

2017年度版広域メリットオーダーシミュレーションの 概要

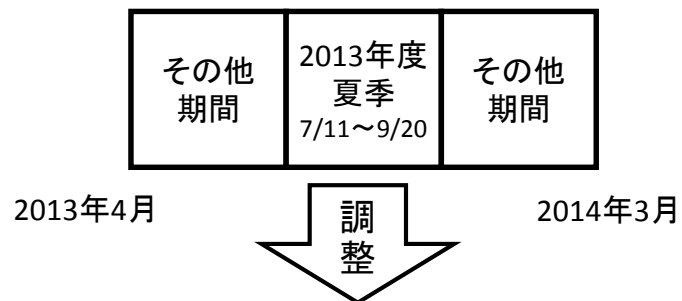
2017年11月2日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

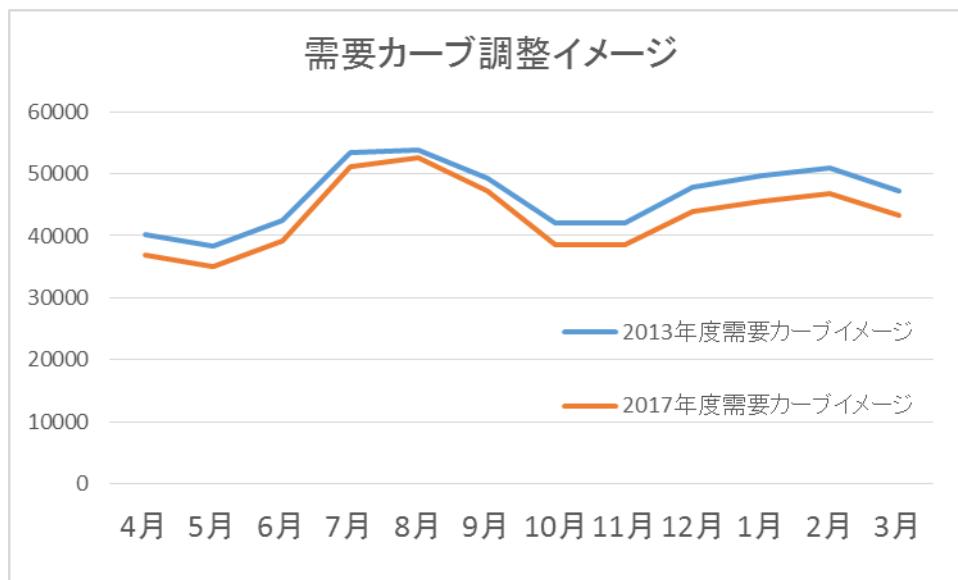
- 2013年度の1h毎の需要カーブ実績をベースとし、2017年度の1h毎の需要カーブを作成。
 - 2017年度供給計画における各エリアの**2017年度の夏季(8月)H3平均電力**及び**年間電力量**に合致するように2013年度の需要カーブを夏季調整比率とその他期間調整比率でチューニング。※東北エリア、北海道エリアのみ冬季H3電力も考慮し、冬季調整比率でのチューニングも実施。

○需要カーブ作成方法(東北・北海道エリア以外)

【2013年度の1hごとの需要カーブ実績】



【2017年度の1hごとの需要カーブ作成】



※上記グラフは、あるエリアの月毎H3平均需要をベースにプロットしたイメージです。

【夏季H3チューニング】

2017年度夏季需要カーブ = 2013年度夏季需要カーブ × 夏季調整比率

※夏季調整比率 = 2017年度供給計画の2017年度夏季H3平均需要電力想定値 / 2013年7月~9月の月毎H3平均需要電力最大値

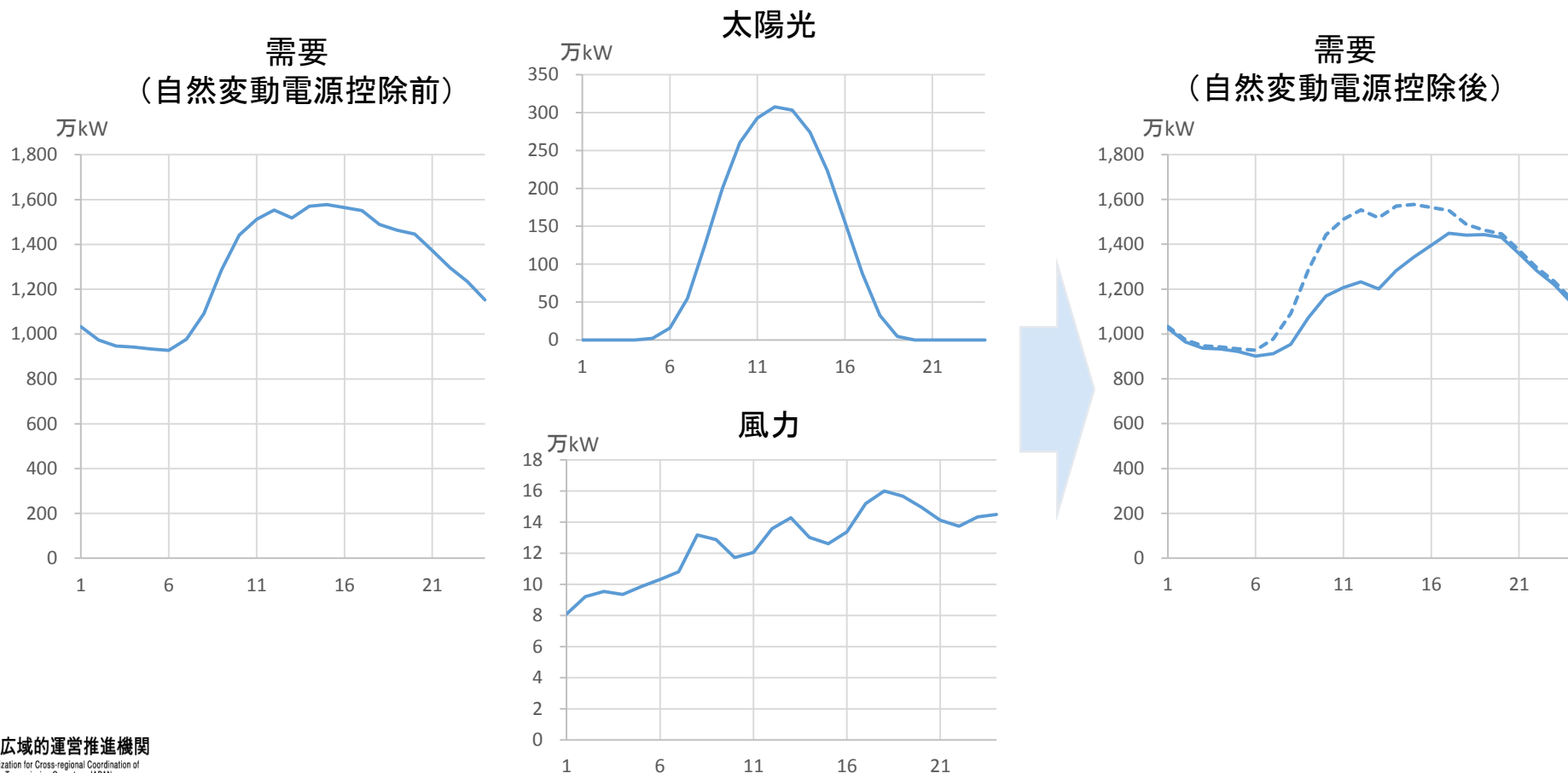
【年間電力量チューニング】

2017年度その他期間需要カーブ = 2013年度その他期間需要カーブ × その他期間調整比率

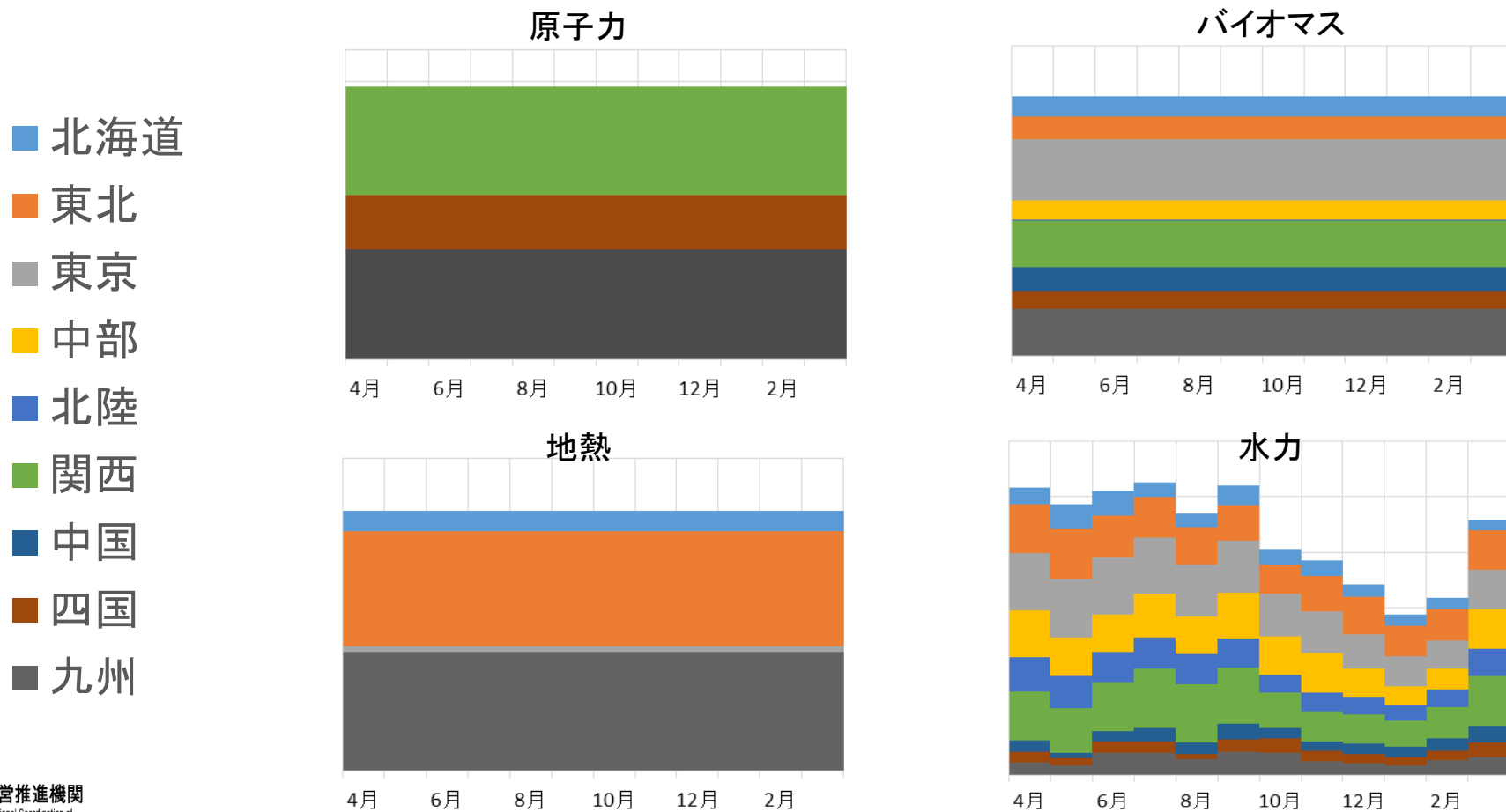
※その他期間調整比率 → トータルとして2017年度供給計画の2017年度年間電力量想定値に合致する比率

- 各エリアの太陽光発電、風力発電の出力比率(1時間毎8760時間の時系列)※を用い、2017年度供給計画の2017年度末設備量に乗じることで、2017年度における1時間毎の自然変動電源の出力を算出。

※出力比率は2013年度値を使用 (需要を2013年度実績をベースとしているため)



- 原子力については、九州エリアの川内原子力発電所3、4号機、四国エリアの伊方原子力発電所3号機、関西エリアの高浜原子力発電所3、4号機のみ稼働の条件で設定。（1年間同出力）
- 地熱・バイオマスについては、2017年度供給計画の2017年度末設備量で設定。（1年間同出力）
- 水力については、電力量の2013年度実績（月毎）から各月の出力比率を算出し、それに2017年度供給計画の2017年度末設備量を乗じることで出力を算出。（各月同出力）



- 原子力発電は、2017年度の稼働分の設備量で設定
- 水力発電、揚水式水力発電、地熱発電バイオマス発電は、2017年度供給計画の2017年度末設備量で設定

エリア	原子力	水力	揚水	地熱	バイオマス
北海道	-	124.0	80.0	4.0	16.0
東北	-	324.0	46.0	22.0	18.0
東京	-	410.0	1165.0	1.0	50.0
中部	-	304.0	428.0	-	15.0
北陸	-	250.0	11.0	-	1.0
関西	174.0	389.0	506.0	-	37.0
中国	-	97.0	212.0	-	19.0
四国	89.0	85.0	69.0	-	15.0
九州	178.0	183.0	230.0	23.0	38.0
合計	441.0	2,166.0	2,747.0	50.0	209.0

■ 火力発電は、2017年度供給計画の2017年度末設備量で設定。

エリア	石炭	LNG				石油&その他 ガス
		MACC※1	ACC※2	CC※3	CT※4	
北海道	255	-	-	-	-	226
東北	758	275	69	180	254	201
東京	593	846	1004	422	1,031	1,207
中部	451	398	1171	59	210	238
北陸	294	-	-	-	-	150
関西	394	602	146	85	387	794
中国	425	-	99	70	69	370
四国	383	29	30	-	35	157
九州	619	48	166	69	203	388
合計	4,172	2,198	2,685	885	2,189	3,731

単位: 万kW (注) 四捨五入の関係で合計が一致しないことがある。

- ※1: MACC(More Advanced Combined Cycle): 1500°C級コンバインドサイクル
- ※2: ACC(Advanced Combined Cycle): 改良型コンバインドサイクル(1300°C級)
- ※3: CC(Combined Cycle): コンバインドサイクル(1100°C級)
- ※4: CT(conventional): 汽力発電(600°C以下)

- 火力の最低出力設定については、必要となる調整力の考え方と整合をとる必要があるが、本検討においては以下の考え方で設定。
 - 石炭：大規模石炭火力を想定し、エリア毎の出力の30%を最低出力として設定
 - LNG：DSS運転等も考慮し、エリア毎の出力の5%を最低出力として設定
 - 石油：ピーク対応の電源として、最低出力の設定はなし
 - 調整力対応：調整力確保のため、各エリアの需要に対して7%分をLNG及び石油で確保できるよう最低出力に追加して設定。

【需要1,000の場合（調整力対応70=1,000×7%）】

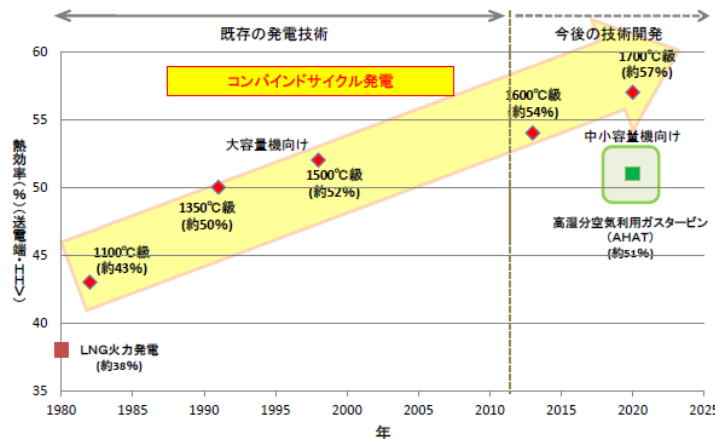
例1	石炭	LNG計	調整力				石油
			MACC	ACC	CC	CT	
設備量	500	1,140	40	400	200	500	200
最低出力	150	57	2	20	10	25	0
調整力対応※	-	13	13	-	-	-	-
調整力対応電源順位	-	-	1	2	3	4	5

例2	石炭	LNG計	調整力				石油
			MACC	ACC	CC	CT	
設備量	500	40	40	0	0	0	200
最低出力	150	2	2	0	0	0	0
調整力対応※	-	38	38	-	-	-	30
調整力対応電源順位	-	-	1	2	3	4	5

- 2015年の発電コスト検証ワーキンググループの報告書をベースに、以下の設定により燃料費単価を設定。
 - 熱効率及び所内率は、発電コスト検証ワーキンググループにおけるモデルプラントの値を設定。
 - LNG火力の熱効率は下図から設定。所内率についてはコンバインドサイクル機はモデルプラントの値とし、コンベンショナル機については石油のモデルプラントの値を設定。
 - 燃料費単価は、発電コスト検証ワーキンググループにおける発電コストレビューシートの2014年モデルに上記の熱効率および所内率を入力して算出。

	石炭	LNG (MACC) (1500°C級)	LNG (ACC) (1350°C級)	LNG (CC) (1100°C級)	LNG (CT) (コンベンショナル)	石油
熱効率	42%	52%	50%	43%	38%	39%
所内率	6.4%	2%	2%	2%	4.8%	4.8%
燃料費単価(円/kWh)	8.4(2.9)	12.1(1.3)	12.6(1.3)	14.6(1.5)	17.0(1.8)	24.2(2.5)

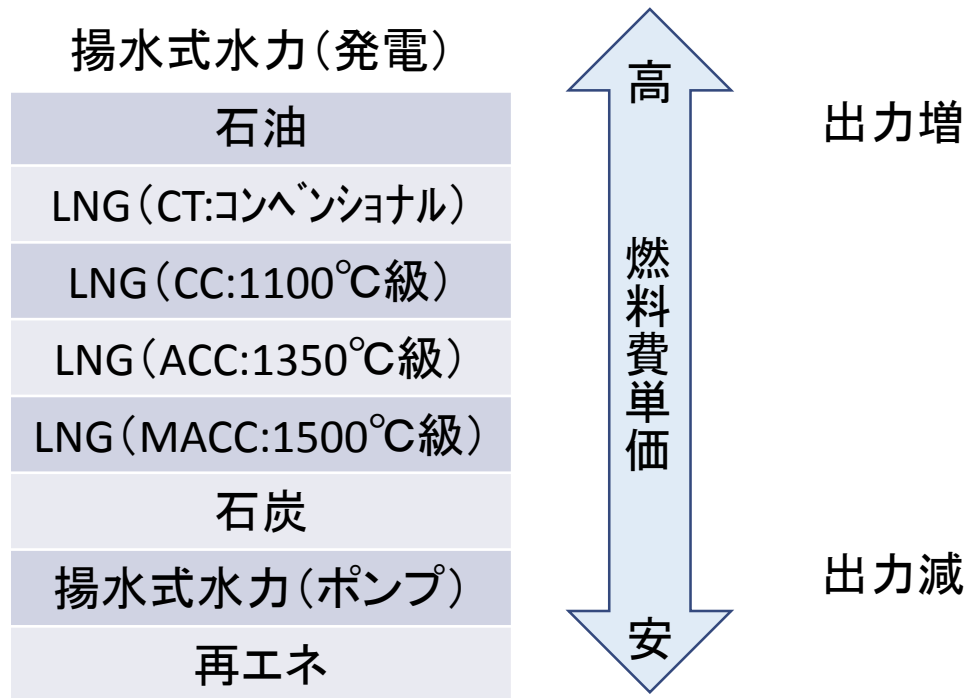
<LNG火力発電の効率向上>



(注) 括弧書きはCO2対策費用(再掲)

【出典】資源エネルギー庁 第5回長期エネルギー需給見通し小委員会 資料3
 (http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mi_toshi/005/pdf/005_07.pdf)

- メリットオーダー配分については燃料費単価の安価なものから配分を実施するが、揚水と再エネの出力抑制の関係は以下の通りである。
 - 揚水: 発電側は、最も高価な電源として扱う。揚水側は、再エネ出力抑制前に揚水を実施する。
 - 再エネ出力抑制: 揚水を最大限実施したとしても、需要と一致しない場合に出力抑制を実施。
(再エネ間での出力抑制順位については考慮しない。)



連系線容量の前提（運用容量）...2017年度年間計画の運用容量を設定

単位:万kW		運用容量(平日、昼間)											
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道 本州間	順方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
	逆方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
東北 東京間	順方向	451	458	467	475	498	448	393	398	455	502	530	490
	逆方向	64	61	62	67	60	69	63	66	72	76	75	65
東京 中部間	順方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	逆方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
中部 北陸間	順方向	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	逆方向	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
中部 関西間	順方向	158	154	164	173	178	164	157	166	184	195	187	173
	逆方向	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
北陸 関西間	順方向	161	161	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
	逆方向	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
関西 中国間	順方向	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278
	逆方向	390	390	390	405	405	398	390	390	395	395	395	393
関西 四国間	順方向	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	逆方向	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
中国 四国間	順方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	逆方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
中国 九州間	順方向	44	45	47	50	50	48	44	47	51	52	51	48
	逆方向	224	228	234	243	246	234	228	238	253	266	261	246

単位: 万kW		運用容量(平日、夜間)											
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道 本州間	順方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
	逆方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
東北 東京間	順方向	451	433	489	512	532	448	383	373	429	477	480	463
	逆方向	55	51	51	54	50	56	52	55	62	68	66	59
東京 中部間	順方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	逆方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
中部 北陸間	順方向	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	逆方向	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
中部 関西間	順方向	136	129	133	138	144	137	126	138	154	164	166	149
	逆方向	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
北陸 関西間	順方向	161	161	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
	逆方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
関西 中国間	順方向	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278
	逆方向	390	390	390	405	405	398	390	390	395	395	395	393
関西 四国間	順方向	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	逆方向	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
中国 四国間	順方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	逆方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
中国 九州間	順方向	40	39	40	42	42	41	38	41	44	45	45	43
	逆方向	202	194	197	202	201	199	192	205	222	230	235	220

単位: 万kW		運用容量(休日、昼間)											
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道 本州間	順方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
	逆方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
東北 東京間	順方向	451	426	467	485	498	405	380	385	455	502	530	483
	逆方向	58	52	56	60	57	62	55	60	64	61	69	61
東京 中部間	順方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	逆方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
中部 北陸間	順方向	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	逆方向	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
中部 関西間	順方向	125	122	128	143	150	132	123	137	156	156	150	140
	逆方向	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
北陸 関西間	順方向	161	161	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
	逆方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
関西 中国間	順方向	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278
	逆方向	390	390	390	405	405	398	390	390	395	395	395	393
関西 四国間	順方向	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	逆方向	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
中国 四国間	順方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	逆方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
中国 九州間	順方向	39	38	40	44	46	42	38	41	46	44	43	41
	逆方向	182	180	187	203	210	192	184	196	217	216	215	204

単位:万kW		運用容量(休日、夜間)											
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道 本州間	順方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
	逆方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
東北 東京間	順方向	451	393	489	522	532	403	365	360	429	477	480	438
	逆方向	54	49	51	54	49	56	51	54	66	62	67	58
東京 中部間	順方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	逆方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
中部 北陸間	順方向	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	逆方向	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
中部 関西間	順方向	121	118	119	124	129	119	113	123	138	151	141	137
	逆方向	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
北陸 関西間	順方向	161	161	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
	逆方向	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
関西 中国間	順方向	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278
	逆方向	390	390	390	405	405	398	390	390	395	395	395	393
関西 四国間	順方向	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	逆方向	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
中国 四国間	順方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	逆方向	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
中国 九州間	順方向	37	36	37	39	41	38	36	38	41	43	41	40
	逆方向	176	171	173	181	187	177	171	183	199	204	201	193

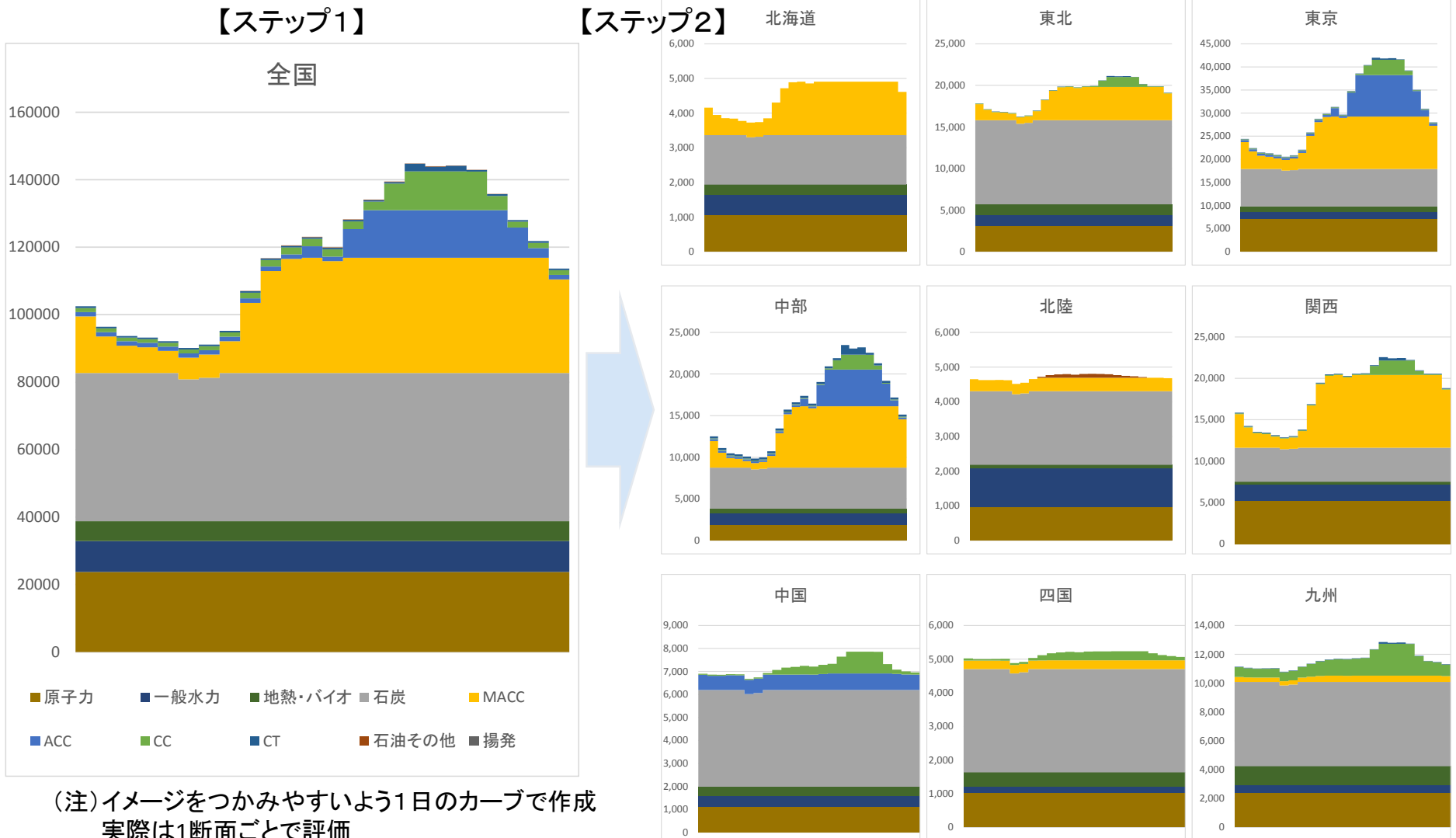
単位:万kW		マージン			
		平日昼間帯	平日夜間帯	休日昼間帯	休日夜間帯
北海道 本州間	順方向	14	19	17	20
	逆方向	44	48	46	48
東北 東京間	順方向	45	45	45	45
	逆方向	0	0	0	0
東京 中部間	順方向	60	60	60	60
	逆方向	60	60	60	60
中部 北陸間	順方向	0	0	0	0
	逆方向	0	0	0	0
中部 関西間	順方向	0	0	0	0
	逆方向	0	0	0	0
北陸 関西間	順方向	0	0	0	0
	逆方向	19 ※1	0	0	0
関西 中国間	順方向	0	0	0	0
	逆方向	0	0	0	0
関西 四国間	順方向	0	0	0	0
	逆方向	0	0	0	0
中国 四国間	順方向	34	18	29	18
	逆方向	0	0	0	0
中国 九州間	順方向	0	0	0	0
	逆方向	0	0	0	0

※2016年度の実績マージンを平日昼間帯、平日夜間帯、休日昼間帯、休日夜間帯毎に分類し、平均値を求めたもの。

※1:本シミュレーションでは北陸フェンスを考慮していないため、北陸フェンス順方向に設定しているマージンを北陸関西間連系線の逆方向に設定することで、北陸フェンスを一部考慮している。

ステップ1: 全国大でメリットオーダーによる発電機出力の配分を実施。

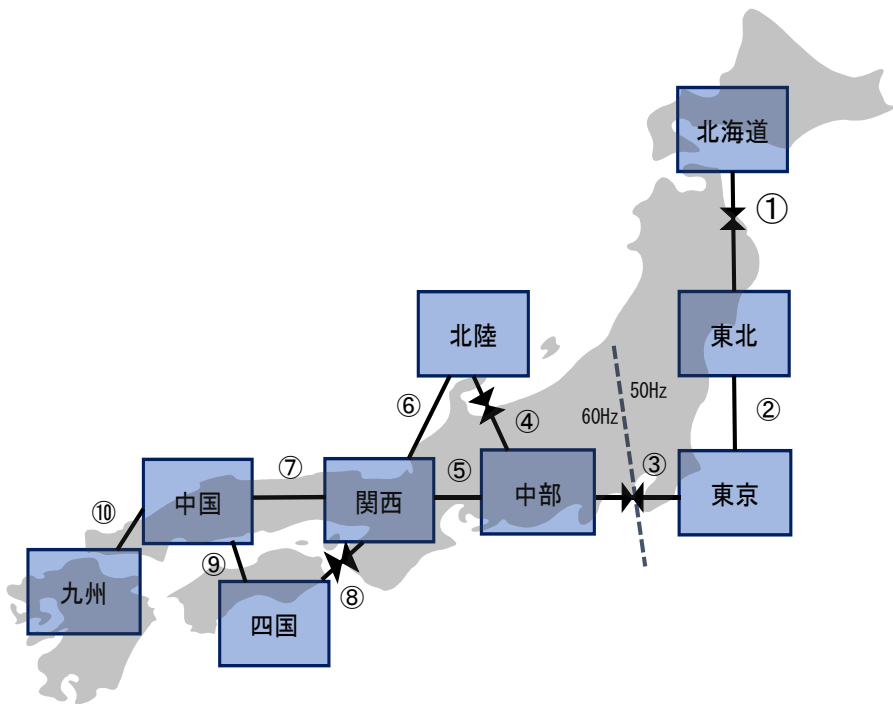
ステップ2: 種別毎の発電機出力を各エリアへ種別毎設備量比率で按分。(連系制約考慮無し)



ステップ3: 連系線の制約(空容量の超過)がある箇所について、連系線の制約を解消するよう各エリアの発電機出力を調整。

(①⇒②⇒③⇒④⑥⇒④⑤⇒⑩⇒⑧⑨⇒⑦⑧)

【ステップ3】



(例)

【エリアA】

エリア需要	500万kW
エリア出力	600万kW
過不足	+100万kW



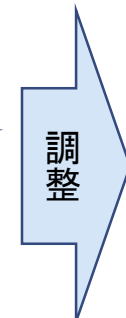
【エリアB】

エリア需要	1000万kW
エリア出力	900万kW
過不足	-100万kW

エリアA⇒Bの空容量が
60万kWの場合

【エリアA】40万kW出力減

エリア需要	500万kW
エリア出力	560万kW
過不足	+60万kW



【エリアB】40万kW出力増

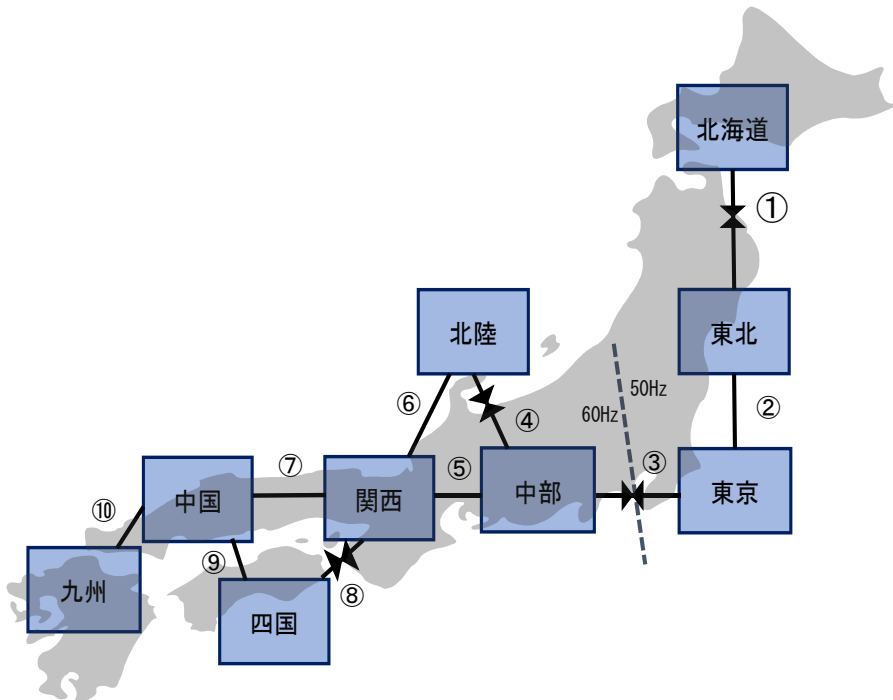
エリア需要	1000万kW
エリア出力	940万kW
過不足	-60万kW

エリアA⇒Bの空容量が
60万kWの場合

ステップ4:

- (1) 全エリア間で限界費用が安い方を出力増し、高い方を出力減とする調整を実施。(連系線空容量範囲内※)
 (1↔2、1↔3…1↔9、2↔1、2↔3…9↔7、9↔8…9↔1の組み合わせを実施)

※例えば、1↔9の場合、1エリアから9エリアまでの全連系線の空容量を考慮した合成空容量を算出し、合成空容量の範囲内で調整を実施。従って、このステップの調整では、空容量を超過することは無い。



凡例

エリア	過不足	限界費用
-----	-----	------

過不足 : 連系線潮流を除いたエリア毎の需給バランス(供給<需要)
 限界費用: エリア内毎の調整力を除いた稼働しているもっとも高い電源の燃料費

★: 空容量超過

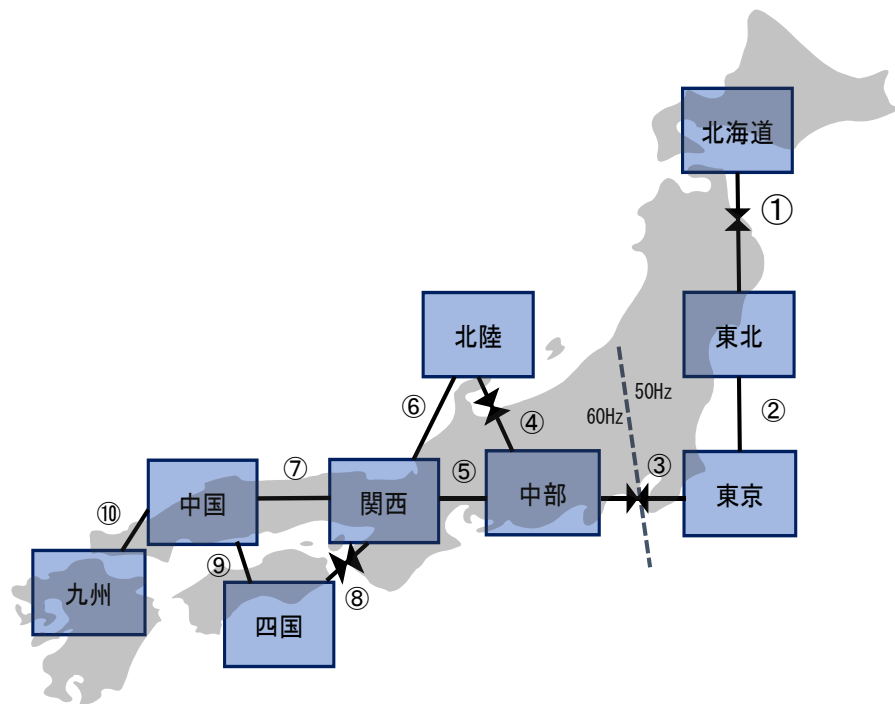
		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10
		672		9,323		-8,146		1,849		10.4		27.8		15.7		15.7		27.8		27.8
		13.0		18.3		18.3		1,200		300		478		1,392		914		300		300
		↓		↓		↑		←		↑		←		←		→		←		←
		672		9,996		9,996		1,200		300		478		1,392		914		300		300
		2		3		4		5		6		7		8		9		10		10
		672		-8,146		1,849		1,200		10.4		27.8		15.7		15.7		27.8		27.8
		↓		↑		←		←		↑		←		←		→		←		←
		672		9,996		9,996		1,200		300		478		1,392		914		300		300

例: 上記において、5エリアの10.4円電源の上げ余力および6エリアの27.8円電源の下げ余力を確認し、連系線制約を加味しつつ、より経済的配分となるよう最終調整を実施。(全エリア間で確認)

ステップ5:

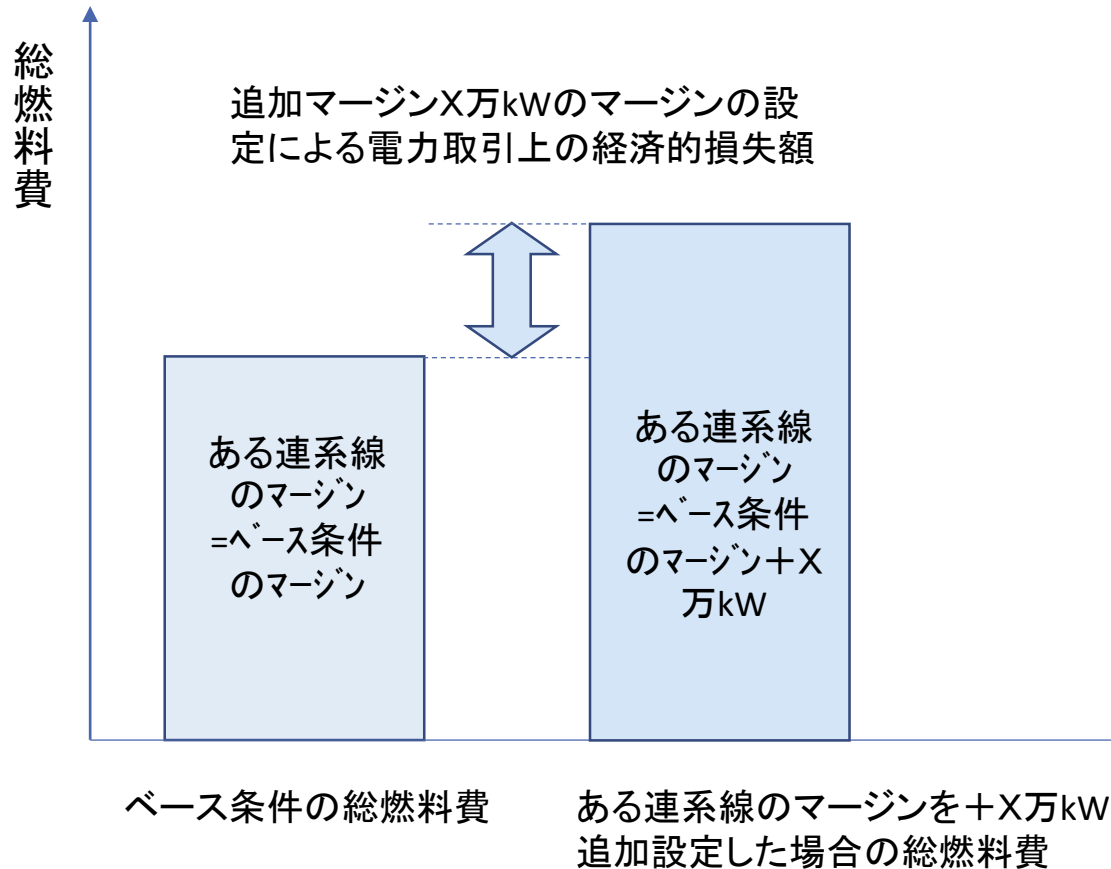
(1)隣接エリア間で、限界費用が同一の場合は、隣接エリア間連系線潮流が最小になるように調整を実施。(連系線空容量範囲内)

(①⇒②⇒③⇒④⇒⑤⇒⑥⇒⑦⇒⑧⇒⑨⇒⑩の順番で10回実施)



マージンの設定による電力取引上の経済的損失額（燃料費増加額）の算出方法 18

- ベースとする状態の総燃料費とある連系線のマージンを+X万kW追加設定した場合の総燃料費の差分を、マージン追加設定分のマージンの設定による電力取引上の経済的損失額として算出。



	シミュレーションの前提	未考慮事項
火力の最低出力、調整力	<ul style="list-style-type: none"> 周波数調整のための調整力と火力の最低出力をあわせて、各エリアの需要の7%を火力(石炭を除く)で確保する前提とした。 石炭は30%を最低出力とした。 	<ul style="list-style-type: none"> エリアによる運用の違いは考慮していない。 厳密な調整力の保有量について考慮できていない。 調整力の部分負荷運転実施や部分負荷運転による燃料費増は考慮していない。
揚水式水力(ポンプ)	<ul style="list-style-type: none"> 揚水式水力(ポンプ)の設備量を最大限活用 	<ul style="list-style-type: none"> 揚水式水力の作業停止や系統保安上の揚水の取扱いの必要性等を考慮していない。 池運用は、一部考慮しているが、厳密な経済運用は考慮できていない。 可変速揚水をLFC容量として考慮していない。(調整力はすべて火力で考慮)
再エネ抑制	<ul style="list-style-type: none"> 再エネの抑制は最後に実施(連系線が活用できず、揚水式水力の余力もない場合に再エネ抑制) 	<ul style="list-style-type: none"> 現行ルールにおける優先給電指令の順位は考慮していない。(バイオマスの抑制等) 再エネ抑制において、種別(風力、太陽光、バイオマス等)は区分していない。 再エネ抑制において、30日、360時間、720時間ルール等は考慮していない。 周波数調整に起因する再エネ抑制は考慮していない。
連系線潮流	<ul style="list-style-type: none"> 再エネもメリットオーダーにより1時間一定値として連系線を利用 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネを一定値として、連系線の潮流とする場合は、成形する必要があるが、考慮していない。
シミュレーション断面	<ul style="list-style-type: none"> 1時間毎、8760時間 	<ul style="list-style-type: none"> 1時間以内の需要や発電機出力等の変動は模擬していないため、周波数制御等の実運用面における課題は考慮していない。
発電機運用	<ul style="list-style-type: none"> 1時間断面毎に自由に出力を変化 完全にメリットオーダーで運用 	<ul style="list-style-type: none"> 発電機の変化速度、マストラン電源等の実運用上の制約事項は考慮していない。 制度、連系線利用ルール等の制約事項は考慮していない。
燃料費	<ul style="list-style-type: none"> 発電種別ごとに一定値を採用 	<ul style="list-style-type: none"> 実際にはプラントや事業者毎に燃料費が異なることは考慮していない。 発電コスト検討WGの検討以降の燃料費低減は考慮していない。
下げ代対策	<ul style="list-style-type: none"> 連系線の空容量や他エリアの揚水式水力(ポンプ)等の調整力を最大限活用 	<ul style="list-style-type: none"> 運用上の実現性は考慮していない。 (一般送配電事業者が他エリアの調整力を活用するためには、その費用回収等について制度的な措置などが必要と考えられる。)
調整力融通	<ul style="list-style-type: none"> 調整力はエリアで保有する。 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力を連系線を通じて他エリアに期待することは、考慮していない。