

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
平成28年度(2016年度)取りまとめ<参考資料別冊3>
広域メリットオーダーシミュレーションの概要

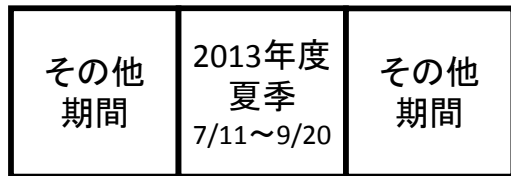
平成29年3月

電力広域的運営推進機関
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

- 2013年度の1h毎の需要カーブ実績をベースとし、2015年度の1h毎の需要カーブを作成。
 - 2015年度供給計画における各エリアの2015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。※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(北海道エリア以外)

【2013年度の1hごとの需要カーブ実績】

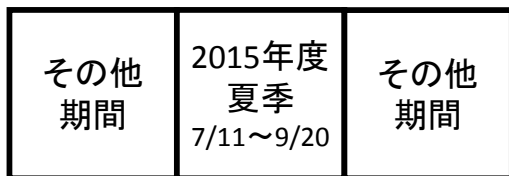


2013年4月

2014年3月



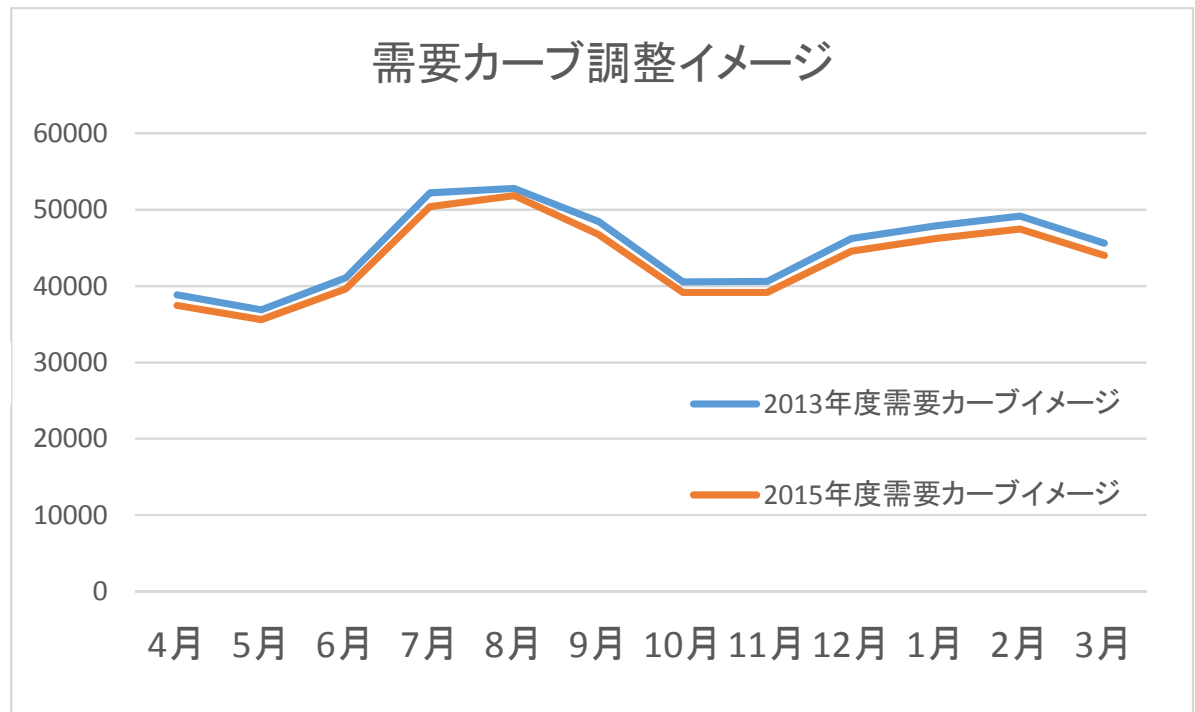
【2015年度の1hごとの需要カーブ作成】



2015年4月

2016年3月

需要カーブ調整イメージ



※上記グラフは、月毎のH3平均需要でプロットしたイメージです。

【夏季H3チューニング】

2015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

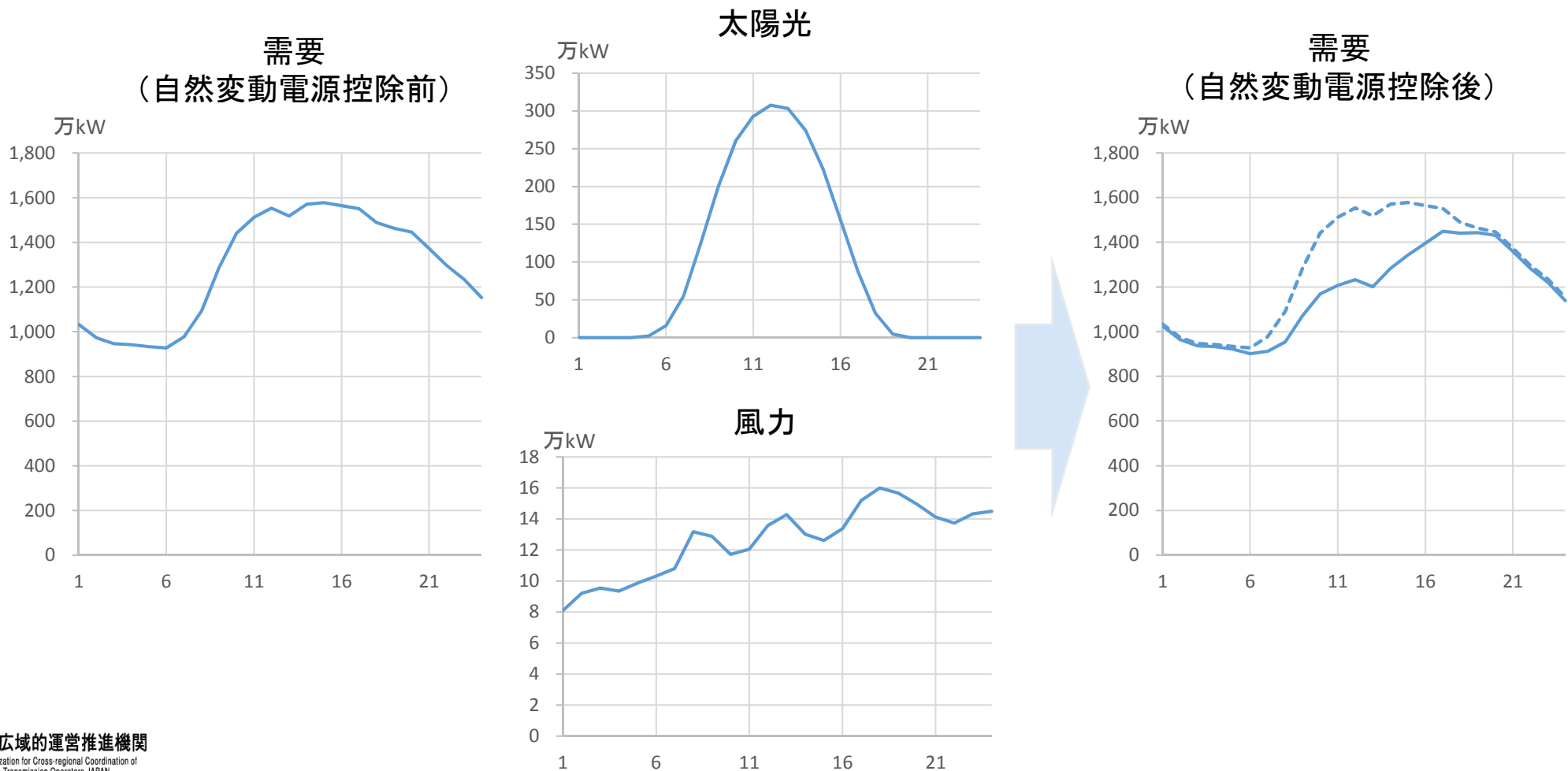
※夏季調整比率 = 2015年度8月H3平均需要電力 / 2013年度8月H3平均需要電力

【年間電力量チューニング】

2015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 × (夏季調整比率 + その他期間調整比率)

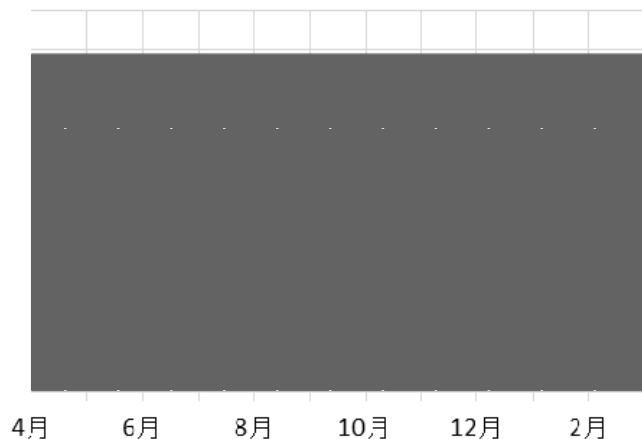
※その他期間調整比率 → トータルとして2015年度年間電力量に合致する比率

- 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、2015年における設備量に乗じることで、2015年における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)
- 需要から上記で算出した太陽光発電、風力発電の出力を控除することで、太陽光発電、風力発電の時系列の出力変動をシミュレーションに反映。

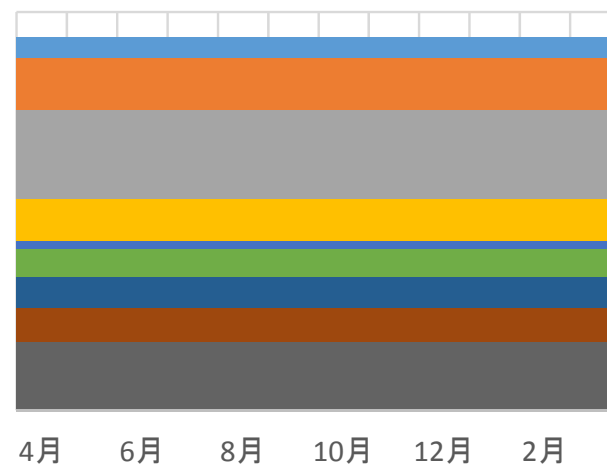


- 原子力については、九州エリアの川内原子力発電所のみ稼働の条件で設定。（1年間同出力）
- 地熱・バイオマスについては、2015年度の設備量で設定。（1年間同出力）
- 水力については、電力量の2013年度実績（月毎）から各月の出力比率を算出し、それに2015年度の設備量を乗じることで出力を算出。（各月同出力）

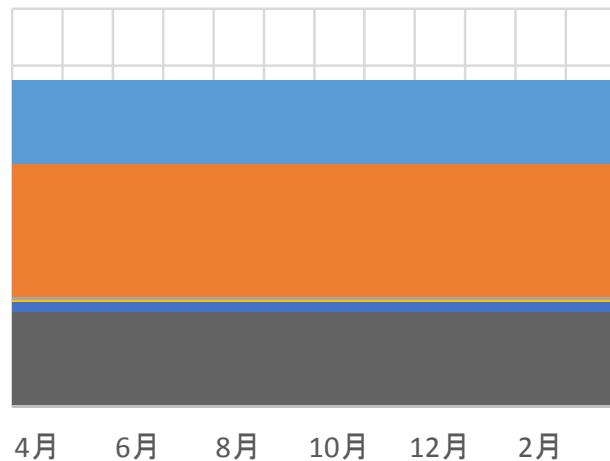
原子力



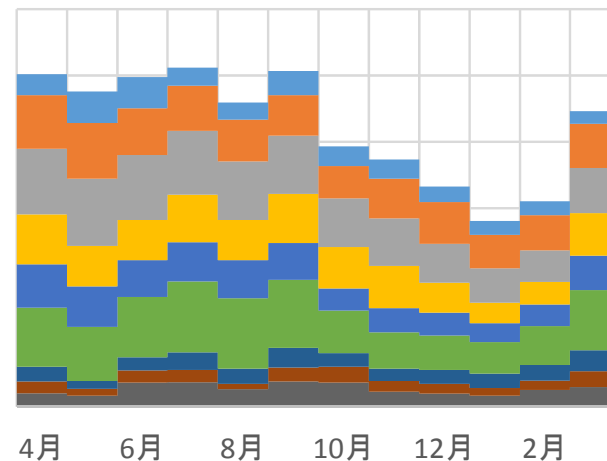
バイオマス



地熱



水力



- 北海道
- 東北
- 東京
- 中部
- 北陸
- 関西
- 中国
- 四国
- 九州

- 原子力発電は、2015年度の稼働分の設備量で設定
- 水力発電、揚水式水力発電は、2015年度の供給計画の設備量で設定
- 地熱発電は、FIT創設前に稼働した設備量＋FIT創設後（2015.4時点）の導入設備量で設定
- バイオマス発電は、RPS認定設備（2014.4時点）のバイオマス比率分の設備量＋FIT導入設備量（2015.4時点）で設定。

エリア	原子力	水力	揚水	地熱	バイオマス
北海道	-	117.4	60.0	2.5	10.3
東北	-	292.4	71.2	27.2	15.6
東京	-	408.3	1120.3	0.3	82.3
中部	-	263.0	432.8	-	21.0
北陸	-	245.1	11.0	-	2.6
関西	-	387.8	505.9	-	34.1
中国	-	100.8	212.3	-	37.6
四国	-	78.8	68.6	-	33.0
九州	178.0	173.5	230.0	22.0	299.9
沖縄	-	-	-	-	1.2
合計	178.0	2,067.1	2,732.1	52.0	267.6

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。

■ 火力発電は、2015年度供給計画の設備量で設定。

エリア	石炭	LNG				石油&その他 ガス
		MACC※1	ACC※2	CC※3	CT※4	
北海道	243	-	-	-	-	223
東北	711	170	56	121	253	277
東京	581	668	960	324	1,290	1,322
中部	444	160	1163	199	193	441
北陸	285	-	-	-	-	150
関西	377	603	144	36	305	861
中国	399	-	99	70	70	357
四国	326	-	30	-	35	205
九州	568	-	161	69	219	485
沖縄	106	-	-	50	4	85
合計	4,041	1,601	2,612	869	2,369	4,405

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): 火力発電(600°C以下)

火力の最低出力と調整力確保

- 火力の最低出力設定については、将来必要となる調整力の考え方と整合をとる必要があるが、現時点において、定量的な評価ができていないため、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10%分をLNGで確保できるよう最低出力に追加して設定。
なお、LNGで需要の10%を確保できない場合は、石油を追加。

【需要1,000の場合(調整力対応100=1,000×10%)】

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※	-	43	38	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	-	-	-	60

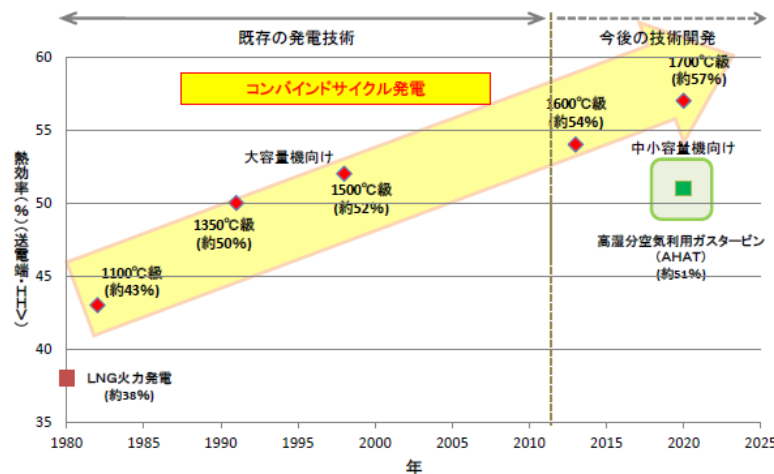
※ 調整力対応分については、燃料費単価の安価なものから確保

■ 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)

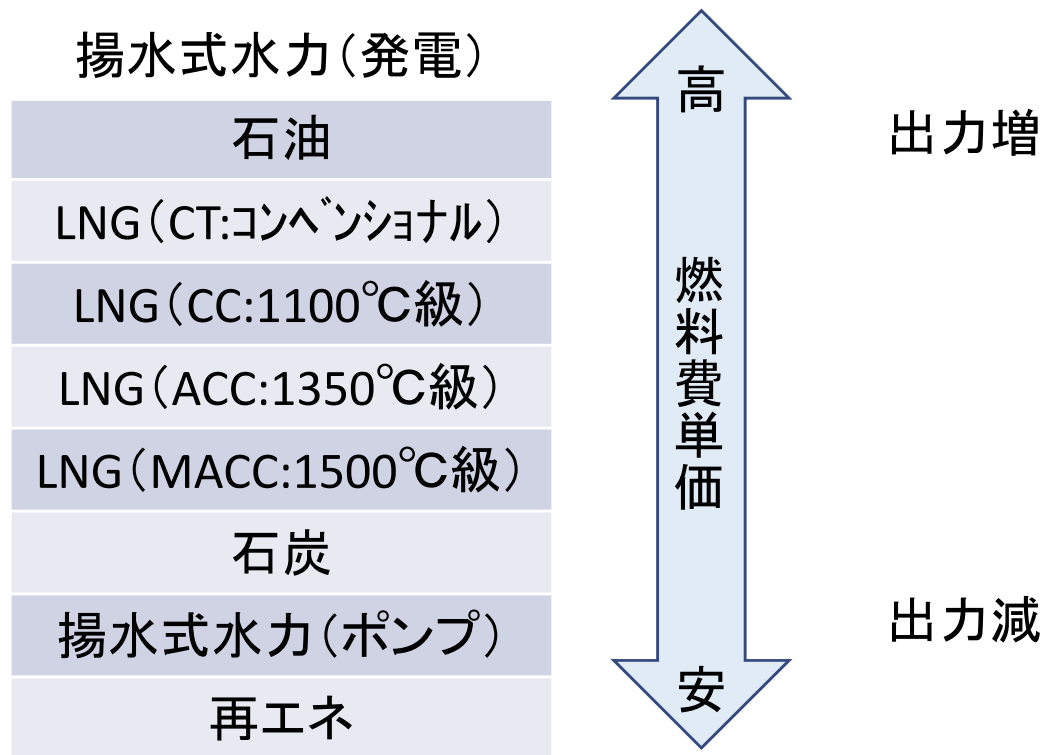
<LNG火力発電の効率向上>



(注) 括弧書きはCO2対策費用(再掲)

(出典) 資源エネルギー庁 長期エネルギー需給見通し
小委員会(第5回会合) 資料3

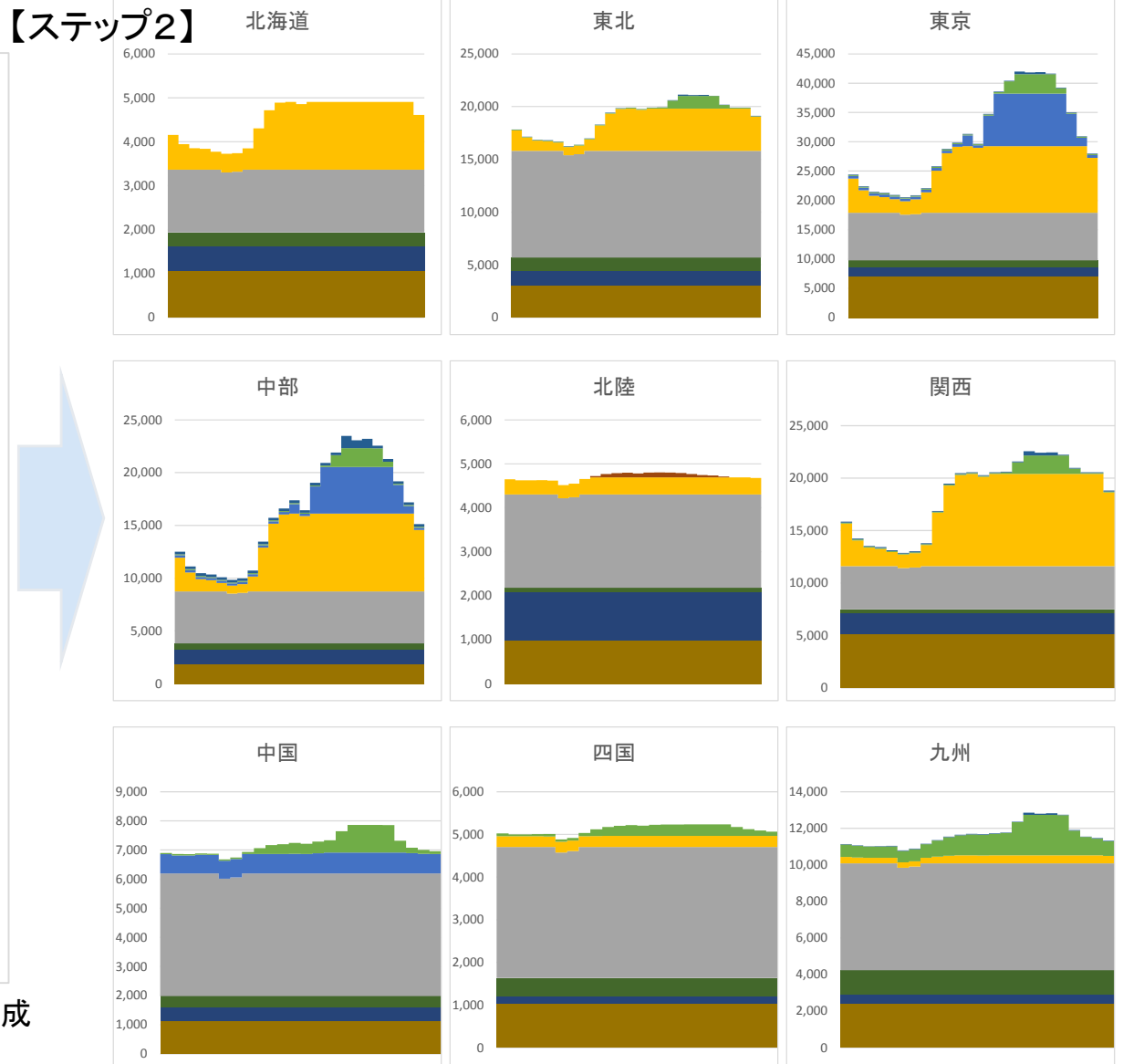
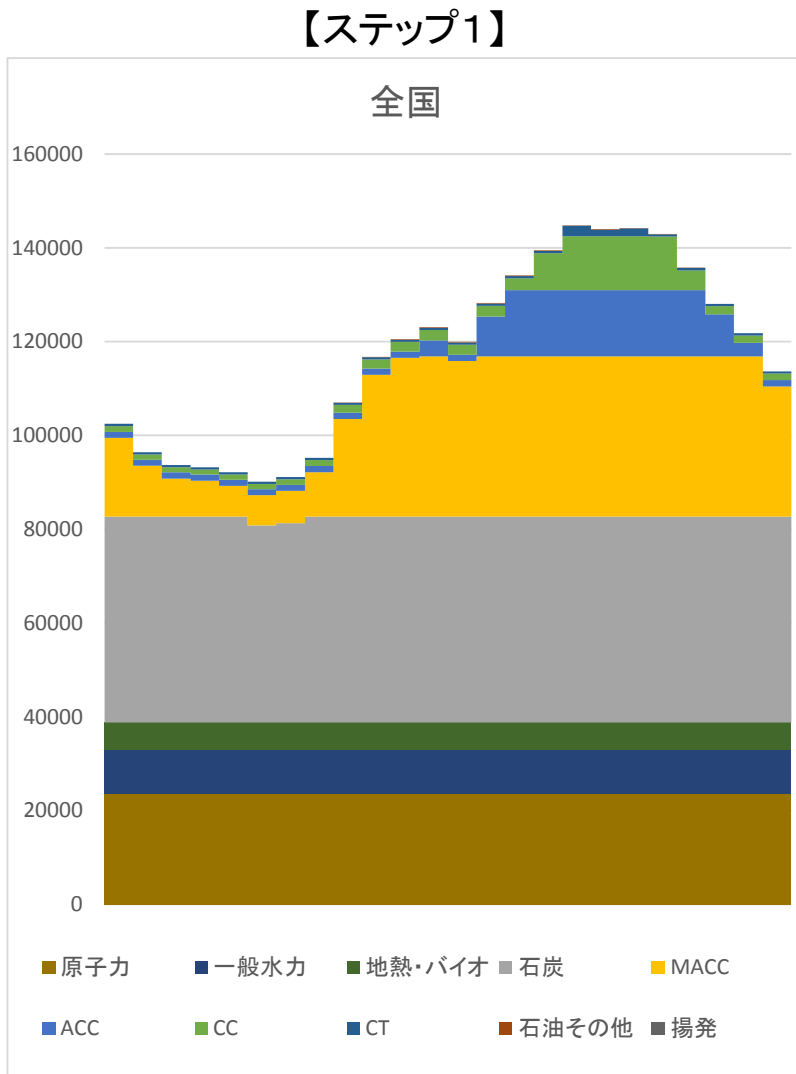
- メリットオーダー配分については燃料費単価の安価なものから配分を実施するが、揚水と再エネの出力抑制の関係は以下の通りである。
 - 揚水: 発電側は、最も高価な電源として扱う。揚水側は、再エネ出力抑制前に揚水を実施する。
 - 再エネ出力抑制: 揚水を最大限実施したとしても、需要と一致しない場合に出力抑制を実施。
(再エネ間での出力抑制順位については考慮しない。)



- 連系線の運用容量は、2015年度年間計画の運用容量を設定。(各月、平休日、昼夜間別)
- マージンは、2015年度の公表分のマージン及び運用における実需給断面での実績値の2種類を設定。

単位: 万kW		運用容量(平日、昼間※1)											マージン		
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	公表 ※2	実績 ※3
北海道 東北間	順 逆	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	18	17
		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	42
東北 東京間	順 逆	370	330	300	305	480	375	360	375	340	425	305	325	45	45
		65	65	70	70	65	65	65	65	70	75	75	65	0	0
東京 中部間	順 逆	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	60	60
		120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	60	60
中部 北陸間	順 逆	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0	0
		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0	0
中部 関西間	順 逆	158	153	159	172	178	156	151	156	180	177	184	161	0	0
		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	0	0
北陸 関西間	順 逆	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	0	0
		130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	0	17※4
関西 中国間	順 逆	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	0	0
		380	380	380	400	400	380	380	380	410	410	410	380	0	0
関西 四国間	順 逆	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	0	0
		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	0	0
中国 四国間	順 逆	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	0	21
		120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	0	0
中国 九州間	順 逆	44	43	46	53	54	45	43	44	52	54	53	47	0	0
		219	220	221	244	254	220	211	219	253	273	268	234	0	0

ステップ1: 全国大でMerit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)

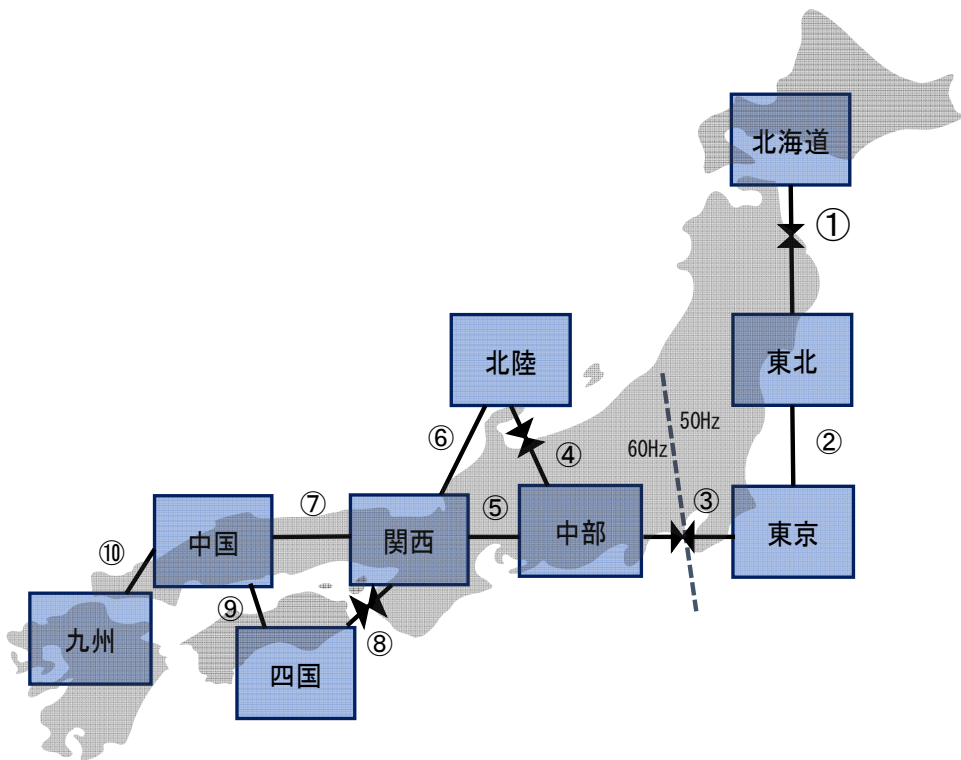


(注) イメージをつかみやすいよう1日のカーブで作成
 実際は1断面ごとで評価

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⇒⑩⇒⑧⑨⇒⑦⑧⇒④⑥⇒④⑤)

【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

100万kW
(40万kW超過)

【エリアB】

エリア需要	1000万kW
エリア出力	900kW
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

60万kW
(超過無し)

調整

【エリアB】40万kW出力増

エリア需要	1000万kW
エリア出力	940kW
過不足	-60万kW

エリアA⇒Bの空容量が
60万kWの場合

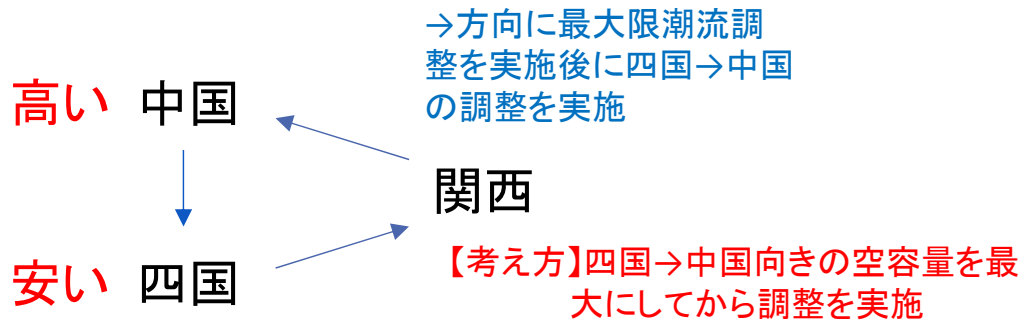
(4)隣接エリア間で限界費用が安い方を出力増し、高い方を出力減とする調整を実施。

(①⇒②⇒③⇒⑩⇒⑧⑨⇒⑦⑧⇒④⑥⇒④⑤)

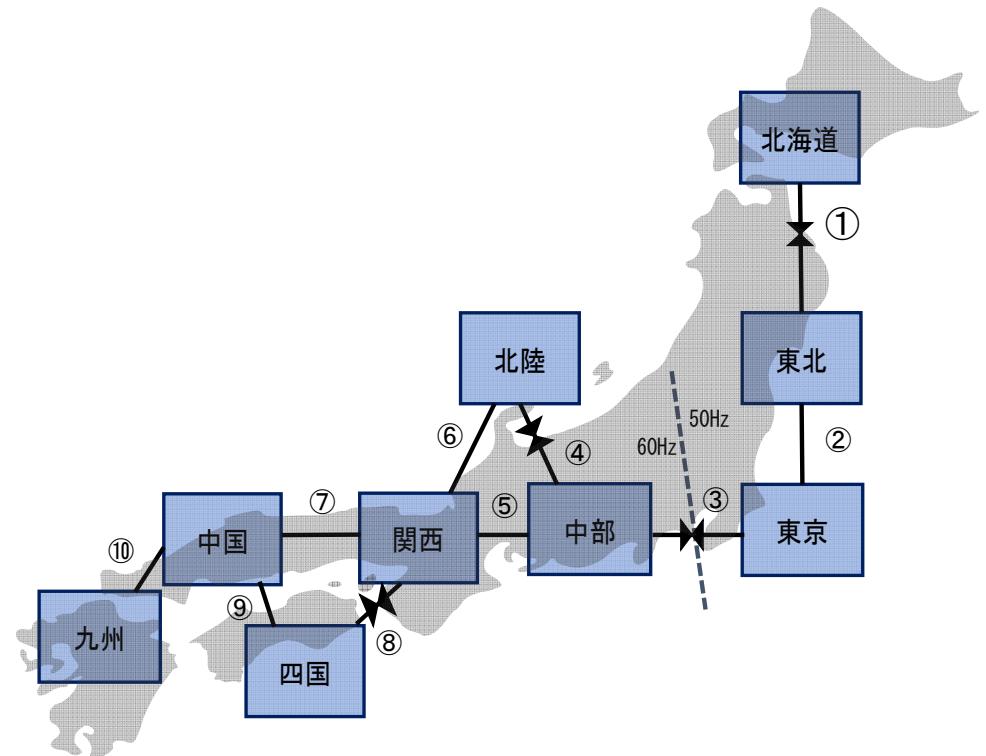
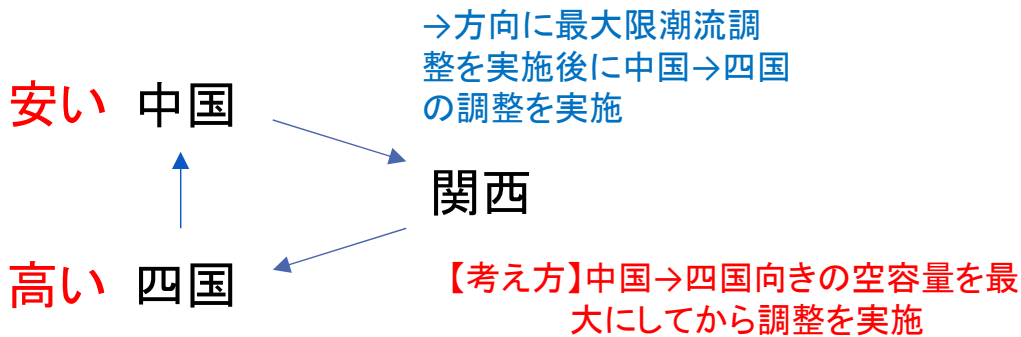
⇒上記調整の中で⑧⑨のようにループ地域の調整の詳細は、下記の通り。

(例)⑧⑨の場合

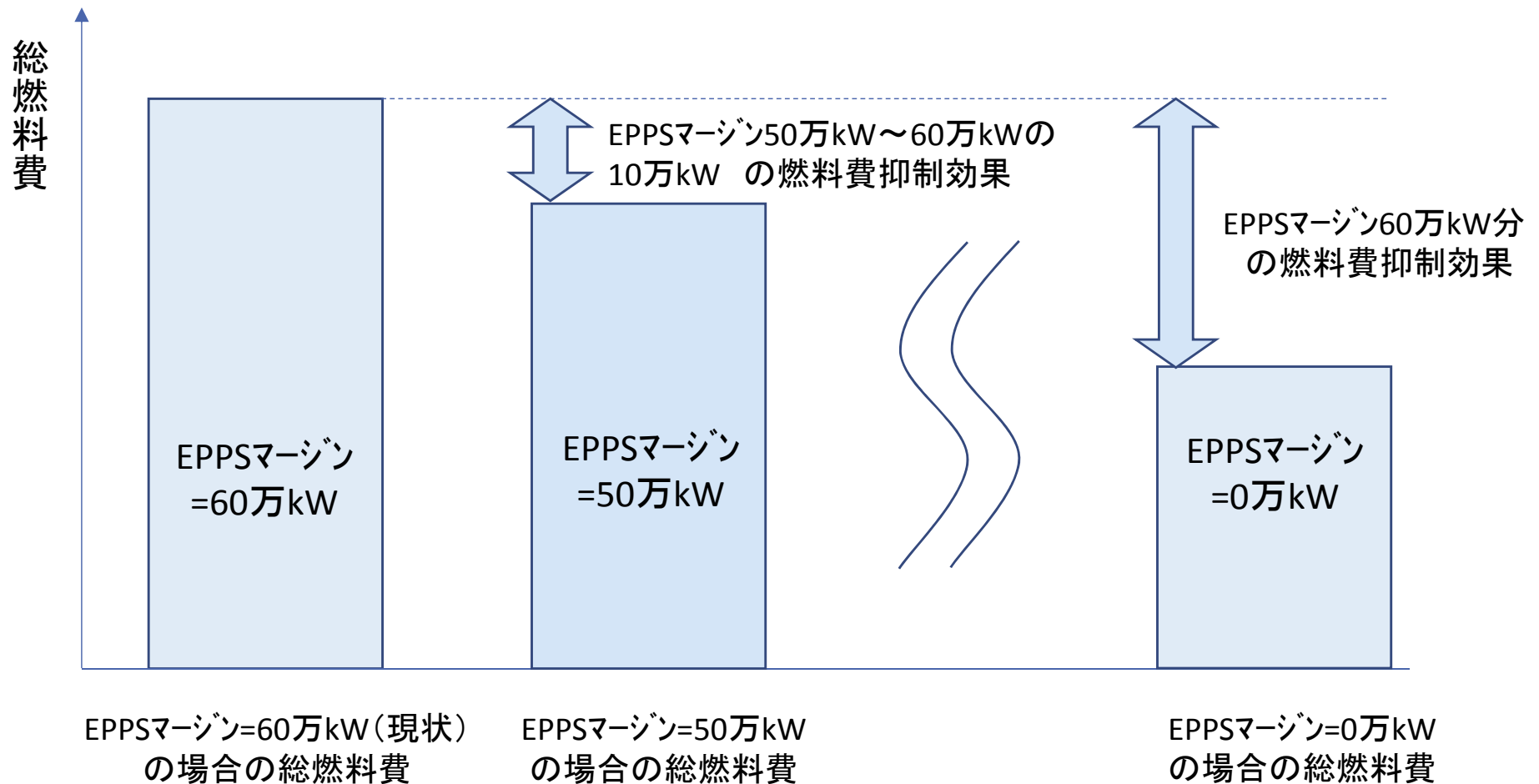
①四国限界費用<中国限界費用の場合



②四国限界費用>中国限界費用の場合



- EPPSのマージンを60万kWとした場合の総燃料費とEPPSのマージンを減少させた場合の総燃料費の差分をマージン減少分の燃料費抑制効果(マージン設定の経済的損失額)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10%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。 池運用を考慮していない。 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。
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。

以上