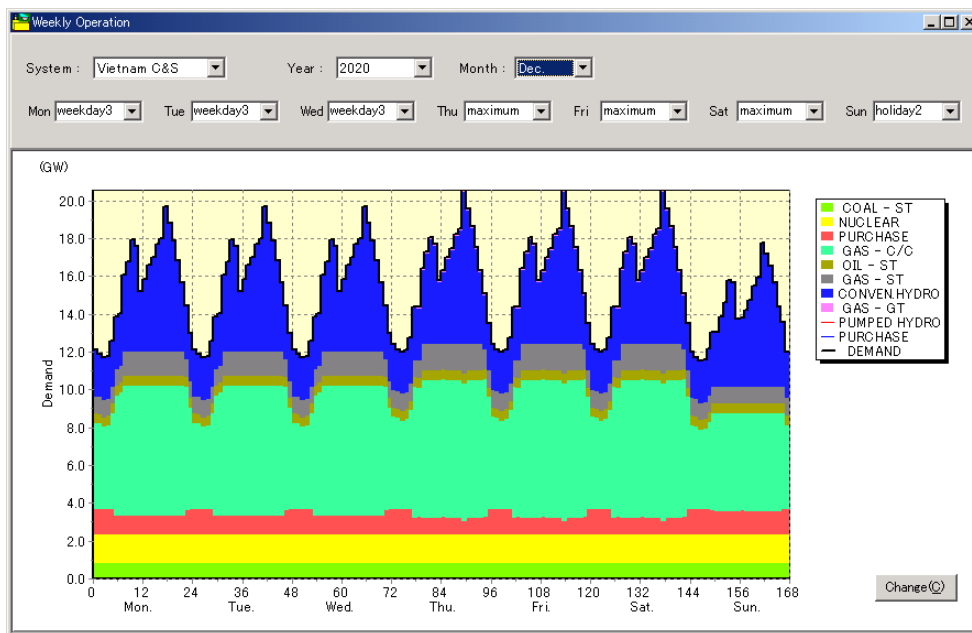


図 6-2-29 IE 需要想定 2020 年 12 月 中南部系統 GT2.5%(1,000MW)導入

d. 燃料費高騰の影響

燃料費高騰が、最適電源構成に及ぼす影響を把握するため、ピーク需要対応型電源の導入効果の最も高い北部系統に揚水発電を導入するシナリオにおいて、ガス、石油火力の燃料費をベースケースの2倍（表 6-2-16）にしたケースについて、シミュレーションを実施した。その結果を表 6-2-17 に示す。

表 6-2-16 燃料単価

(Unit: ¢ /10³ kcal)

	2020年燃料費高騰ケース	2020年燃料費標準ケース
Gas	3.81	1.91
FO	3.99	1.99
Coal	0.66	0.66
Diesel	6.88	3.44

シミュレーションの結果から、燃料費の高騰は、ピーク電源の最適導入量に影響を与えないが、表 6-2-17 に示すように、2020 年において燃料費の内石油、ガスの価格が想定 of 2 倍の価格となった場合には、年経費に 28 - 29% の増加をもたらす。

表 6-2-17 燃料費を2倍とした場合の年経費の増加（2020年）

需 要	系統連系	PSPP in N	
		最適比率	US\$ mil/Yr
ピーク シフト	1,300MW	3.5%	9,618
		3.5%	12,356
		差	2,738 (+28%)
IE 想定	1,300MW	1.2%	11,936
		1.2%	11,936
		差	2,676 (+29%)

e. 燃料使用量制限の影響

これまでの検討において、ピークシフトを考慮した場合に、北部系統に揚水発電を2015年に2%（約250MW）、2020年に3~4%（約1,500MW）開発するシナリオと、IE需要の場合に、2020年に北部系統に揚水発電を1~2%（約250MW）開発するシナリオが経済的となった。これを踏まえて、ベトナム国の最も効率的な電源構成について検討を行う。

前述のとおり、北部系統には、電力事業に活用できる程のガス・石油の十分な賦損量がない。また、北部系統では水力発電が豊富にあり、これを優先的に開発することが最も経済的である。一方、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。2020年までに1,000MWの石炭火力の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する。

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とする¹。石炭価格は、前述の需給運用シミュレーション諸元の燃料価格のうちの石炭（South）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。

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)とした場合の南部系統へ石炭火力を、20%から40%導入した場合の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。

¹ Vinacoal からのインタビューによる。

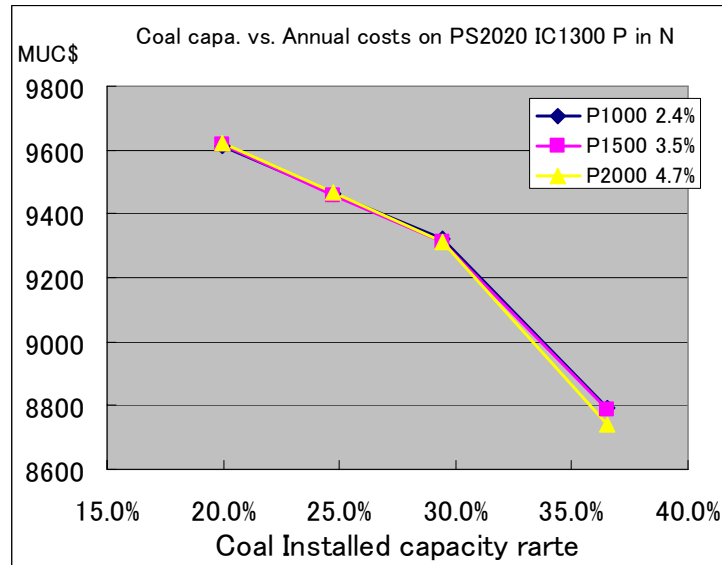


図 6-2-30 石炭導入量と年経費，揚水導入量の関係 ピークシフト需要 2020 年

揚水発電導入量 3.5%の時の、石炭火力導入量と年経費の関係を、図 6-2-31、図 6-2-32 に示す。これより、石炭火力を導入すると南部系統の固定費は増加するが、燃料費は更に減少する。

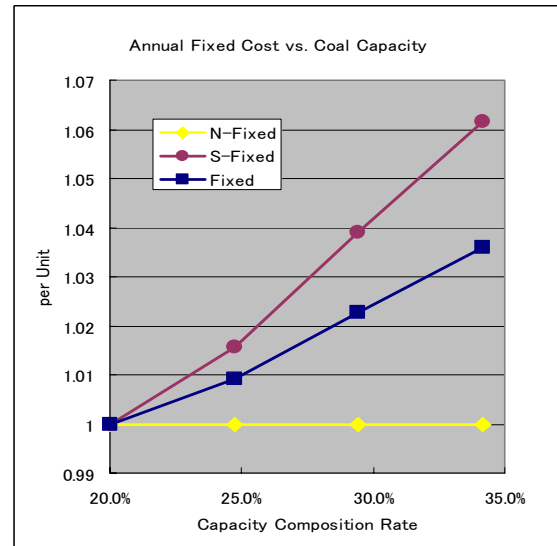
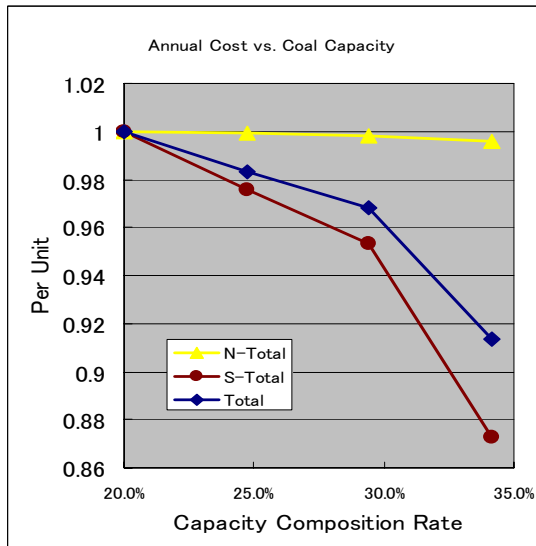


図 6-2-31 揚水発電導入量と年経費の関係

図 6-2-32 揚水発電導入量と固定費の関係

しかし、前述のとおりガスおよび石炭の使用量にも制限（30 million ton/year）がある。石炭火力導入によるガスおよび石炭使用量の状況を、図 6-2-33 に示す。

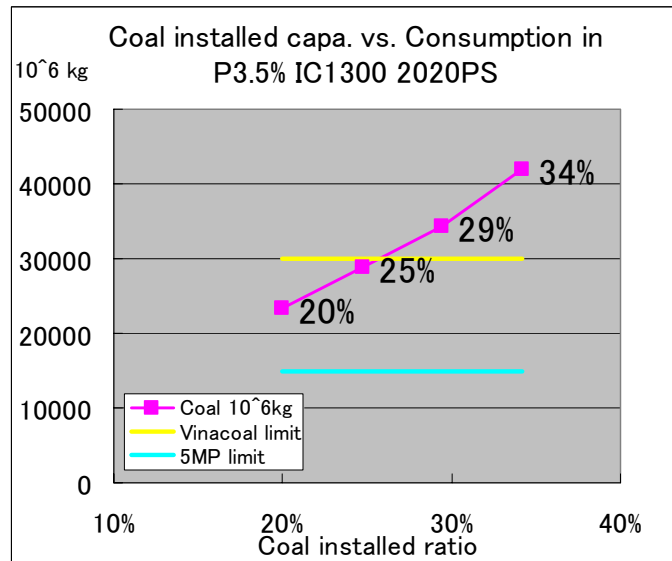


図 6-2-33 石炭火力導入量と石炭使用量の関係 2020 年
揚水 3.5%連系容量 1,300MW ピークシフト考慮

石炭導入比率が、25%（全系統 10,000MW，南部 3,000MW）を超えると、燃料使用量の制限を越えてしまう。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。

このときの、ガス使用量の状況を、図 6-2-34 に示す。

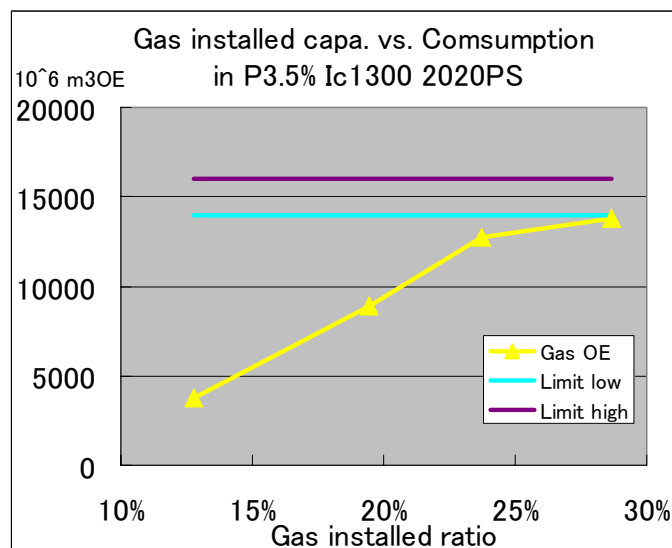


図 6-2-34 GT 火力導入量とガス使用量の関係 2020 年
揚水 3.5%連系容量 1,300MW ピークシフト考慮

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ない。
 ガス使用量と石炭使用量は、トレードオフの関係にある。石炭火力の最低導入ケースとガス火力の最大導入ケースは同一のシナリオであり、第5次マスタープラン改訂版に記載のシナリオとなる。この石炭火力最経済導入量 25%の時、ガス導入量は 24% (約 10,000MW) となる。

c) 検討結果

南部へ石炭火力を 2,000MW 追加開発したケースが、実現可能な最経済的な設備構成となった。以上の検討結果を総合し、各需要ケースにおける 2020 年時点の最経済的な電源構成を表 6-2-18 に示す。

表 6-2-18 実現可能な最経済的な電源構成 2020 年

		ピークシフト考慮	IE 需要想定
連系容量		1,300MW	
ピーク対応電源		揚水発電	揚水発電
		3.5% (1,500MW)	1.2% (500MW)
		北部系統へ導入	北部系統へ導入
年経費	固定費	5,923 US\$ mil/Yr	5,699 US\$ mil/Yr
	燃料費	3,535 US\$ mil/Yr	3,397 US\$ mil/Yr
	計	9,458 US\$ mil/Yr	9,096 US\$ mil/Yr
第5次 M/P 改訂版		9,624 MUSS	
年経費差分		▲166 US\$ mil/Yr	▲528 US\$ mil/Yr