

6.2.5 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 6-2-35)。

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。

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。

このため、揚水の最適運用時間は、7 時間が妥当であると考えられる。

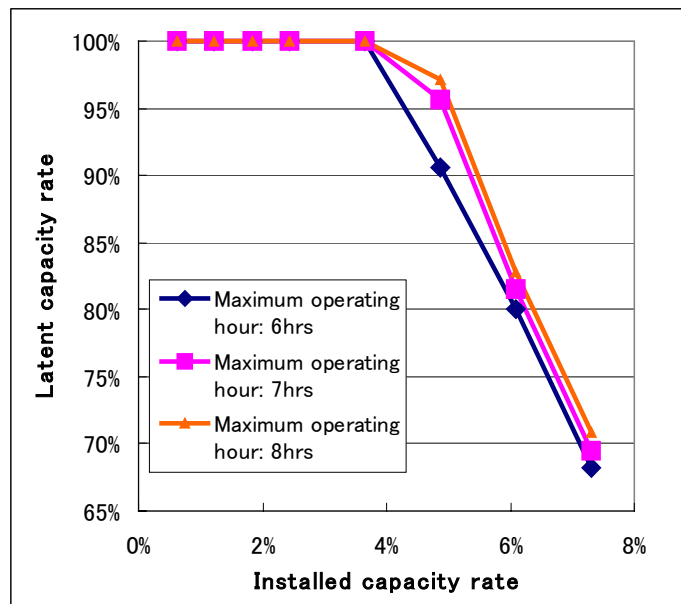


図 6-2-35

揚水発電導入量（北部系統）と潜在出力の関係

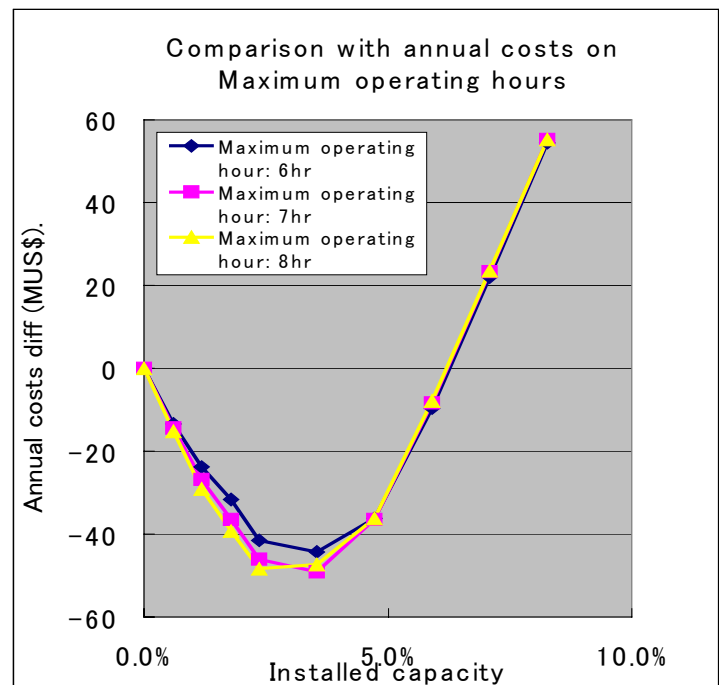


図 6-2-36 揚水池時間・導入量と年経費の関係

6.2.6 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焚き減らし効果は、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 MP 需要のケースで、0MW と 2,200MW での年経費の差は 359US\$ mil/Yr である。また、ピークシフト需要のケースでの差は、350US\$ mil/Yr である。

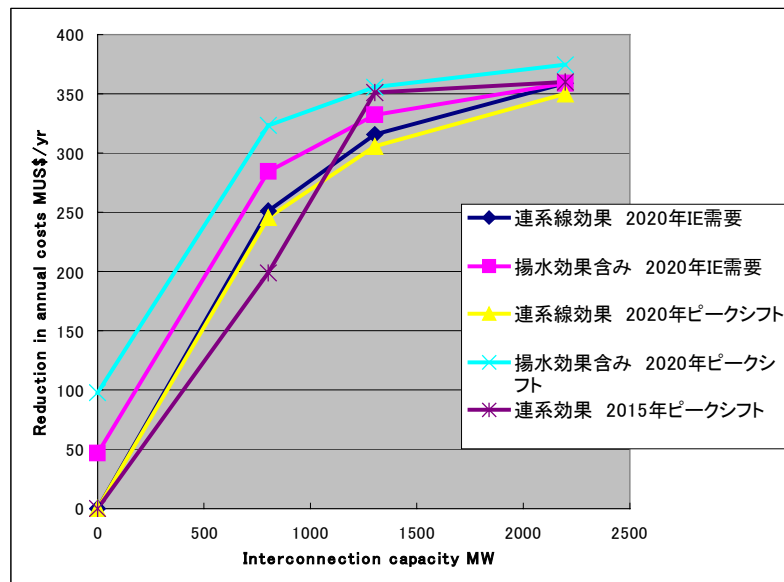


図 6-2-37 連系線容量と年経費削減効果

表 6-2-19 連系容量と年経費削減効果

(Unit: US\$ mil/Yr)

連系容量 (MW)	連系線効果 2020年 MP 需要	揚水効果含み 2020年 MP 需要	連系線効果 2020年ピークシフト需要	揚水効果含み 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	46	0	98	0
800	251	284	246	323	198
1,300	316	332	306	355	352
2,200	359	359	350	375	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。

6.2.7 2020年最適電源構成の検討

(1) 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

これまでの検討から、ピーク需要対応型電源導入時に年経費へ影響を与える要因が明らかになった。需要の変化、特に、需要構造の変化に起因するピークシフトの影響、および南北連系系統容量制約である。

これまでの検討において、ピークシフト需要ケースでは、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需要ケースの場合に、2020年に北部系統に揚水発電を1~2%（約500MW）開発するシナリオが経済的となった（図6-2-38, 図6-2-39）。

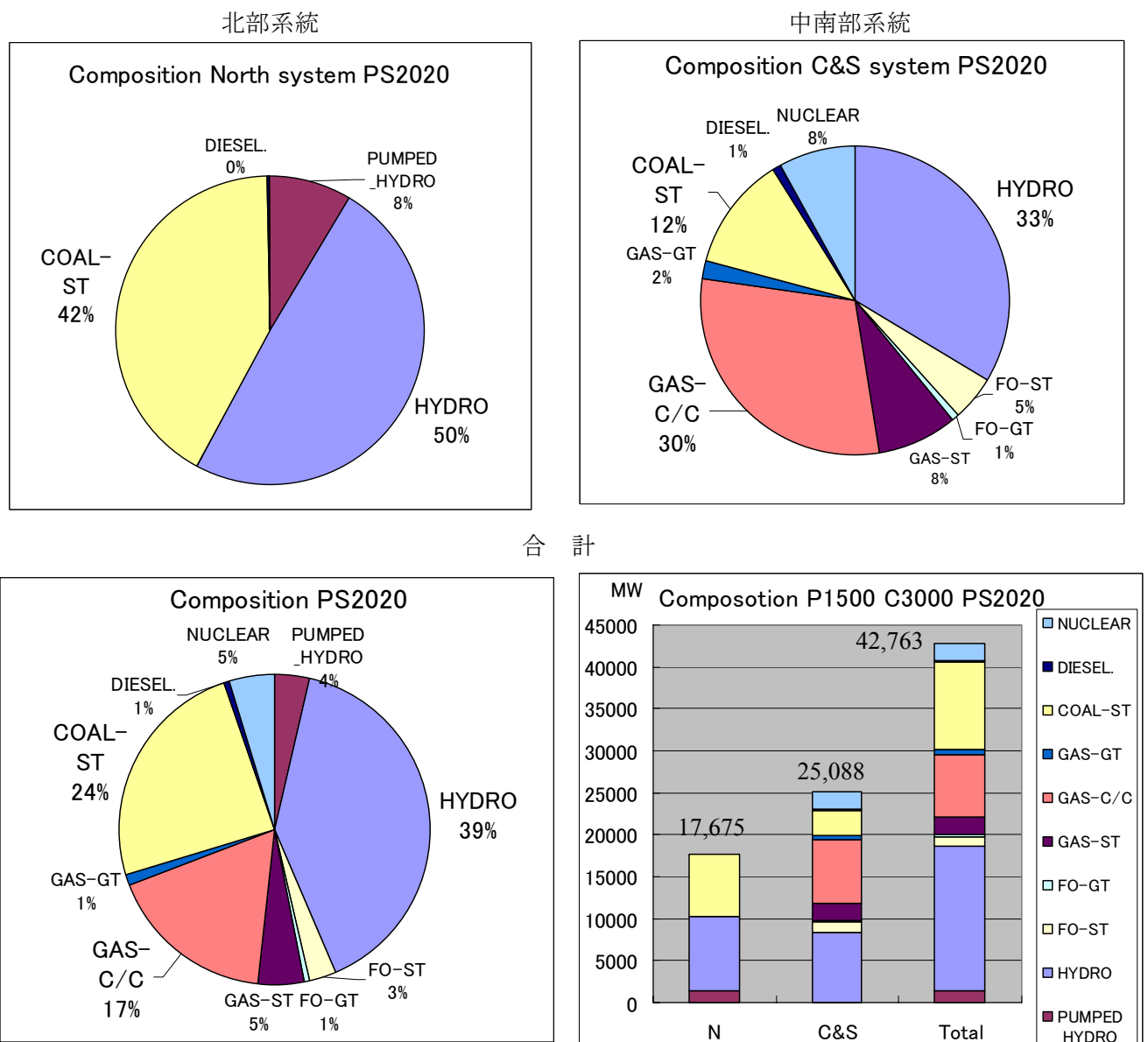


図 6-2-38 最適電源構成の検討結果（ピークシフト需要）

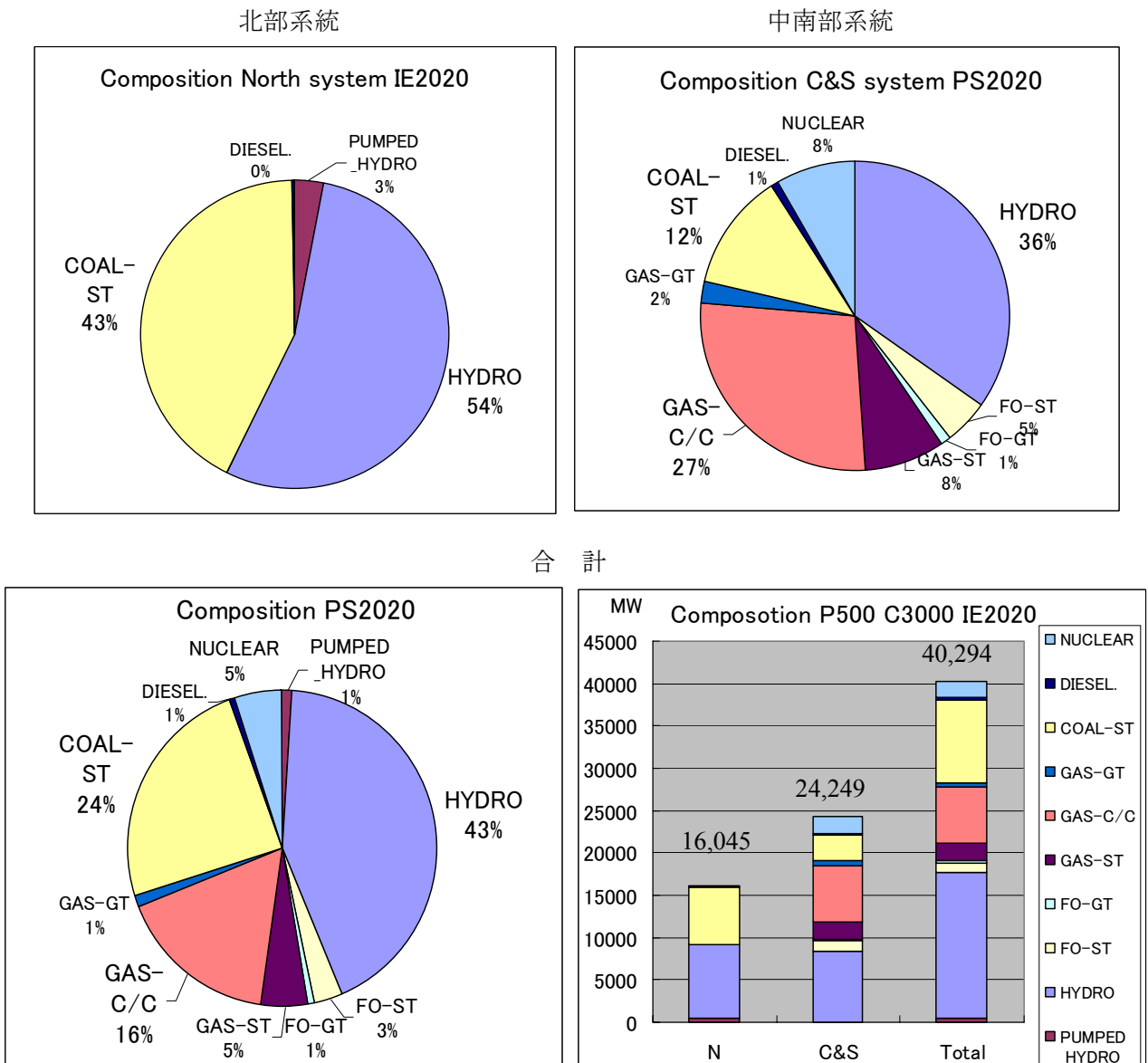


図 6-2-39 最適電源構成の検討結果 (MP 需要)

また、化石燃料の生産能力から石炭、ガスに使用量制限があり、この観点からの検討の結果、石炭火力 25% (約 10,000MW)、ガス火力 21~30% (約 9,000MW) のシナリオが最経済的な電源構成となった。

電源構成比率を第 5 次マスタープラン改訂版と比較すると、ピークシフト需要ケースでは揚水が 2%→4%、石炭火力が 17%→24%に増加。ガス火力は 30%で変わらず、一般水力は相対的に 2%減少となる。IE 需要想定では、揚水は 1%と同程度、石炭火力は 24%に増加、ガス火力は 22%に減少する。

(2) ピーク需要対応型電源導入シナリオ検討結果に基づく電源構成

第5次マスタープラン改訂版については、2010年までの電源開発計画が、議会承認されている。したがって、これまでの検討結果に基づき、明らかになった2020年における最適電源構成を実現するための2011年以降の開発計画について検討する必要がある。開発スケジュールを策定する場合には、供給信頼度基準を満たすように各電源の進捗状況、燃料供給状況など開発リスクや需要動向を考慮し行わなければならない。ここでは、第5次マスタープラン改訂版の開発スケジュールをベースとした、ピークシフトの影響、需要増加の影響を考慮した開発スケジュールの例を示す。

a. 第5次マスタープラン改訂版ベースの開発スケジュール

調査団が入手したデータに基づく、2011年から2020年の開発スケジュールは、表6-2-20とおりである。

b. 最適電源構成検討結果に基づく電源開発スケジュール

これまでの最適電源構成検討結果および第5次マスタープラン改訂版に基づき、2011年から2020年の開発スケジュールを検討する。した結果は以下のとおりである。

1) ピークシフト需要ケースの電源開発スケジュール例

ピークシフト需要に対応した最適電源構成に基づき、開発スケジュールを検討した例を表6-2-21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。

主に、北部系統の石炭火力発電開発の前倒しと、南部系統のガス火力発電の繰り延べ、および石炭火力発電の新規開発が、第5次マスタープラン改訂版からの変更点となる。

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%

2) MP 需要に対応した最適電源開発スケジュール

MP 需要に対応した最適電源構成に基づき、開発スケジュールを検討した。その例を表6-2-22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：1.2% (500MW)

南部系統の石炭火力導入量：3,000MW

必要予備力 北部系統：13%，中南部系統：7%

表 6-2-20 電源開発スケジュール(第5次 M/P 改訂版ケース)

FY	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	(Unit: MW)
MP2020 IE original												
Power Development Plan			Quang Ninh 4 Coal									
			300									
			Hua Na									
			195									
		Quang Ninh 3 Coal	Nam Chien			Mong Duong1 Coal	PSPP1		PSPP3			
		300	140			500	200		200			
	Nghi Son 1 Coal	Nghi Son 2 Coal	Huoi Quang 2	Nam Thuen3(Laos)		Ban Uon	Mong Duong2 Coal		MaLuTang(China)		PSPP5	
	300	300	270	400		250	500		465		200	
PDP North	Ban Chat	Huoi Quang 1	Son La 1	Son La 2,3	Son La 4,5	Son La 6,7,8	Nam Nhun1,2	Nam Nhun3,4	Bac Me	Import (China)	Import (China)	
	200	270	300	600	600	900	550	550	280	250	300	
PDP N total	500	870	1,205	1,000	600	1,650	1,250	550	945	250	500	
N Peak Demand	6,153	6,615	7,108	7,645	8,219	8,843	9,402	10,008	10,646	11,346	12,074	
N Supply	6,780	7,283	8,264	8,716	9,167	10,712	11,714	12,050	12,671	12,762	13,031	
RM 13.9%	10.2%	10.1%	16.3%	14.0%	11.5%	21.1%	24.6%	20.4%	19.0%	12.5%	7.9%	
		O Mon2		NhonTrach4 STGas				New CCGT2				
		300		300				720				
	Dong Nai 3	O Mon3-1 Gas ST		Hon Dat 2 GT Gas	New CCGT1			Se Kong5(Laos)		PSPP4	New CCGT5	
	240	300		250	720			250		200	720	
	Upper Kon Tum	Upper Kon Tum	O Mon3-2 STGas	Hon Dat 1 GT Gas	Hon Dat3 ST Gas			PSPP2	New CCGT3	New Coal2	Dien nguyen tu 2	
	110	110	300	250	250			200	720	500	1,000	
	Song Con 2	Song Ba Ha	NhonTrach3 STGas	Ha Se San(Cambodia)	Prek Leng(Cambodia)	Dong Nai 2	Quang Tri CCGT	Ha Se San&Srepec	New Coal1	New CCGT4	Duc Xuyen1	
	70	250	300	375	100	78	720	429	500	720	100	
PDP C&S	Se Kaman(Laos)	Dak My4	Nam Kong(Laos)	Se San 4	Song Bung4	Dong Nai 5	Se Kong4(Laos)	Song Bung2	Sam Bor(Cambodia)	Dien nguyen tu 1	Dak My1	
	260	210	240	330	200	170	450	126	165	1,000	210	
PDP C&S total	680	1,170	840	1,505	1,270	248	1,170	1,725	1,385	2,420	2,030	
C&S Peak Demand	9,666	10,485	11,370	12,340	13,396	14,552	15,572	16,694	17,885	19,195	20,564	
C&S Supply	10,872	11,871	12,639	13,933	15,113	15,586	16,776	18,213	19,736	21,799	23,463	
RM 7.8%	12.5%	13.2%	11.2%	12.9%	12.8%	7.1%	7.7%	9.1%	10.3%	13.6%	14.1%	
PDP Total	1,180	2,040	2,045	2,505	1,870	1,898	2,420	2,275	2,330	2,670	2,530	
FY	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Peak Demand	15,827	17,007	18,275	19,638	21,102	22,675	24,366	26,183	28,135	30,233	32,486	
Supply Capacity	17,652	19,154	20,903	22,649	24,280	26,298	28,490	30,263	32,407	34,561	36,494	
Reserve Margin	11.5%	12.6%	14.4%	15.3%	15.1%	16.0%	16.9%	15.6%	15.2%	14.3%	12.3%	

表 6-2-21 電源開発スケジュール(ピークシフト需要ケース)

FY	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	(Unit: MW)
PS2020 P3.5% IC1300												
Power Development Plan			Hua Na						New Coal1			
			195						500			
		Coal1,2	Nam Chien						PSPP2	New Coal2,3		
		600	140						250	1,000		
		Coal3,4	Coal5	Huoi Quang 2	Nam Thuen3(Laos)		Ban Uon		Coal6	PSPP1	PSPP4	PSPP6
		600	500	270	400		250		500	250	250	250
PDP North	Ban Chat	Huoi Quang 1	Son La 1	Son La 2,3	Son La 4,5	Son La 6,7,8	Nam Nhun1,2	Nam Nhun3,4	Bac Me	PSPP3	PSPP5	
	200	270	300	600	600	900	550	550	280	250	250	
PDP N total	1,400	770	905	1,000	600	1,150	550	1,050	1,280	1,500	500	
N Peak Demand	6,153	6,615	7,108	7,645	8,219	8,843	9,402	10,008	10,646	11,346	12,074	
N Supply	7,042	7,719	8,312	8,968	9,361	10,443	10,479	11,199	12,052	13,206	13,848	
RM 13.9%	14.4%	16.7%	16.9%	17.3%	13.9%	18.1%	11.5%	11.9%	13.2%	16.4%	14.7%	
		Dong Nai 3										
		240										
	Upper Kon Tum	Upper Kon Tum				New Coal4	Gas CC2	Gas CC3			Dien nguyen tu 2	
	110	110				500	600	480			1,000	
	Song Con 2	Song Ba Ha	New Coal1	Gas CC 1	New Coal2,3	Dong Nai 2	New Coal5	Se Kong5(Laos)	Gas CC4	Gas CC5	Duc Xuyen1	
	70	250	500	750	1000	78	500	250	720	240	100	
PDP C&S	Se Kaman(Laos)	Dak My4	Nam Kong(Laos)	Se San 4	Song Bung4	Dong Nai 5	Se Kong4(Laos)	Song Bung2	New Coal6	Dien nguyen tu 1	Dak My1	
	260	210	240	330	200	170	450	126	500	1,000	210	
PDP C&S total	680	570	740	1,080	1,200	748	1,550	856	1,220	1,240	1,310	
C&S Peak Demand	9,666	10,485	11,370	12,340	13,396	14,552	15,572	16,694	17,885	19,195	20,564	
C&S Supply	11,938	12,554	13,272	14,321	15,321	15,459	16,961	17,956	19,476	20,656	22,138	
RM 7.8%	23.5%	19.7%	16.7%	16.1%	14.4%	6.2%	8.9%	7.6%	8.9%	7.6%	7.7%	
PDP Total	2,080	1,340	1,645	2,080	1,800	1,898	2,100	1,906	2,500	2,740	1,810	
FY	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Peak Demand	15,827	17,007	18,275	19,638	21,102	22,675	24,366	26,183	28,135	30,233	32,486	
Supply Capacity	18,980	20,273	21,584	23,289	24,682	25,902	27,440	29,155	31,528	33,862	35,986	
Reserve Margin	19.9%	19.2%	18.1%	18.6%	17.0%	14.2%	12.6%	11.4%	12.1%	12.0%	10.8%	

表 6-2-22 電源開発スケジュール(IE 想定需要ケース; Base Case)

FY	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	(Unit: MW)
MP2020 P1.2% IC1300												
Power Development Plan			Hua Na									
			195									
			Nam Chien					Coal				
			140					500				
		Coal	Huoi Quang 2	Nam Thuen3(Laos)		Ban Uon		Coal	PSPP1	Coal	PSPP2	
		600	300	270	400	250		300	250	500	250	
PDP North	Ban Chat	Huoi Quang 1	Son La 1	Son La 2,3	Son La 4,5	Son La 6,7,8	Nam Nhun1,2	Nam Nhun3,4	Bac Me	Coal	Coal	
	200	270	300	600	600	900	550	550	280	300	470	
PDP N total	995	570	710	1,000	600	1,150	550	1,350	530	800	720	
N Peak Demand	6,153	6,615	7,108	7,645	8,219	8,843	9,402	10,008	10,646	11,346	12,074	
N Supply	7,080	7,583	8,264	8,717	9,468	10,223	10,567	11,701	12,010	12,719	13,581	
RM 12.7%	15.1%	14.6%	16.3%	14.0%	15.2%	15.6%	12.4%	16.9%	12.8%	12.1%	12.5%	
		Dong Nai 3										
		240										
	Upper Kon Tum	Upper Kon Tum		CCGT	CCGT	CCGT	Coal	CCGT	CCGT	CCGT	Dien nguyen tu 2	
	110	110		500	250	300	500	720	300	300	1,000	
	Song Con 2	Song Ba Ha	Coal	Coal	Coal	Dong Nai 2	CCGT	Se Kong5(Laos)	CCGT	Coal	Duc Xuyen1	
	70	250	500	500	1,000	78	600	250	720	500	100	
PDP C&S	Se Kaman(Laos)	Dak My4	Nam Kong(Laos)	Se San 4	Song Bung4	Dong Nai 5	Se Kong4(Laos)	Song Bung2	Coal	Dien nguyen tu 1	Dak My1	
	260	210	240	330	200	170	450	126	500	1,000	210	
PDP C&S total	680	570	740	1,330	1,450	548	1,550	1,096	1,520	1,800	1,310	
C&S Peak Demand	9,666	10,485	11,370	12,340	13,396	14,552	15,572	16,694	17,885	19,195	20,564	
C&S Supply	10,572	11,413	12,366	13,557	15,070	15,670	16,699	17,779	19,760	21,060	22,060	
RM 6.3%	9.4%	8.8%	8.8%	9.9%	12.5%	7.7%	7.2%	6.5%	10.5%	9.7%	7.3%	
PDP Total	1,675	1,140	1,450	2,330	2,050	1,698	2,100	2,446	2,050	2,600	2,030	
FY	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Peak Demand	15,728	17,019	18,403	19,923	21,562	23,370	24,943	26,674	28,497	30,512	32,606	
Supply Capacity	17,652	18,996	20,630	22,274	24,538	25,893	27,266	29,480	31,770	33,779	35,641	
Reserve Margin	12.2%	11.6%	12.1%	11.8%	13.8%	10.8%	9.3%	10.5%	11.5%	10.7%	9.3%	

LEGEND

Hydropower	Coal	Nuclear
PSPP	Gas	Import

d. M/P 需要 (High Case) への対応

M/P 需要 (High Case) に対応し、最適電源開発計画スケジュールを基に、開発の前倒しスケジュールを作成した(表 6-2-25)。また、IE 想定 of M/P 需要 (Base Case) と (High Case) のスケジュールの表の対比を次ページに示す。

これによると、IE による想定 of High Case と Base Case の違いは、表 6-2-25 のとおり整理される。

表 6-2-25 M/P 需要の差異

(Unit: MW, %)

		2020 年最大電力	需要差	年平均伸び率
基本ケース	北部系統	12,074	—	6.32%
	中南部系統	20,564	—	7.10%
高需要ケース	北部系統	15,933	+3,859	8.39%
	中南部系統	23,910	+3,346	8.27%

最大電力の伸び率で 2%程度の差があり、2020 年では北部系統で 3,900MW、中南部系統で 3,300MW 大きくなると想定されている。必要予備力を考えると、北部系統で 4,400MW、中南部系統で 3,500MW の電源設備が追加が必要となる。北部系統の電源は、一次エネルギーの賦存状況から、水力または石炭火力である。水力地点は、揚水地点を除き新規開発地点は残っていない。したがって、石炭火力により必要増分を供給することとなる。

4,000MW 分を石炭で賄い残りを揚水発電で賄うとした場合、石炭の増産は 2020 年で年間 1,000 万 t の追加開発が必要となる。2018 年以降順次追加分の石炭火力が導入されるため、現在の石炭開発計画より 3 年前倒しの開発が必要となる。

南部系統は補修調整により 2,000MW 程度の供給力が確保できるため、1,440MW のガス火力発電増で需要増加分を賄える。

6.2.8 揚水発電所最適導入量の持続性検討

(1) 水力の耐用年数を考慮した将来における最適電源計画の検討条件

これまでの検討において、ピーク電源として揚水発電の導入効果が認められた。長期的に、揚水発電導入の効果が持続するののかについて、検討を行った。

したがって、本検討においては、ピークシフトを考慮した2040年需要を用いて、検討を行った。

a. 2040年の需要想定

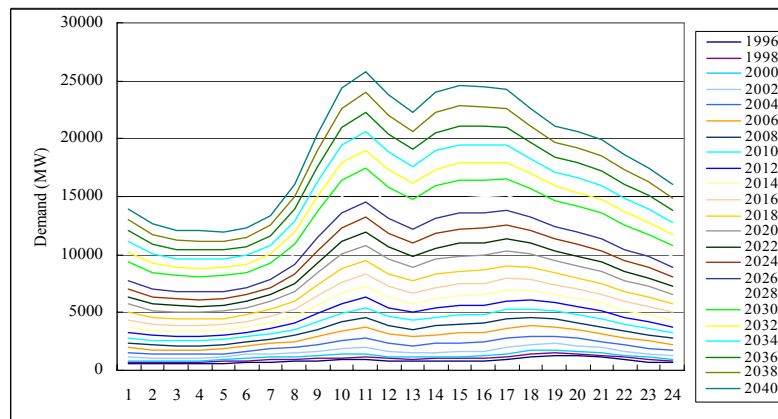
2040年の需要想定を2020年想定の条件を用いて、調査団が行った。その結果を、表6-2-26および図6-2-40に示す。

これによると、2020年に比べ最大電力で、北部系統では2倍、中南部系統で3倍に増加している。一方、負荷率は北部系統で若干低下するが、大きくは変わっていない。

表 6-2-26 2040年の需要想定

	最大電力 (MW)	電力需要 (GWh)	負荷率 (%)
北 部	28,829	169,363	67
中南部	68,210	434,307	72
全 国	99,446	603,670	69

(北部系統)



(中南部系統)

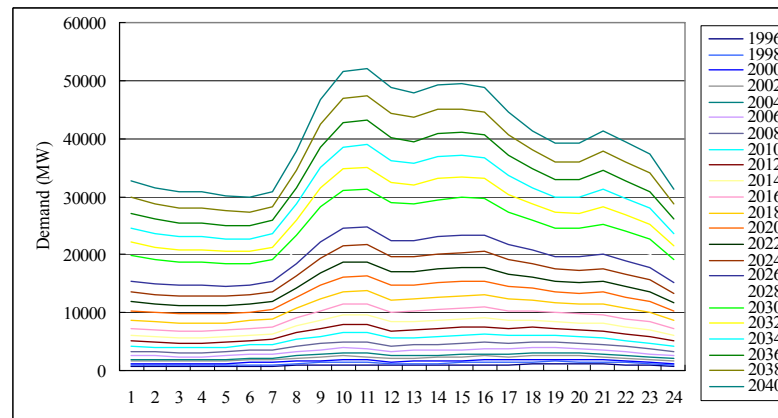


図 6-2-40 2040年のピークシフト想定需要

b. 電源構成

2020 年における最適電源構成シナリオを基に、電源を追加する必要がある。

この際、一般水力の新規地点は、2020 年までに開発され枯渇していることから、火力電源を追加することが妥当と考える。

(2) 2040 年における最適電源構成の検討

a. 電源構成

2040 年における電源構成は、2020 年までに一般水力地点の開発が行われ、新規開発地点が枯渇するため、火力発電による需要増加への対応となる。特に、中南部は需要の伸びが大きく、この傾向が 2040 年まで継続すると仮定しているため、2020 年に比べ 3 倍の系統規模となる。これを賄うために、主にガス火力と石炭火力の増強で対応した。

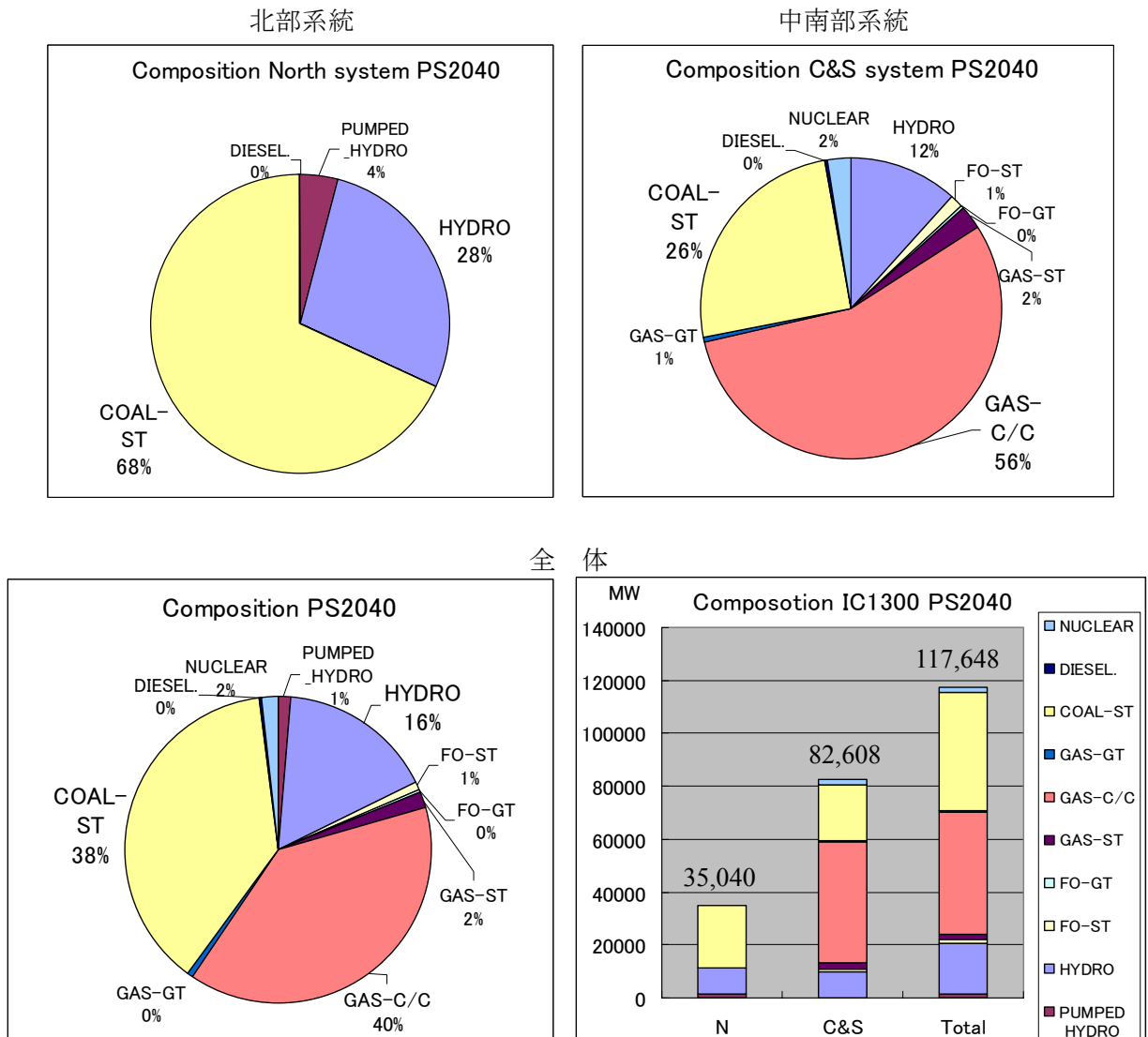


図 6-2-41 最適電源構成の検討結果 (ピークシフト需要)

b. 需給運用シミュレーションによる揚水導入効果

図 6-2-42 に揚水導入量と年経費の関係を示す。

2020 年と同様、2040 年においても、揚水を導入した場合の効果は継続する。また、北部系統へ揚水を 5,000MW 導入した場合でも効果は継続する。

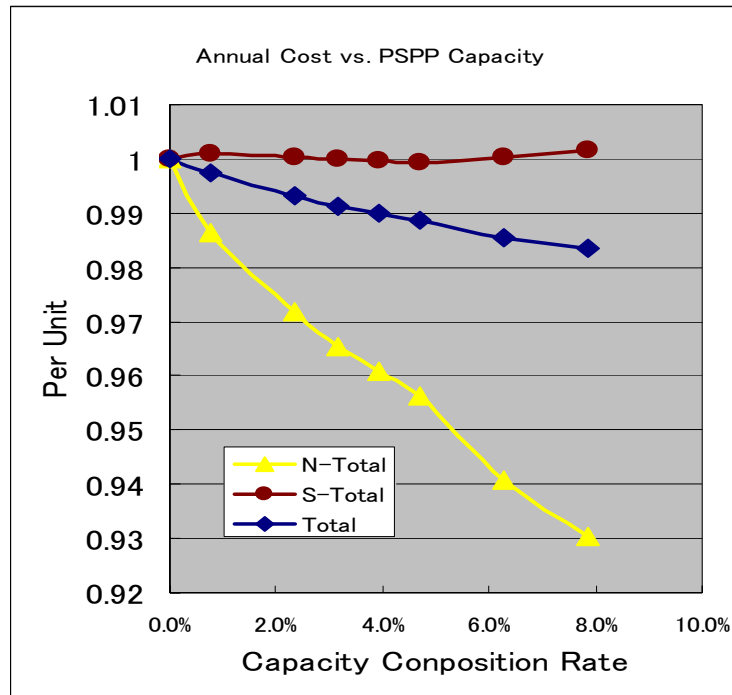


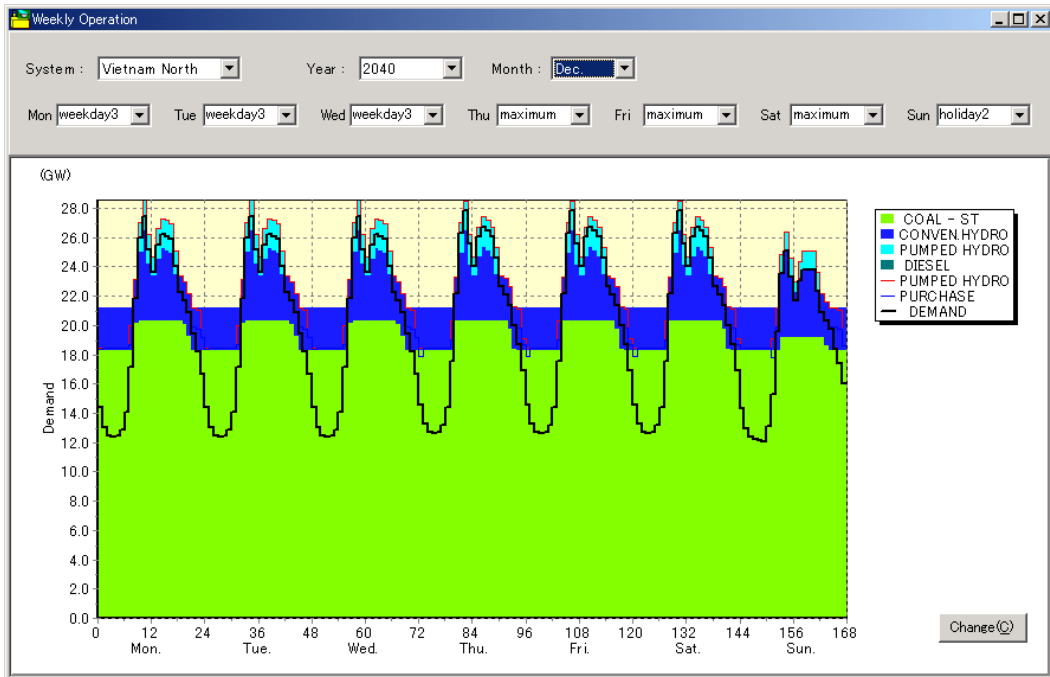
図 6-2-42 揚水導入量と年経費の関係 2040 年

図 6-2-43 に、2040 年断面における北部系統に 5,000MW の揚水を導入した場合の日負荷の需給運用シミュレーション結果を示す。

北部系統では、石炭火力設備量の増加によりオフピーク時の電力余力が多くなり、より一層揚水に導入効果が見られる。また、一般水力の開発ポテンシャルの枯渇により、増大する需要のピーク分を一般水力だけでは賄えなくなり、ピーク対応電源導入効果による固定費削減効果も高まる。

このように、一般水力の供給能力が最大電力の 20%以下になると、ピーク継続時間にも因るが、一般的に、固定費の安価なピーク需要対応電源の導入効果は大きくなる。

(北部系統)



(中南部系統)

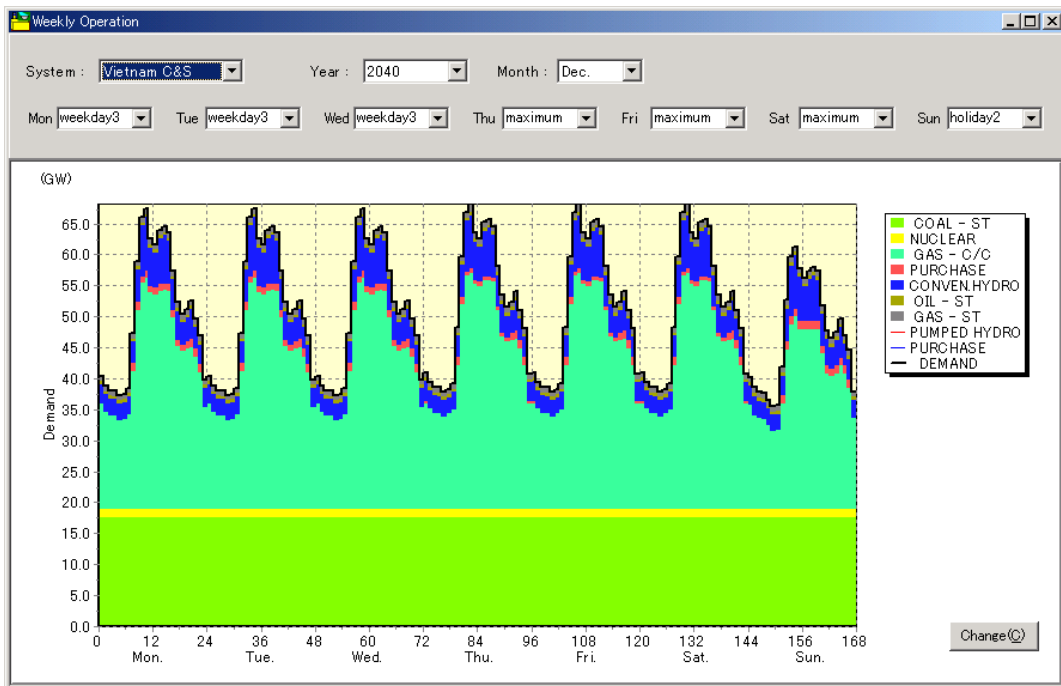


図 6-2-43 日負荷の需要運用シミュレーション結果
(2040年連系容量 1,300MW 揚水 5,000MW 北部系統へ導入)

6.3 系統信頼性の検討

6.3.1 系統信頼性の検討方法

500 kV 系統は、2010 年までに表 6-3-1 のステップで増強され、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。EVN が計画している 2020 年の系統を図 6-3-1 に示す。

以下において、南北連系線とは、北部の Nho Quang 変電所から Phu Lam 変電所および Di Linh 変電所を結ぶ送電線を指し、北部中部間は、北部最南端の Ha Tinh 変電所と中部の間、中部南部間は、中部最南端の Plei Ku 変電所と南部の間を指す。

また、Nho Quang 変電所以北の 500 kV 送電網を北部グリッド系統と呼ぶ。

検討対象は、以下の二つである。

- ・ 南北連系線の最適な規模
 - 南北連系線の規模を変えた場合の、北部から中部に送電可能な潮流量を見積もり、電源の最適運用とあわせて、最適な南北連系線の規模を算出
- ・ 揚水発電所の送電方法

系統信頼性の一般的な検討方法は、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。これは、現状のベトナムの 500 kV 送電線は 1 回線であり信頼度が N-0 基準であること、将来的にはより一般的な N-1 基準を指向すべきであることから、両方の基準について、検討したものである。

N-1 基準の具体的な要件は、1 回線事故時に残り設備の熱容量以内に潮流が収まること、1 回線事故時に遠方の電源の転送遮断¹なく安定度を維持できること、1 回線事故時の電源の脱落による周波数変動が許容範囲にあること、1 回線事故時に供給支障を生じないことなどである。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、停電が広範囲におよぶのを防止する観点から定められる。計画は一般に 1Hz 程度とされる。

6.3.2 検討条件

- ツールは PSS/E を使用した。第 1 次現地調査時に収集したデータをベースに、2020 年の 500 kV 系統をモデル化した。
- 500 kV 系統からみた負荷は、安全側にみて、変圧器容量全量とした。
- 500 kV 送電線の充電電流を補償するための分路リアクトルは、EVN の計画通りの設置

¹ 事故検知箇所から通信回線を通じ遠方の遮断機を操作する保護リレー装置を用いて電源遮断を行うこと

- 量とした。発電機の端子電圧は 110 %以下、力率は 85 %以上とした。500 kV 変電所の電圧がなるべくフラットになるように無効電力を補償した。
- ベトナムの 500 kV 送電線は ACSR330 の 4 導体を標準としている。500 kV 送電線 1 回線の容量は、2,200 MW 程度とした。
 - 安定度については、一般的な評価方法「1 回線三相短絡事故後、主保護装置が動作し 70 ms で事故区間を除去、その後 10 秒間程度 500 kV 系統内の全発電機の相差角をシミュレーションし、全発電機の位相差が一定値に収束すること」を採用した。
 - 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。北部グリッド系統内、および南部グリッド系統内は、直列コンデンサを設置しなくても安定度上問題ないことから、直列コンデンサは設置しない。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ため、今後、EVN が、タービン軸などのデータ収集、モデル化や解析ツールの選定、直列コンデンサ側で対策するか発電機側で対策するか等について、検討する必要がある。
 - 2020 年の 500 kV 系統と 220 kV 系統は異電圧のループを構成している。このため、負荷や発電機の出力状況によって、220 kV 送電線や 500/220 kV 変圧器が過負荷となる場合がある。また、南部の 220 kV 系統の Phu My 発電所近傍、Hoc Man 変電所、および Cai Lai 変電所などで、事故電流が 45 kA を超過し、ベトナム国の遮断機の規格を超過する可能性がある。今後、220 kV における潮流、事故電流増大対策の一層の詳細な検討が望まれる。事故電流増大への対策としては、220 kV 系統内での、局所的な系統分割や、50 kA あるいは 63 kA 級の遮断機の適用があげられる。
 - 220 kV 系統のこうした状況から、500 kV 変電所間の 220 kV 連系は切り離して運用する可能性があること、また 500 kV 系統の潮流・安定度は、220 kV 連系を切り離した方が厳しめに評価できることから、500 kV 変電所間の 220 kV 連系は切り離して、500 kV 系統の信頼性の評価を行った。

6.3.3 2020 年の 500kV 系統の最適化検討

(1) EVN 計画の 2020 年の 500kV 系統の評価

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 程度であるため、潮流・安定度面で特に問題はないと考えられる。

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。この際、安全側に評価するため、北部中部間の潮流、すなわち Ha Tinh 変電所から中部への潮流は、すべて Nho Quang 変電所から流れ込むものとした。また北部から南部方向の許容潮流は、中部の発電所からの電力によって影響を受けるため、これをパラメータとした。なお、南北連系線の安定度は、南北間の潮流が大体一定であれば、北部内および南部内の発電力、負荷の分布にはあまり影響を受けない。このことを北部と南部に縮約した発電機を設置したモデルを用いて確認した。

表 6-3-1 EVN の計画による 2010 年までの 500kV 系統の増強ステップ

No	工事件名	回線数×距離 台数×容量	運転開始年
1	Plei Ku – Phu Lam (2 回線目)	1×547 km	2003
2	Phu My 新設	2×450 MVA	2003
3	Phu My – Nha Be	2×49 km	2003
4	Nha Be – Phu Lam	1×16 km	2003
5	Nha Be 新設	2×600 MVA	2004
6	Da Nang 増設	1×450 MVA	2004
7	Plei Ku- Doc Soi – Da Nang	1×300 km	2004
8	Nha Be- O Mon	1×180 km	2005
9	Da Nang – Ha Tinh	1×390 km	2005 第二四半期
10	O Mon 新設	1×450 MVA	2005-2006
11	Tan Dinh 新設	1×450 MVA	2005-2006
12	Thuong Tin 新設	1×450 MVA	2005-2006
13	Nho Quan 新設	1×450 MVA	2005-2006
14	Ha Tinh – Thuong Tin	1×335 km	2005 – 2006
15	Nho Quan 500 kV 変電所への分岐	2×30 km	2005
16	Phu Lam – O Mon	1×170 km	2006 – 2007
17	Quang Ninh – Thuong Tin	1×110 km	2007 – 2008
18	Thuong Tin 増設	1×450 MVA	2007 – 2008
19	Tan Dinh 増設	1×450 MVA	NA
20	Doc Soi 新設	2×450 MVA	2006 – 2008
21	Di Linh 新設	1×450 MVA	Dai Ninh 発電所と同時期
22	Nhon Trach 新設	1×450 MVA	2008
23	Quang Ninh 新設	1×450 MVA	2007 – 2009
24	Dong Nai 3&4 発電所への分岐	2×20 km	2008 – 2009
25	Phu My – Nhon Trach	1×300 km	2008 – 2009
26	Song May 新設	1×600 MVA	2008 – 2009
27	Song May – Nhon Trach	1×20 km	2009
28	Song May – Tan Dinh	1×30 km	2009 – 2010
29	O Mon 増設	1×450 MVA	NA

出典：Power network projects in the period of 2002- 2010 (Attached to Decision No.40/2003/QD-TTg dated March 21, 2003 by Prime Minister)

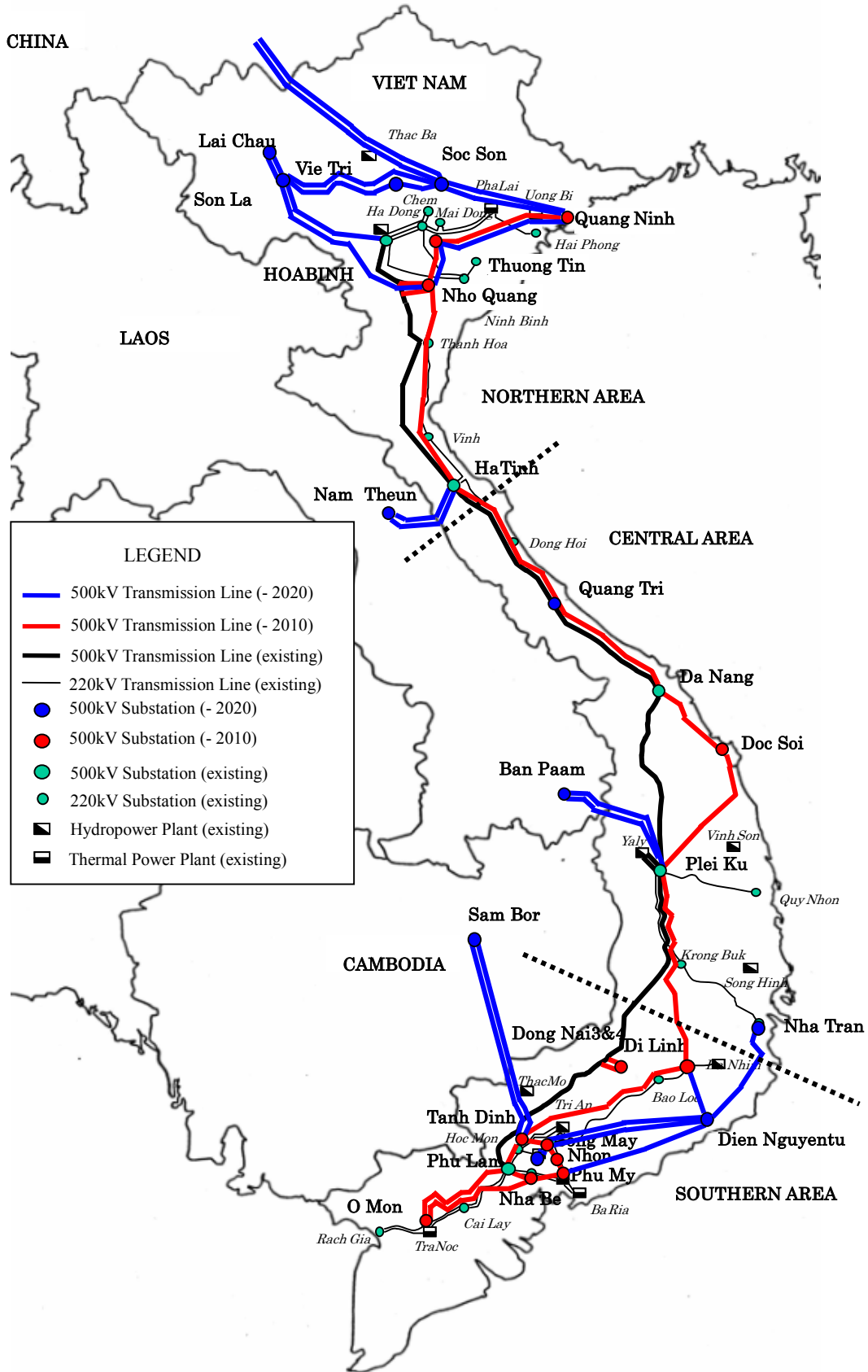


図 6-3-1 EVN の計画による 2020 年の 500 kV 系統 (北部南部間 2 回線)

a. N-0 基準における南北連系線の送電可能量

中部の発電所から 500 kV 系統で送電される電力と南部の入り口にある Dong Nai 発電所の出力は、北部中部間の限界潮流に影響を与える。この電力が最大のときに、北部中部間の限界潮流が最小になる。限界潮流の最小値は 1,300 MW 程度であり、このとき、Plei Ku 変電所と Di Linh 変電所間の潮流が熱容量限界に達する。

この限界は、潮流計算により、以下の条件時に、Plei Ku-Di Linh 間にはほぼ 2,200MW が流れ、熱容量が限界となることにより確認した。

表 6-3-2 N-0 基準における EVN 計画の 2020 年の 500kV 系統の限界潮流の確認条件

北部中部間の潮流		1,300 MW
中部での発電力	Yaly 発電所	720 MW
	Laos 国内の発電所からの発電力	940 MW
	Plei Ku 変電所の 220kV 系統からの発電力	200MW
南部の発電力の条件	南部原子力は停止	

このとき、北部および南部のグリッド系統の潮流に問題はなく、また、負荷の変動などの微少な擾乱に対して安定である。したがって通常時には、負荷、発電機の出力状況によらず、1,300 MW までならば北部から中部に流し得る。

南北連系線の送電損失は、北部の Nho Quang 変電所から南部の Phu Lam 変電所および Di Linh 変電所まで 1,300 MW を送電した場合には、約 90 MW 程度になり約 7%である。

b. N-1 基準における南北連系線の送電可能量

図 6-3-2 に、Dong Nai 発電所を停止し、N-1 基準を適用した場合の北部中部間の許容潮流を示した。熱容量面からの限界は青い線で示される。安定度面からの限界は赤い線で示され、熱容量面からの許容潮流より小さい。安定度面からみた一番厳しい 1 回線事故の箇所は、Plei Ku 変電所と Di Linh 変電所間である。結果として、Dong Nai 発電所を停止した場合の N-1 基準を満たす運用範囲は下図の赤の網掛け領域となる。Dong Nai 発電所を運転する時の運用範囲は、Dong Nai 発電機の運転分だけ小さくなる。N-1 基準を適用した場合の北部中部間の限界潮流は、中部の発電所からの電力と Dong Nai 発電所の出力が小さい場合は約 1,400~1,500 MW であるが、中部の発電所からの電力が多く、Dong Nai 発電所の出力が大きいとほとんど流せない。この理由は、N-1 基準を適用すると中部南部間の潮流の限界は 2,000 MW 程度であり、最大 2,000MW を越える中部の発電所からの電力と Dong Nai 発電所の出力に対して小さいためである。

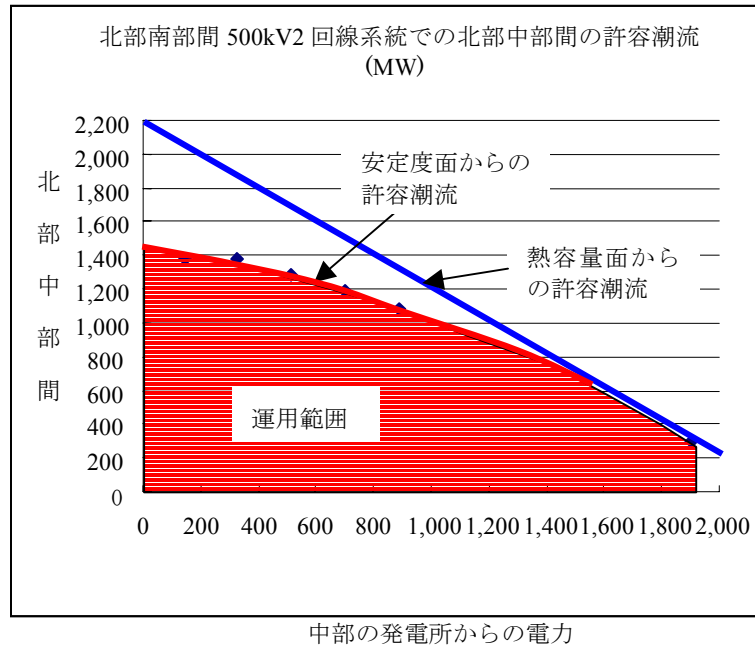


図 6-3-2 N-1 基準の場合の北部南部間 500 kV2 回線での北部中部間の許容潮流 (Dong Nai 発電所停止時)

前記のとおり、N-1 基準を適用した場合の北部中部間の限界潮流は最大約 1,400~1,500 MW である。Nho Quang 変電所の変圧器容量は 900 MVA であるので、南北間の N-1 基準を満たすための Nho Quang 以北からの潮流は最大で 2,400 MW である (図 6-3-3)。

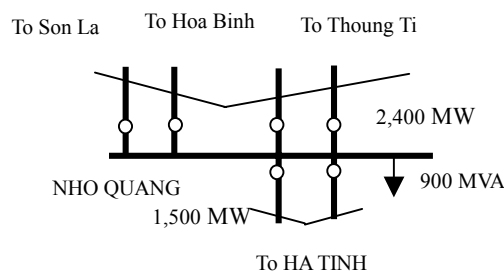


図 6-3-3 南北間の N-1 基準を満たすための Nho Quang 以北からの最大潮流

c. 評価とまとめ

EVN 計画の 500 kV 系統の評価をまとめると表 6-3-3 のようになる。また、図 6-3-4 に、中部の沸き出し電力が大きい場合の限界潮流を図式化した。

前述のとおり、南北連系線に直列コンデンサの設置を仮定した。500 kV 北部グリッド系統及び南部系統には直列コンデンサの設置は仮定しない。

表 6-3-3 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。)

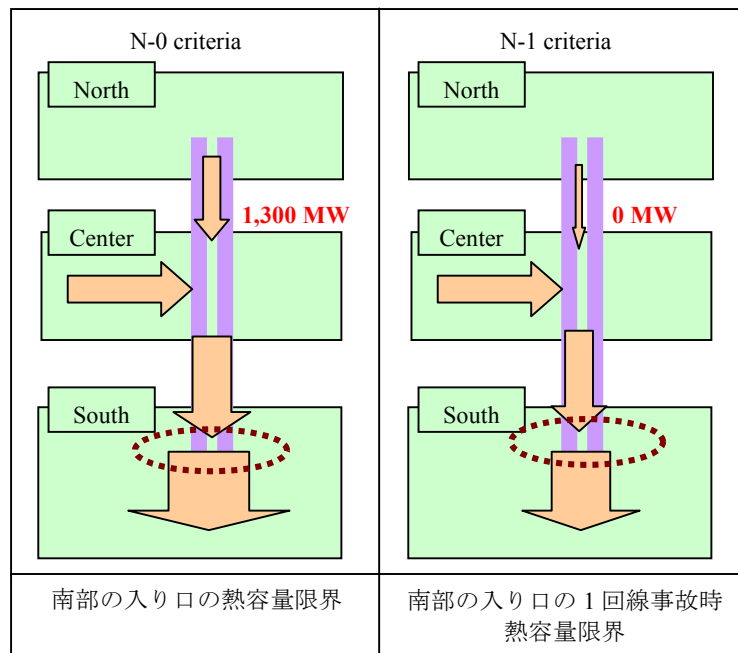


図 6-3-4 EVN 計画の 2020 年の南北 500 kV 連系線の限界潮流
(南北連系線に直列コンデンサ設置。中部の沸き出し電力が最大の場合)

(2) 2020 年の 500kV 系統の増強の検討

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。

a. 北部中部間 2 回線および中部南部間 3 回線

次の二つの理由により、Plei Ku 変電所と Nha Tran 変電所間に 500 kV 1 回線を新設するケースについて検討した。

- EVN のベース計画では 2020 年までに、南部から中部の Nha Tran 変電所まで、500kV 送電線 1 回線が新設される。Plei Ku 変電所から Nha Tran 変電所までの距離は 300km 程度であり、この区間を結ぶことで比較的低コストで中部南部間を連系できる。
- 厳密に言えばこの区間は、1 回線事故時 Nha Tran 変電所の供給支障を生じるために N-1

基準を満たしていない。PleiKu 変電所から Nha Tran 変電所までを結ぶことで、両端電源化が図られ、この区間は N-1 基準を満たす。

検討結果を以下に示す。

表 6-3-4 北部中部間 2 回線かつ中部南部間 3 回線の検討結果

EVN 計画の 2020 年の 500 kV 系統に加える工事の内容	Plei Ku - Nha Tran 300 km × 1 cct
工事費	82 mil USD
北部中部間の限界潮流 N-0 基準	中部の沸き出し電力および Dong Nai 発電所の出力が最大の時、定態安定度面 (南部の 100 MW 程度の負荷急変のような微小擾乱による動揺の収束性) からの限界は北部中部間で 1,600 MW 程度である。
北部中部間の限界潮流 N-1 基準	中部の沸き出し電力および Dong Nai 発電所の出力が最大の時、北部中部間 1,100 MW 程度の潮流時、中部南部間の一回線事故時、残り回線の熱容量面から限界となる場合がある。なお、この潮流のとき、各区間の一回線事故時に安定である。したがって、北部中部間の限界潮流は 1,100 MW 程度である。

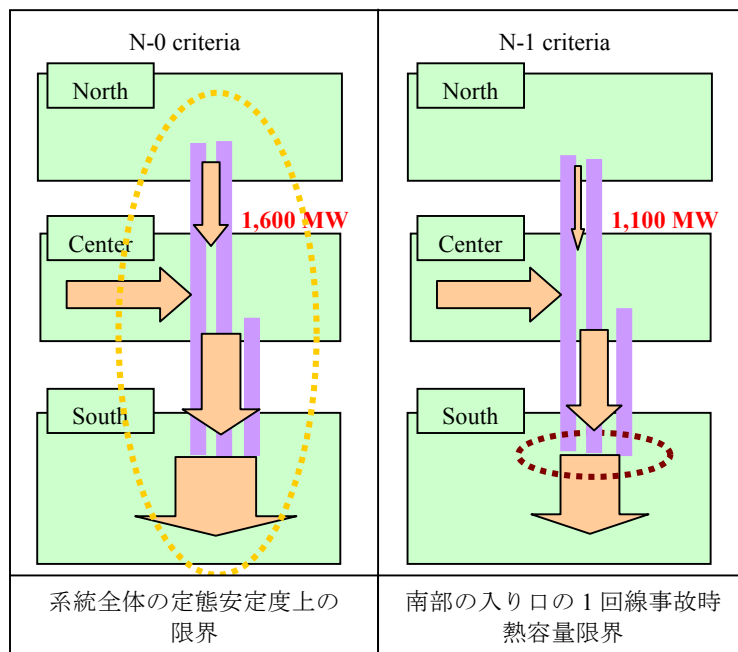


図 6-3-5 北部中部間 2 回線かつ中部南部間 3 回線の南北 500 kV 連系線の限界潮流 (南北連系線に直列コンデンサ設置。中部の沸き出し電力が最大の場合)

b. 北部中部間 3 回線かつ中部南部間 3 回線

a. の系統の北部中部間に 3 回線目を加えた場合について検討した。この建設により、系統全体の定態安定度は向上するものの、南部の入りの送電能力が a. と同様のため、N-1 基準を適用した場合の送電能力の向上は図れない。

表 6-3-5 北部中部間 3 回線かつ中部南部間 3 回線の検討結果

EVN 計画の 2020 年の 500 kV 系統に加える 工事の内容	Plei Ku - Na Tran 300 km × 1 cct Nho Quang - Ha Tinh 290 km × 1 cct Ha Tinh - Da Nang 390 km × 1 cct Da Nang - Plei Ku 300 km × 1 cct
工事費	350 mil USD
北部中部間の限界潮流 N-0 基準	中部の発電所からの電力および Dong Nai 発電所の出力が最大るとき、定態安定度面 (南部の 100 MW 程度の負荷急変のような微小擾乱による動揺の収束性) からの限界は北部中部間で 2,200 MW 程度である。
北部中部間の限界潮流 N-1 基準	中部の発電所からの電力および Dong Nai 発電所の出力が最大るとき、北部中部間 1,100 MW 程度の潮流時、中部南部間の一回線事故時、残り回線の熱容量面から限界となる。なお、この潮流のとき、各区間の一回線事故時に安定である。したがって、北部中部間の限界潮流は 1,100 MW 程度である。

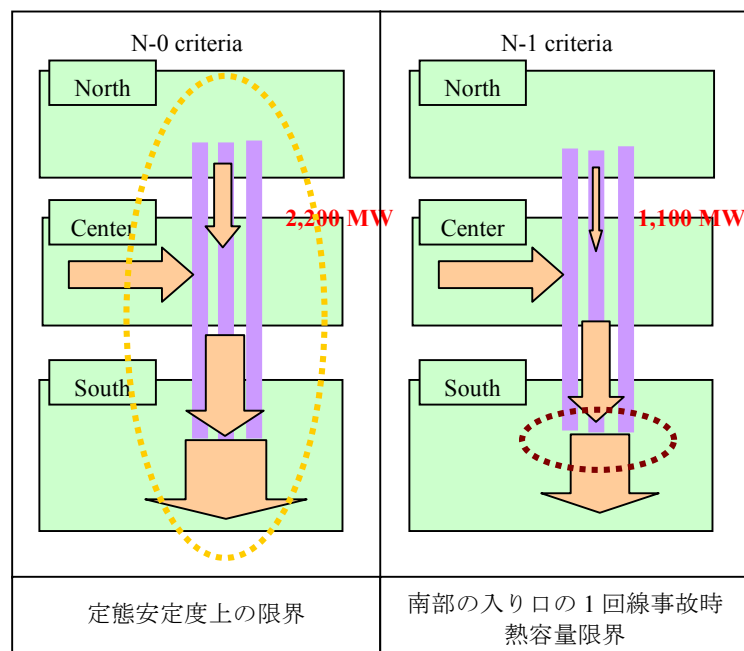


図 6-3-6 北部中部間 3 回線かつ中部南部間 3 回線の南北 500 kV 連系線の限界潮流 (南北連系線に直列コンデンサ設置。中部の沸き出し電力が最大の場合)

c. 北部中部間 3 回線および中部南部間 4 回線

b. の工事にさらに加え中部南部間に 4 回線目を建設する場合について検討した。この場合、北部グリッド内の 1 回線事故時の潮流および安定度を維持するために、北部グリッド内の北側から南側に送電線が 1 回線必要となる。

表 6-3-6 北部中部間 3 回線, 中部南部間 4 回線, 北部グリッド内 1 回線新設の検討結果

EVN 計画の 2020 年の 500 kV 系統に加える工事の内容	Plei Ku - Na Tran 300 km × 1 cct Nho Quang - Ha Tinh 290 km × 1 cct Ha Tinh - Da Nang 390 km × 1 cct Da Nang - Plei Ku 300 km × 1 cct Plei Ku - Di Linh 320 km × 1 cct Soc Son - Thuong Ti 100 km × 1 cct
工事費	467 mil USD
北部中部間の限界潮流 N-0 基準	中部の発電所からの電力および Dong Nai 発電所の出力が最大るとき、定態安定度面 (南部の 100 MW 程度の負荷急変のような微小擾乱による動揺の収束性) からの限界は北部中部間で 2,200 MW 程度である。
北部中部間の限界潮流 N-1 基準	上記 N-0 基準を満たす潮流時、各区間一回線事故時、熱容量以内かつ安定。したがって、N-0 基準により潮流限界が決まる。

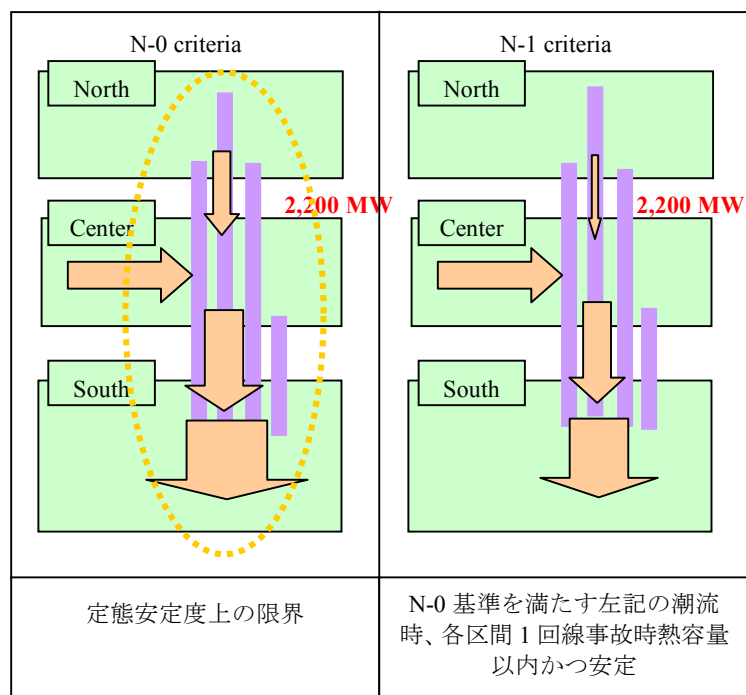


図 6-3-7 北部中部間 3 回線、中部南部間 4 回線、北部グリッド内 1 回線新設の南北 500 kV 連系線の限界潮流

(南北連系線に直列コンデンサ設置。中部の沸き出し電力が最大の場合)

(3) 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を表 6-3-7 にまとめる。

表 6-3-7 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 1,300MW 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 1,000MW 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、6.2 節で述べたように、送電能力を 1,300MW から 1,600MW に増加すると年経費で約 10milUSD 前後である。また、表 6-3-4 の案 2「北部中部間 2 回線、中部南部間 3 回線」の増分工事費は 82milUSD であり、これを年経費に換算すると約 10milUSD である。すなわち、EVN の 2020 年計画に、Plei Ku - Na Tran 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、Na Tran 変電所の両端電源化が図られ、これにより全 500kV 変電所の両端電源化が可能となり、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 20milUSD の燃料費削減効果を期待できるものの、工事費が約 350milUSD であり、年経費に換算すると約 50milUSD 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、表 6-3-4 の案 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があるので、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。

なお、基準を上回る規模の事故が起こった場合の運用方法を、検討しておくことも重要である。例えば、系統運用面の対策として、連系線事故時に北部の特定の発電機を転送遮断するリレーを取り付けるなどの措置や、万一、南北連系線がルート断を起こした場合に単独系統を維持できるような保護装置の設置などである。

6.3.4 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。

(1) 北部の揚水発電所のサイト

北部の揚水発電所サイトの案を表 6-3-8 に示す。各案ともに Hoa Binh 発電所から数 10 km のところにある。しかし、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。

表 6-3-8 北部系統の揚水発電所サイトの案

揚水発電所サイト	Hoa Binh 変電所までの距離
Phu Yen East (JN3) 1,000 MW	70 km
Phu Yen West (JN5) 1,000 MW	80 km

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 回線ず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。

(2) 揚水発電所の電源線の主な仕様および検討条件

- 揚水発電所の送電電圧は 500 kV とする。
- 電源送電線の線種は、送電損失と送電線の建設費を比較し経済性のあるものを選ぶ必要がある。しかし、現状および将来に渡りベトナムの 500 kV 送電線の線種は、ACSR 330 の 4 導体で統一することとしており、他の線を使用した場合のわずかなコストの相違を示すデータが不足していること、一般的に平均 40 %から 60%程度の稼働であればほぼ最適な線種であり、ACSR 330 の 4 導体は 1,000 MW を送電する導体としては適当な範囲にあると考えられることから、ここでは統一された線種である ACSR 330 の 4 導体を電源線の線種とした。しかし、今後詳細に検討する必要がある。
- 電源送電線の回線数については、1 回線事故時の影響が系統に特段の影響があるかどうか、具体的には、揚水電源あるいは揚水動力負荷の脱落による周波数変動が許容範囲にあるかどうか問題となる。2020 年の最低負荷時の需要は 13,000 MW 程度である。このとき 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。なお、500 MW であれば、脱落時の周波数変動が最低負荷時でも 1 Hz 以内であると想定され、500 MW の 1 回線送電は許容できる。

- 1 回線事故時の電源／動力の脱落が、周波数変動 1 Hz 程度以下となる場合は許容したが、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。
- 検討ケースは、変電所の変圧器容量および発電機出力をフルに活用する場合を含めて最も厳しい場合を想定した。
- 1 回線事故を考えない通常時には、揚水発電所の電源線を送電線網から分岐するいずれの接続案も問題はない。ここでは N-1 基準についての検討結果を示した。Ha Tinh 変電所への送電電力の最大値は、前記のとおり南北連系線の潮流が N-1 基準を満たすように、1,500 MW を条件とした。
- 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。
- 送電設備のコストは、表 6-3-9 の値を使用した。

表 6-3-9 送電設備のコスト

500 kV 設備	コスト
送電線 (1 回線)	263,160 US\$/km
引き出し	1,570,000 USD

出典：SonLa PMB, IE

- 電力損失の計算は、以下の条件で行った。
 - 揚水発電所の発電運転時間を 10 月から 5 月のピーク需要時間帯の 1 日 7 時間とし、揚水運転時間をこれらの月の 1 日 10 時間として、揚水発電機運転時間中の損失を計算した。
 - Son La および Hoa Binh など、北部の大規模水力発電所のピーク時の運転条件は、10 月から 12 月はフル出力、1 月から 5 月は 8 割出力とした。
 - オフピーク時の北部発電機の運転パターンは低出力の場合と、南部への送電のため高出力の場合とに分けて検討した。
 - 北部ルートおよび南部ルートの 500kV 送電線は Son La 発電所の運転に合わせて将来建設されるものであるため、現状では、数 km のオーダーで経過地が決まってはいない。このため、北部ルート上の接続点および南部ルート上の接続点は揚水発電所から等距離であるとした。

(3) 検討結果

a. 南部ルートへ接続する場合

Hoa Binh 発電所の負荷が最大 900 MW 程度と大きいことから、揚水発電所を Son La 発

電所と Hoa Binh 発電所を結ぶ送電線に接続する案は、N-1 基準を満たさない。Son La 発電所と Nho Quang 変電所を結ぶ送電線に接続する案は成立する。また Hoa Binh - Nho Quang 間の事故時の系統信頼度を考慮すると、Son La - Hoa Binh 間の回線には接続できず、Son La - Nho Quang 間の回線に接続する案となる（添付資料 6-2）。したがって、南部へ接続する場合の形態は系統信頼度上から以下のとおりに定まる。

南部ルートへ 1 回線で接続する場合：Son La 発電所と Nho Quang 変電所を結ぶ回線に接続

南部ルートへ 2 回線で接続する場合：Son La 発電所と Nho Quang 変電所を結ぶ回線に接続

b. 北部ルートへ接続する場合

北部ルートは、Son La - Vie Tri 間および Son La - Soc Son 間のどちらに接続しても、揚水時、および発電時の双方について、1 回線事故時の安定度に問題ない。また潮流は、発電時、および揚水時とも 1 回線事故時、残り回線の熱容量以内であり問題はない。したがって、系統信頼度上、Son La-Vie Tri 間あるいは、Son La - Soc Son 間のどちらの回線に接続することも可能である。送電線の建設費はどちらの回線に接続する場合であってもほぼ同じである。したがって、各案の電力損失を比較し優劣を判断した。

1) 1 回線で接続する場合

Son La-Vie Tri 間あるいは、Son La - Soc Son 間に 1 回線で接続する案が考えられる。両者の電力損失を比較した結果を表 6-3-10 に示す。

表 6-3-10 北部ルート上各接続点に 1 回線で接続した場合の電力損失の比較
(10 月～5 月まで揚水運転時) (単位：GWh)

	北部系統の発電機はオフピーク時に低出力	北部系統の発電機はオフピーク時に高出力
Son La - Vie Tri	133.8	135.7
Son La - Soc Son	134.7	136.8

発電機の運転パターンがいずれにおいても、Son La - Vie Tri 間への接続案の電力損失が最も小さい。両者の送電線の工事費はほぼ同じであるから、Son La - Vie Tri 間への接続が有利となる。

2) 2 回線で接続する場合

Son La - Vie Tri および Son La - Soc Son いずれの回線にも接続可能であるので、以下のとおり 3 通りの案がある。それぞれについて電力損失を計算した結果を表 6-3-11 に示す。

表 6-3-11 北部ルート上各接続点に 2 回線で接続した場合の電力損失の比較

		(10月～5月まで揚水運転時)	
		(単位:GWh)	
		北部系統の発電機はオフピーク時に低出力	北部系統の発電機はオフピーク時に高出力
北部	Son La - Vie Tri 2回線	130.3	132.4
北部	Son La - Soc Son 2回線	131.4	133.5
北部	Son La - Vie Tri 1回線	123.6	125.8
北部	Son La - Soc Son 1回線		

発電機の運転パターンによらず、Son La – Vie Tri 間に 1 回線および Son La - Soc Son 間に 1 回線で接続する案の電力損失が最も小さい。3 者の送電線の工事費はほぼ同じであるから、Son La – Vie Tri 間に 1 回線および Son La - Soc Son 間に 1 回線で接続する案が有利となる。

c. 北部ルートおよび南部ルートへ接続する場合の比較

前記のとおり、南部ルート上の接続点は、系統信頼度上、Son La – Nho Quang 間となるため、北部ルートへ 1 回線および南部ルートへ 1 回線で接続する案は、以下のとおり 2 通りの案がある。それぞれについて電力損失を計算した結果を表 6-3-12 に示す。

表 6-3-12 2 回線で接続した場合の電力損失の比較

		(10月～5月まで揚水運転時)	
		(単位:GWh)	
		北部系統の発電機はオフピーク時に低出力	北部系統の発電機はオフピーク時に高出力
南部	Son La - Nho Quang	116.6	127.1
北部	Son La - Vie Tri 2回線		
南部	Son La - Nho Quang	117.3	127.5
北部	Son La - Soc Son 2回線		

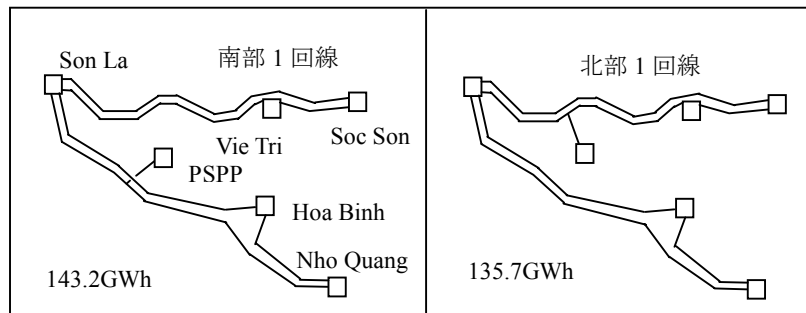
発電機の運転パターンによらず、南部ルートの Son La - Nho Quang 間および北部ルートの Son La - Vie Tri 間にそれぞれ 1 回線で接続する案の電力損失が最も小さい。両者の送電線の工事費はほぼ同じであるから、南部ルートの Son La - Nho Quang に 1 回線、北部ルートの Son La - Vie Tri 間に 1 回線で接続する案が有利となる。

(4) 最適な接続方法

上記までの検討では、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。

図 6-3-8 に、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]

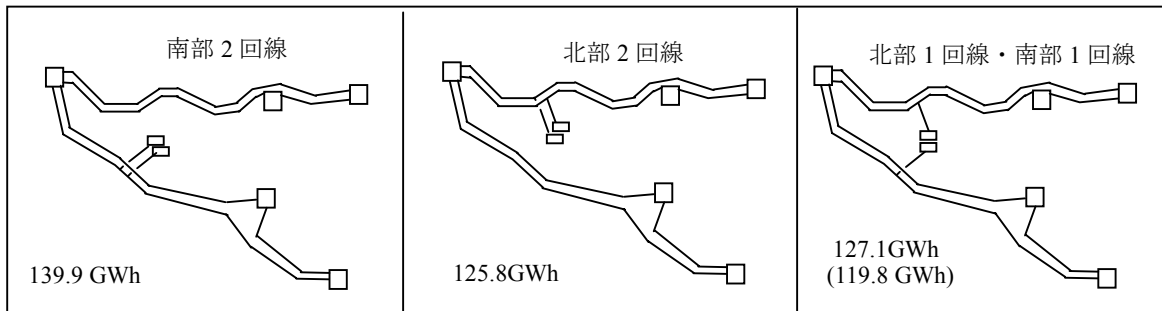


図 6-3-8 揚水発電所の接続方法の案

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を経過地や、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。

- オフピーク時に南部方面のガス火力発電所の出力を抑制し、北部の電源を活用するような運用を頻繁に実施する場合には、オフピーク時には北部から南部へ潮流が大きくなるので、揚水動力運転時の損失が支配的となるため、北部ルートへ接続する案が有利となる。逆に、北部電源を低出力とすれば、ピーク時の損失が支配的となり、南部に接続するほうが有利となる。このように、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。
- 仮に、オフピーク時に南部へ送電する高出力の発電パターンを条件とすると、1 回線で送電する場合の、南部ルートと、北部ルートに接続する場合の電力損失の差は、年

間で 10GWh 程度である。2 回線で接続する場合の、各案の電力損失の差は、年間で 15 GWh 程度である。

- 一方、揚水発電所の電源線の距離が 10 km 長くなると、年間で 4 GWh の損失が増加する。また、工事費の増加は、年経費に直すと、0.28 milUSD であり、これを電力損失費で換算すると、年間約 16 GWh の損失に相当する。したがって、揚水発電所の電源線の距離を 10 km 長くすることは、年間約 20 GWh の損失の費用増加に相当する。
- したがって、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。
- 逆に、どちらかのルートを揚水発電所の至近をとおすように設定し、そこに揚水発電所を接続することが考えられる。Son La 発電所からの 500 kV 送電線ルートは、揚水発電所から半径 20~30 km 以内を通過する。Son La 発電所から揚水発電所までの距離は 100 km 程度なので、揚水発電所の至近を通すようなルートを選定した場合のルート長の増加は最大で 10km 程度であると考えられる。これを電力損失に直すと、前述と同様、年間で 20 GWh 程度になる。したがって、この想定では、南部ルートあるいは北部ルートのどちらかのルートを揚水発電所の至近を通すように変更した場合のコスト増分が、接続点の変更による電力損失の低減分に見合わないことになる。

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。