

運用容量の算出方法見直し および妥当性確認について

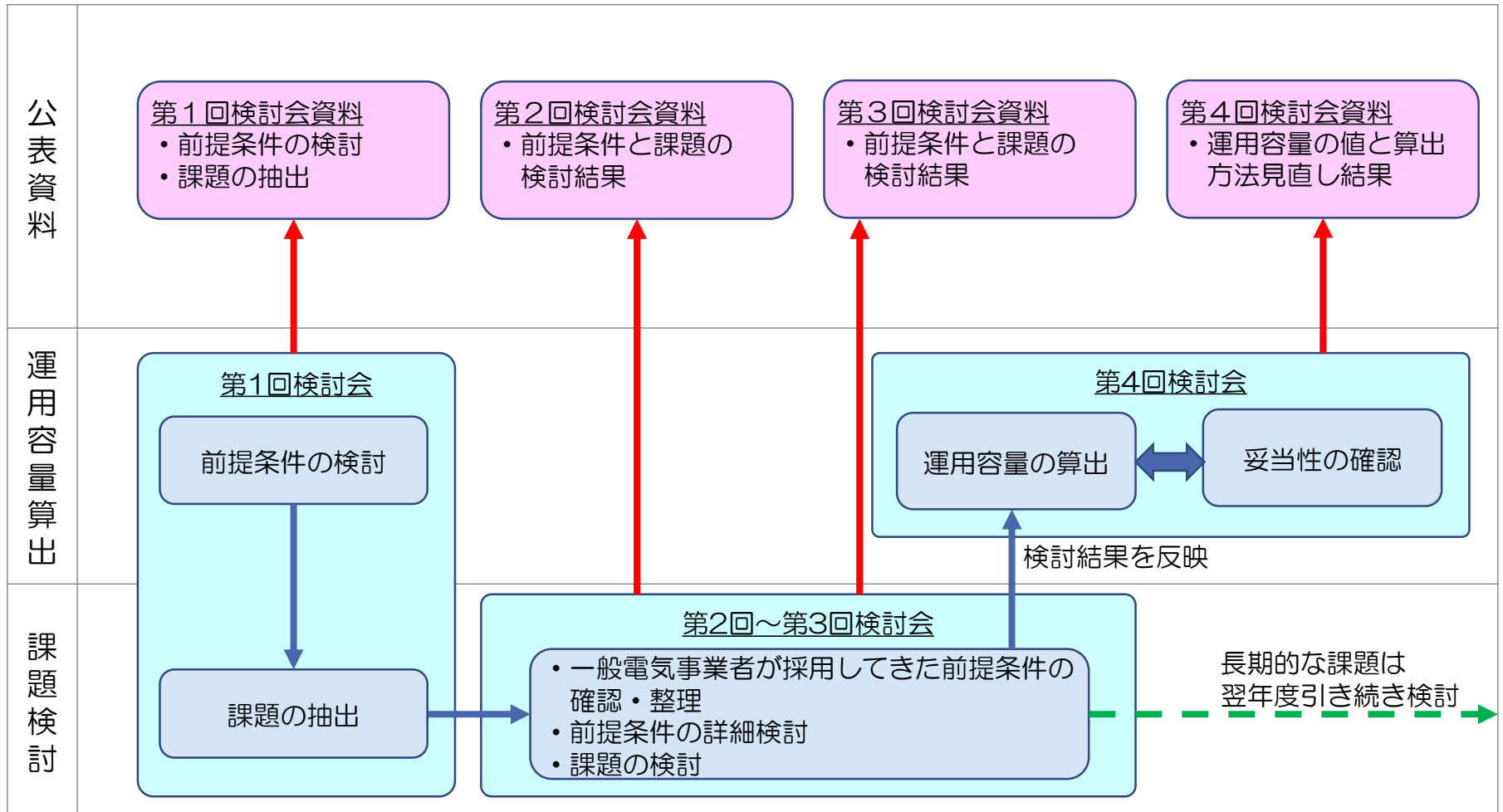
〈平成28年度、29年度〉

平成28年 3月10日

I	はじめに	• • • •	3
II	検討フロー	• • • •	4
III	今年度からの主な見直し項目	• • • •	5
IV	運用容量算出時の妥当性確認	• • • •	11
参考	算出結果の比較	• • • •	12
	運用容量の定義等について	• • • •	16

- 本機関は、業務規程第62条に基づき、翌年度、翌々年度の地域間連系線（以下、連系線という）の運用容量を算出した。
- 運用容量の設定にあたっては、電力システムの安定的な運用が可能な範囲で容量を増加させ、連系線利用者の利便性向上を図るよう算出した。
- 前提条件や検討課題について、昨年5月末に基本的な条件を公表したのち、連系線を維持運用管理する各電気事業者と運用容量検討会にて検討を行い、検討が完了したものについて今回の運用容量算出に反映した。来年度以降も引き続き長期的課題について検討を行うこととしている。

広域機関発足に伴い、従来は公表されていなかった運用容量の具体的な算出方法について、前提条件の課題の抽出および検討を行い、適宜公表しながら透明性を確保しつつ、これらを反映して運用容量を算出した。



◆システムの安定運用、連系線利用者の利便性の両立

○周波数維持限度算出時の需要想定方法見直し

◆運用容量の増加

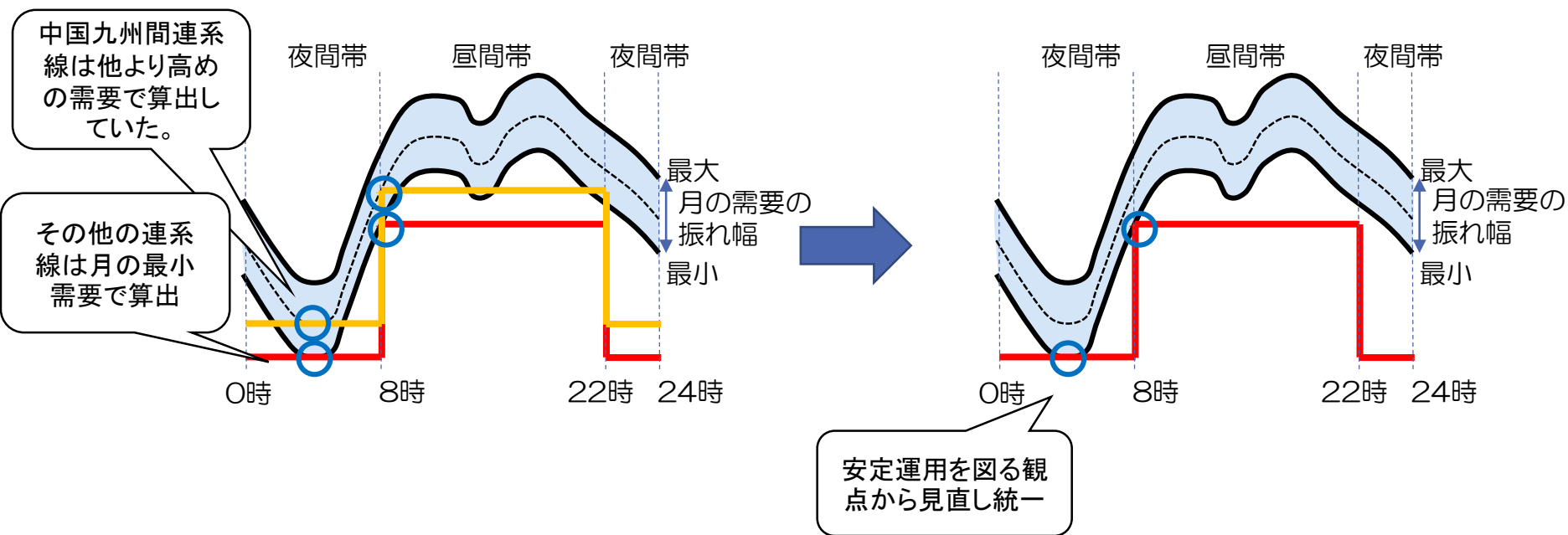
○周波数維持限度算出時の断面細分化【周波数維持限度】

○周波数維持限度算出時の緊急時融通装置（E P P S）考慮
【周波数維持限度】

○常時潮流変動分（フリンジ量）の算出単位見直し
【同期・電圧安定性限度】

○これまで中国九州間連系線は月の最小需要を基にしている他の連系線より高めの需要を基に運用容量を算出していたため、実需給に近づいて需要が下がった場合、系統信頼度を維持するため運用容量を減少させた結果、混雑処理を招く恐れがあった。

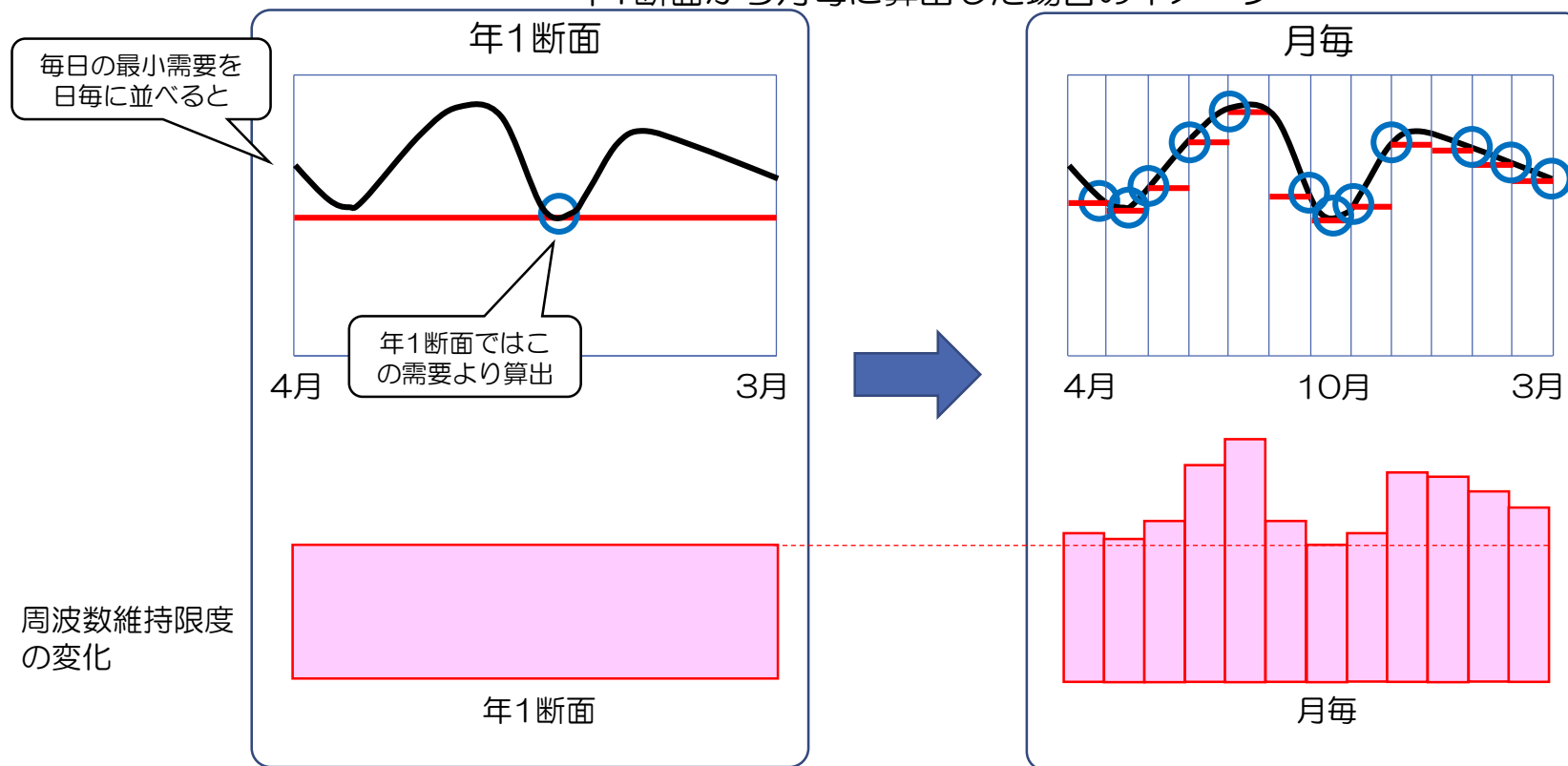
○今回、月の最小需要を基に算出するよう考え方を統一し、系統の安定運用と連系線利用者の利便性向上（混雑処理の回避）を両立させる。



$$\text{周波数維持限度 (MW)} = \text{想定需要 (MW)} \times \text{系統特性定数 (\%MW/Hz)} \times \text{周波数低下限度幅 (Hz)}$$

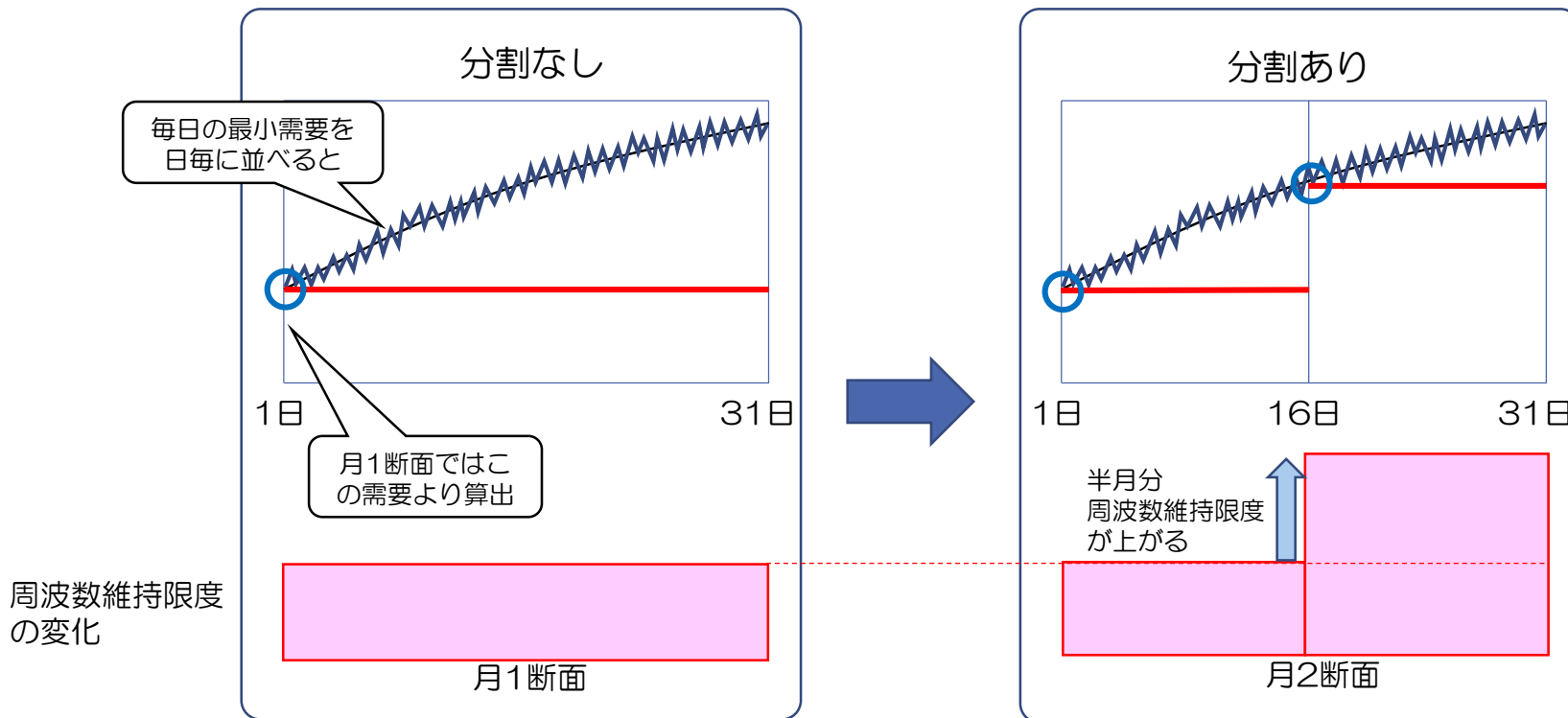
○これまで一部の連系線では、第二年度以降、年間1断面で算出していたが、今後は月毎に算出することにより周波数維持限度をアップさせる。

年1断面から月毎に算出した場合のイメージ



○季節の変わり目等、月の前・後半で最小需要に顕著な差が認められる月については、前・後半に分割して算出することにより、半月分周波数維持限度をアップさせる。

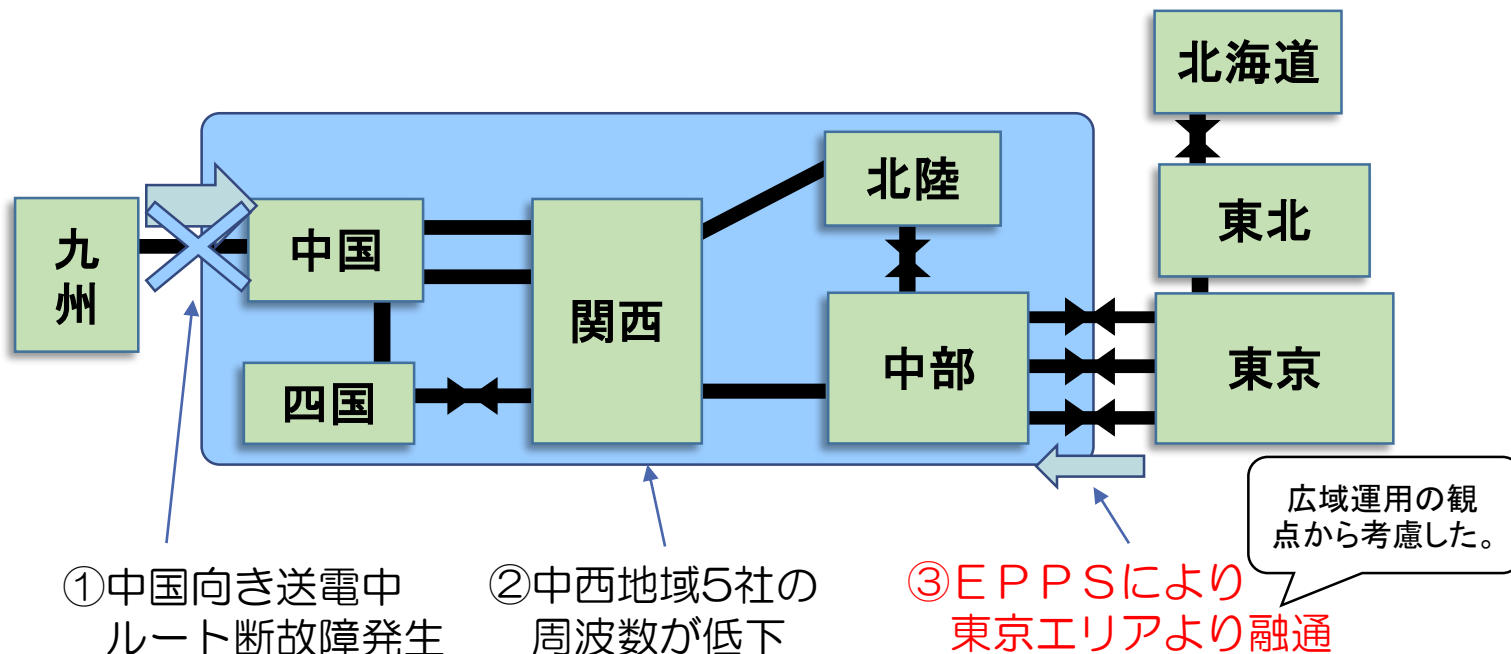
月を2分割した場合のイメージ



二断面化する連系線と分ける月

中部関西間連系線（関西向）	9月、11月、3月
中国九州間連系線（九州向）	9月、11月、3月
中国九州間連系線（中国向）	9月、11月、3月

○広域的な運用の観点から、中国九州間連系設備（中国向）の周波数維持限度算出時に、東京中部間連系設備（FC）の緊急時融通装置（EPPS）※による支援を見込んで周波数維持限度をアップさせる。



EPPSを考慮した

$$\text{周波数維持限度} = \text{これまでの周波数維持限度} + \text{EPPS見込み量}$$

※) 現状、EPPS分がマージンとして設定されている。「今回の年間計画の更新(3/15)、長期計画の更新(3/31)では、マージンの考え方は現状どおりとする。」と第7回調整力等に関する委員会で整理された。

参考)

- a. EPPS動作条件（50Hz→60Hzエリアへ融通する場合）
 周波数低下側（60Hz側）：59.6Hz以下
 健全側（50Hz側）：49.9Hz以上

- b. EPPS融通量
 1段：20万kW（0.2秒後）
 2段：30万kW（3.2秒後）
 3段：10万kW（3.5秒後）

○常時潮流変動分(フリンジ量)※1)については、これまで5・10万kW単位で算出していたが、1万kW単位にすることにより同期・電圧安定性限度をアップさせる※2)。

※1) 送配電等業務指針第167条第2項第2号及び第3号に規定される同期安定性及び電圧安定性の運用容量算出において、各制約要因での限界となる連系線潮流の最大値から控除されるもの(瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量)

※2) 同期・電圧安定性限度と常時潮流変動分との関係は以下の通り。常時潮流変動分が小さくなると、同期・電圧安定性限度がアップする

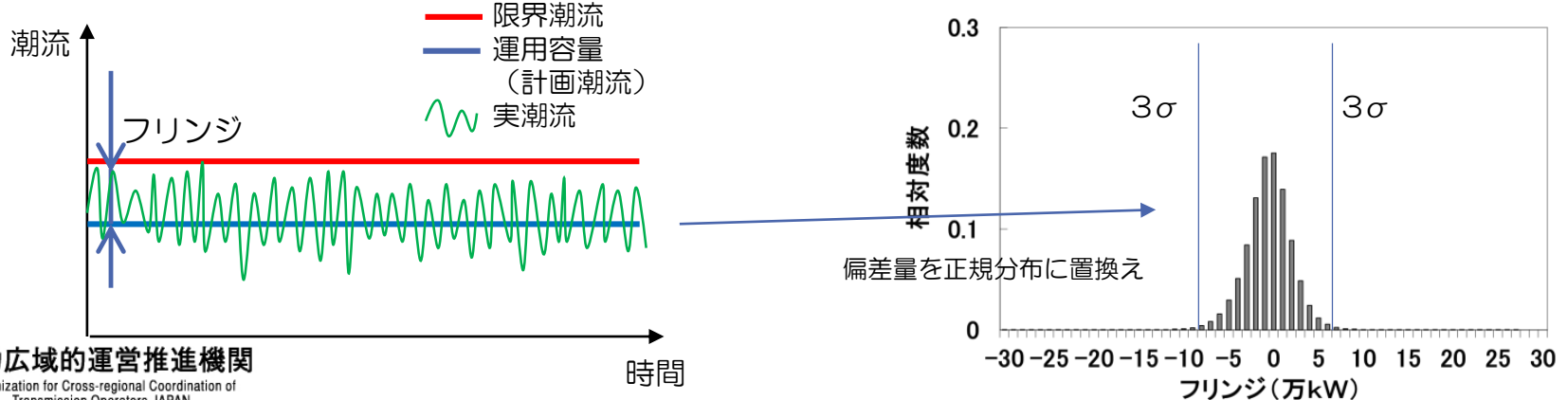
$$\text{同期・電圧安定性限度} = \text{限界となる連系線潮流の最大値} - \text{常時潮流変動分(フリンジ量)}$$

同期・電圧安定性が決定要因となっている連系線のフリンジの設定値
(万kW)

	設定値	【参考】 昨年度設定値
東北東京間連系線	17	20
北陸関西間連系線	8	10
関西中国間連系線	25	30

(参考) 常時潮流変動分(フリンジ量)について

実潮流の瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量を正規分布に置換えた時の3σ値より算出している



◆業務規程第62条第2項に基づき、「検討会で整理した前提条件のとおり算出されているか」を確認した。

◆妥当性確認の一例

○熱容量等

- 一般電気事業者が提出した送電線、直列機器（遮断器、計器用変流器等）の熱容量限度について、単線結線図など別図面を用いて確認。

○同期・電圧安定性

- 一般電気事業者が提出した計算データをもとに、広域機関でもシミュレーションを行い、確認。
- 「今年度からの見直し事項が反映されているか」を確認。

○周波数維持

- 一般電気事業者が提出した計算データをもとに、需要想定方法、限度値算出式等が前提条件どおりか確認。
- 「今年度からの見直し事項が反映されているか」を確認。

業務規程（抜粋）

（運用容量の設定）

第62条（略）

2 本機関は、前項の前提条件等を踏まえ、検討会において、送配電等業務指針に定めるところにより、翌年度以降の連系線の運用容量を算出し、その妥当性について検討を行う。

3～4（略）

5 本機関は、第2項の検討の結果、運用容量の値が妥当と認めるときは、その値を運用容量と定め、第92条に基づき、別表11-1（e）に定めるところにより公表する。

◆中部関西間連系線（関西向き）の平成28年度運用容量の比較

算出時期 今回：H27年度算出した値
 前回：H26年度算出した値

(万kW)

断面	算出時期	4月	5月	6月	7月	8月	9月		10月	11月		12月	1月	2月	3月		
							前半	後半		前半	後半				前半	後半	
平日	昼間	今回	166	161	171	182	192	181	167	162	168	180	194	201	191	190	167
		前回	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
		差	46	41	51	62	72	61	47	42	48	60	74	81	71	70	47
	夜間	今回	142	131	138	145	153	150	135	129	138	151	162	172	161	166	147
		前回	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
		差	22	11	18	25	33	30	15	9	18	31	42	52	41	46	27
休日	昼間	今回	130	129	136	151	164	148	135	128	138	145	163	170	157	154	139
		前回	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
		差	10	9	16	31	44	28	15	8	18	25	43	50	37	34	19
	夜間	今回	125	122	125	129	138	134	123	118	125	136	144	161	151	146	131
		前回	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
		差	5	2	5	9	18	14	3	-2	5	16	24	41	31	26	11

- ・今回は需要想定方法を統一し月毎に算出した。細分化することで、年間1断面で算出していた前回算出の値(120万kW)と比較し、全体的に増加する傾向となっている。

◆中国九州間連系線（九州向き）の平成28年度運用容量の比較

算出時期 今回：H27年度算出した値
 前回：H26年度算出した値

(万kW)

断面	算出時期	4月	5月	6月	7月	8月	9月		10月	11月		12月	1月	2月	3月		
							前半	後半		前半	後半				前半	後半	
平日	昼間	今回	46	46	48	51	53	52	47	45	47	49	53	52	51	50	47
		前回	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		差	16	16	18	21	23	22	17	15	17	19	23	22	21	20	17
	夜間	今回	41	40	41	43	44	42	40	39	40	43	45	46	45	45	41
		前回	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		差	11	10	11	13	14	12	10	9	10	13	15	16	15	15	11
休日	昼間	今回	40	38	41	45	49	44	42	39	42	42	47	46	44	44	40
		前回	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		差	10	8	11	15	19	14	12	9	12	12	17	16	14	14	10
	夜間	今回	37	36	38	40	43	40	38	36	37	40	42	45	42	42	39
		前回	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		差	7	6	8	10	13	10	8	6	7	10	12	15	12	12	9

- ・今回は需要想定方法を統一し月毎に算出した。細分化することで、年間1断面で算出していた前回算出の値(30万kW)と比較し、全体的に増加している。

◆中国九州間連系線（中国向き）の平成28年度運用容量の比較

算出時期 今回：H27年度算出した値
 前回：H26年度算出した値

(万kW)

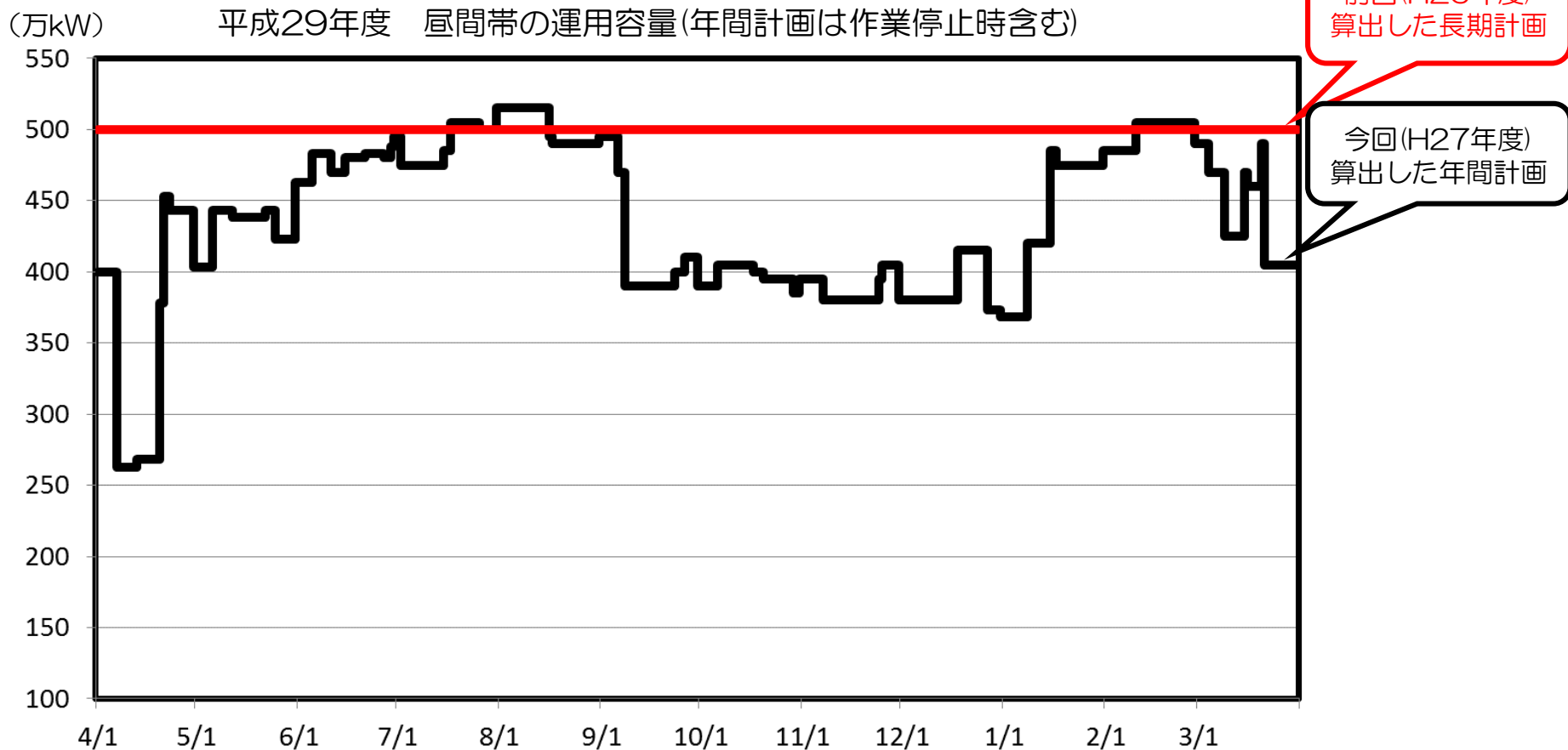
断面	算出時期	4月	5月	6月	7月	8月	9月		10月	11月		12月	1月	2月	3月		
							前半	後半		前半	後半				前半	後半	
平日	昼間	今回	-*	233	241	251	253	236	231	237	252	263	278	266	264	237	
		前回	220	213	222	246	256	242	221	212	220	220	254	274	269	255	235
		差	-	20	19	5	-3	11	15	19	17	32	9	4	-3	9	2
	夜間	今回	-*	200	202	208	211	215	201	196	202	217	230	238	236	233	214
		前回	210	201	204	223	232	222	207	199	206	206	237	247	247	237	223
		差	-	-1	-2	-15	-21	-7	-6	-3	-4	11	-7	-9	-11	-4	-9
休日	昼間	今回	-*	184	193	209	216	209	191	187	194	205	221	227	220	216	200
		前回	196	191	195	227	230	208	208	188	194	194	229	249	250	232	217
		差	-	-7	-2	-18	-14	1	-17	-1	0	11	-8	-22	-30	-16	-17
	夜間	今回	-*	174	179	185	193	187	178	174	182	195	206	209	209	201	185
		前回	193	185	190	207	211	208	196	183	188	188	218	226	231	218	208
		差	-	-11	-11	-22	-18	-21	-18	-9	-6	7	-12	-17	-22	-17	-23

※今回、全期間作業時のため比較せず

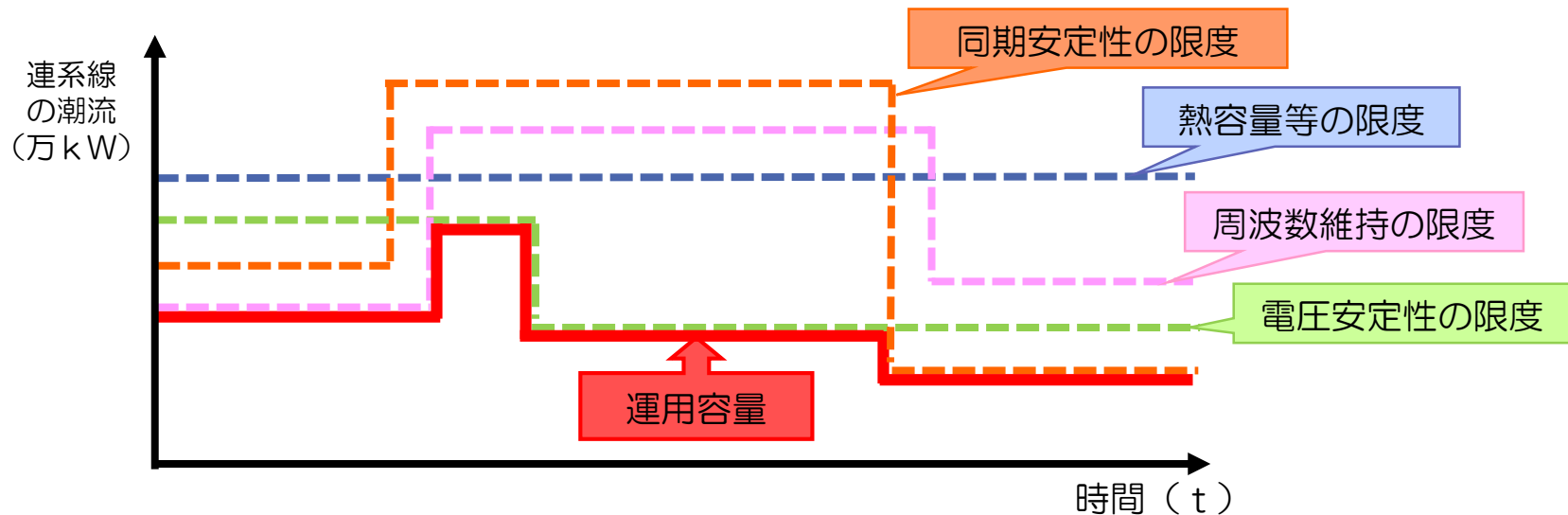
- 安定的な運用を図る観点から、周波数維持要因の需要想定方法を見直した。
- 広域的な運用の観点からFCのEPPSを考慮した。
- 需要の上がり（下がり）傾向がはっきりしている月については、周波数維持限度の算出断面を前・後半に分割した。

◆東北東京間連系線（東京向き）の平成29年度運用容量の比較

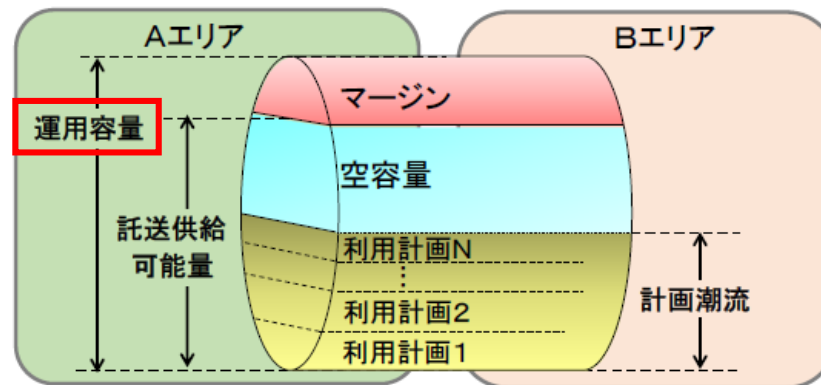
- ・前回(H26年度)算出した平成29年度の値（長期計画第三年度）と今回(H27年度)算出した平成29年度の値（年間計画第二年度）を比較すると、長期計画では夏季ピークの年1断面の値、年間計画では断面の細分化に加えて、日単位で発電機並列状況等を考慮した作業停止を反映するため、長期計画の値より下がる。



電力系統を安定的に運用するためには、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれの制約要因を考慮する必要があり、4つの制約要因をすべて満たすよう、限度値のうち最も小さいものを連系線の運用容量としている。



各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する場合がある。



(運用容量の設定)

第62条 本機関は、会員（別表9-1の連系線を維持し、及び運用する一般電気事業者及び卸電気事業者たる会員に限る。以下、本条及び次条において同じ。）との間で検討の場（以下、本条において、「検討会」という。）を設け、毎年5月末までに、翌年度以降の当該連系線の運用容量の算出断面（運用容量を算出するために年間を区分した一連の期間をいう。以下同じ。）、需要その他の検討条件、検討スケジュール等（以下、本条において、「前提条件等」という。）について検討を行い、前提条件等を定める。この際、本機関は、連系線の利用状況又は連系線を利用する者からの要望等を踏まえ、当該連系線の運用容量の算出断面を季節別、平休日別等に細分化することにより混雑（連系線の空容量が負となる状態をいう。以下同じ。）の発生を抑制することが可能であると認めるときは、その細分化を行う。

- 2 本機関は、前項の前提条件等を踏まえ、検討会において、送配電等業務指針に定めるところにより、翌年度以降の連系線の運用容量を算出し、その妥当性について検討を行う。
- 3 会員は、前2項の検討に必要なデータを本機関に提出しなければならない。
- 4 本機関は、第1項及び第2項の検討会の検討経過及び結果を公表する。
- 5 本機関は、第2項の検討の結果、運用容量の値が妥当と認めるときは、その値を運用容量と定め、第92条に基づき、別表11-1（e）に定めるところにより公表する。

(運用容量の算出の考え方)

第167条 連系線の運用容量は、電力設備に通常想定し得る故障が発生した場合においても、電力系統の安定的な運用が可能な容量とする。

2 連系線の運用容量は、次の各号に掲げる潮流の値の最小値とする。

一 熱容量等 設備健全時、又は、電力設備のN-1故障が発生した場合において、流通設備に流れる潮流を熱容量その他の設計上の許容値以下とできる連系線の潮流の最大値。但し、本号における熱容量とは、流通設備に電流が流れた際の当該設備の温度が当該設備を継続的に使用することができる上限の温度となる潮流の値をいう。

二 同期安定性 通常想定し得る範囲において、送電線、変電所又は開閉所の母線その他発電機間の同期状態に影響を与える可能性のある電力設備の故障が発生した場合に、発電機間の同期状態が保たれ、発電機の安定運転を維持できる連系線の潮流の最大値から需要等の瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量を控除した値

三 電圧安定性 通常想定し得る範囲において、送電線、変電所又は開閉所の母線その他電力系統の電圧の安定性に影響を与える可能性のある電力設備の故障が発生した場合に、電力系統の電圧を安定的に維持できる連系線の潮流の最大値から需要等の瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量を控除した値

四 周波数維持 連系線が遮断し電力系統が分離した場合において、電力系統の周波数を安定的に維持できる連系線の潮流の最大値

N-1故障：送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障（第55条抜粋）