

中国九州間連系線（中国向）運用容量拡大策の 検討について

2021年2月15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

1. はじめに
2. 運用容量拡大の早期実現に向けた検討の進め方
3. 運用容量拡大による効果の考え方及び試算結果
4. A案の検討結果及び費用対効果の評価
5. B案の検討結果及び費用対効果の評価

1. はじめに
2. 運用容量拡大の早期実現に向けた検討の進め方
3. 運用容量拡大による効果の考え方及び試算結果
4. A案の検討結果及び費用対効果の評価
5. B案の検討結果及び費用対効果の評価

- 第55回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、委員会）において、中国九州間連系線（以下、関門連系線）中国向の運用容量拡大の検討について、「A案：調整力の確保量増加」「B案：50Hzエリアからの緊急融通期待量増加」「C案：負荷遮断による需要減少」の3案を提示し、ステップ①として2021年3月を目途に各案の実現性及び費用対効果の評価により実施の方向性を判断し、ステップ②で実施に向けた詳細検討を進めるという方向性についてご了承いただいた。
- 本日は、第55回委員会の委員意見を踏まえ、以下の論点についてご議論いただきたい。
【論点】
 - 運用容量拡大の早期実現に向けた検討の進め方
 - 運用容量拡大による効果の考え方
 - A案・B案の費用対効果の評価及び今後の方向性
- なお、C案については制御システムの構築に必要となる費用を算出中であるため、次回報告する。

委員意見	事務局の対応
<p>個々の対策案の検討だけでなく、組み合わせる時や優先順位をつけるなどを含めて検討いただきたい。</p>	<p>実施に向けて検討を進める案が複数ある場合、実施可能となる時期も考慮し、「同時に実施」「時期をずらして実施」等の組み合わせも検討する。</p>
<p>対策が必要な期間や時間帯など前提条件を明確にした上で検討していただきたい。</p>	<p>費用対効果の検討においては、各案の特徴を踏まえて期間を設定し、年間で一律ではなく時間帯を限定することも検討する。</p>
<p>対策案が過大な見積もりとなっていないか考えてほしい。</p>	<p>各案の費用は算出結果だけでなく、算出方法についてもお示しし、ご議論いただく。</p>
<p>B案でEPPS期待量を増加する場合、50Hzエリアの事業者に何らかの影響があるものなのか。また、50Hzエリア側で持ち出し費用が発生する場合の費用負担と便益の整理が必要ではないか。</p>	<p>B案についてはEPPS動作時の50Hzエリアへの影響及び費用負担についても検討する。</p>

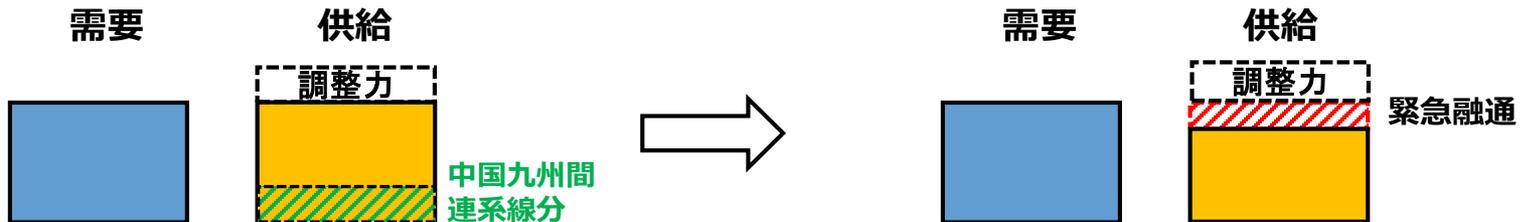
A 調整力の確保量増加案

中西5社エリア内で即時性のある調整力を増加させることで、連系線事故後の需要と供給を一致させる。



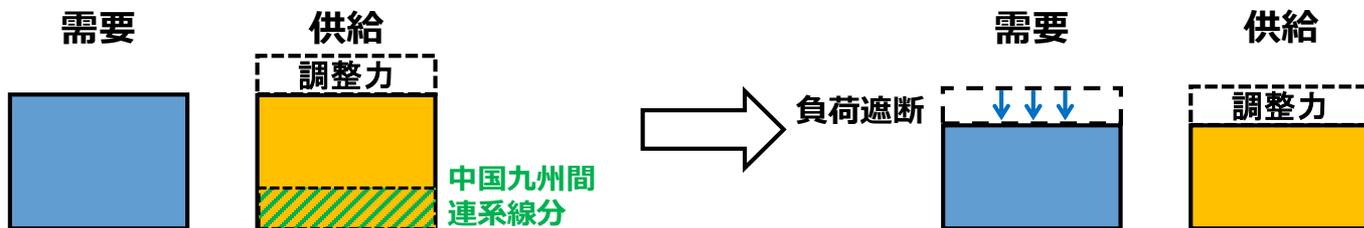
B 50Hzエリアからの緊急融通期待量増加案

FCの緊急融通機能の期待量を増やすことで、連系線事故後の需要と供給を一致させる。



C 負荷遮断による需要減少案

連系線事故時に中西5社エリア内の一部の負荷を遮断することで、需要と供給を一致させる。



第55回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

	A 調整力の確保量増加案	B 50Hzエリアからの緊急融通 期待量増加案	C 負荷遮断による需要減少案
概要	電源 I - a の確保量を増加 → GF量の確保	FC増強（2020年度末予定）後の EPPS期待量を増加 → 増加分はマージンとして確保	契約に基づいた需要家の負荷遮断 (中国九州間連系線 2 回線事故時に需要 家の負荷を遮断するシステム等の導入)
早期 実現性	早期に実現できる可能性がある (公募により調整力を確保するものであり、 設備面での対応は不要)	早期に実現できる可能性がある (EPPSの設定方法によってはシステム改 修が必要となり時間を要す場合がある)	実現までに数年の期間が必要 (新規のシステム構築が必要であり、実施判 断後のシステムの詳細設計、設置工事等の 期間も考慮が必要)
検討項目	3.で議論		
	<ul style="list-style-type: none"> •運用容量拡大による効果及び費用負担の考え方 •運用容量拡大に伴う系統安定度への影響 		
検討項目	4.で議論		
	<ul style="list-style-type: none"> •調整力確保の増分費用 •契約、精算における既存分と増加 分の取扱い 	<ul style="list-style-type: none"> •緊急融通可能量の考え方 •増加EPPSの具体的な設定方法 •運用コスト要否(システム対応等) •マージン増加に伴う市場取引への 影響 •運用フロー 	5.で議論
			<ul style="list-style-type: none"> •システム構成 •システム構築費用 •需要家への対価 •実効率を考慮した確保量 •費用負担の考え方(システム構築・維持、 需要家への対価等) •需要家の募集方法

1. はじめに
2. 運用容量拡大の早期実現に向けた検討の進め方
3. 運用容量拡大による効果の考え方及び試算結果
4. A案の検討結果及び費用対効果の評価
5. B案の検討結果及び費用対効果の評価

- 第55回委員会では2021年3月に各方策の費用対効果に基づく実施の方向性判断を行うこととしていたが、運用容量拡大の早期実現に向けた検討の進め方を再考した。今回、早期実現性があり、尚且つ将来的に他案との入れ替えも可能である**A案とB案を先行して検討し、費用対効果の評価を実施した。**
- なお、C案については制御システムの構築に必要となる費用を算出中であるため、次回報告する。

	A 調整力の確保量増加案	B 50Hzエリアからの緊急融通期待量増加案	C 負荷遮断による需要減少案
早期実現性	公募により調整力を確保するものであり、設備面での対応は不要であることから、 早期実現性は高い	FCのEPPSの設定方法等、運用上の課題を整理すれば実施できるため、 早期実現性は高い	新規のシステム構築が必要であり、実施判断後の公募、システムの詳細設計、設置工事等の期間が必要となるため、 早期実現性は低い
実施後の他案との入れ替え	公募を単年度契約とすることで、年度ごとに実施判断し 他案との入れ替え可能	EPPS設定量を変更することで 他案との入れ替え可能	制御システムの構築が必要であり、一定程度以上の年数を継続して実施することを前提とした検討が必要であり、 他案との入れ替えは難しい

1. はじめに
2. 運用容量拡大の早期実現に向けた検討の進め方
3. 運用容量拡大による効果の考え方及び試算結果
4. A案の検討結果及び費用対効果の評価
5. B案の検討結果及び費用対効果の評価

- 本検討は、運用対策により運用容量を拡大し、九州エリアに相対的に安価な供給力がある場合、これを関門連系線を介して中国エリア以東に送ることを志向するものである。運用容量拡大の効果は、中国・九州エリアの市場間値差に反映されると考えられる。
- よって、次の2つの社会便益を運用容量拡大による効果とみなし、算定する。
 - a. 市場取引における経済損失の低減
 - b. 中国エリア以東の火力機の焚き減らしによるCO2排出量の低減
- なお、昼間帯においては再エネ出力制御量の低減が期待されるが、再エネ賦課金は、発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者および需要家間の金銭のやりとりであり、社会全体に対する便益は生じていないといえるため、効果とはみなさない。
- **年間あたりのaとbの合計額を効果とみなし、各対策案にかかる費用との費用対効果で評価することでよい。**

項目	概要	評価軸	採否
再エネ出力制御量 (九州エリア)	九州エリア内の再エネ出力制御量の減少分	万kWh/年	×
燃料費 (中国エリア以東)	中国エリア以東の発電単価の高い火力機の稼働量低下による燃料費の低減	円/年 (中国・九州エリアの市場間値差により評価可能)	○ (上記a.)
CO2排出量 (中国エリア以東)	中国エリア以東の発電単価の高い火力機の稼働量低下によるCO2排出量の低減効果	円/年	○ (上記b.)

- 運用容量の拡大効果の評価にあたっては、本検討が再エネ出力制御量の低減にも寄与することを踏まえ、**全時間帯を対象とする場合と、日照時間帯（8～18時）に限定する場合の2種類を算出する。**
- なお、関門連系線の運用容量算定において、中西5社エリアの周波数低下限度値は算出断面の細分化を行っており、中西5社エリアの想定需要に応じて30分毎に限度値が異なる。
- 中西5社エリアの需要が大きい断面では周波数低下限度値が大きくなり、実績ベースで年間全時間帯対象で410時間、日照時間帯のみで373.5時間が熱容量制約となった。この断面では**熱容量制約のため運用容量が拡大できない。**
- そこで、**本検討における年間の運用容量拡大期間について、熱容量が制約となっている断面は除外する。**

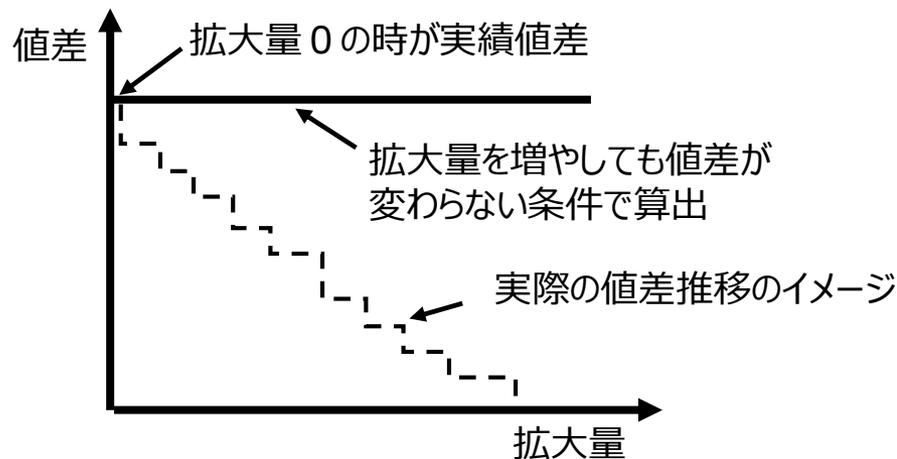
全時間帯拡大：年間8,350時間（年間8,760時間－410時間）

日照時間帯のみ拡大：年間3,276.5時間（年間365日×10時間－373.5時間）

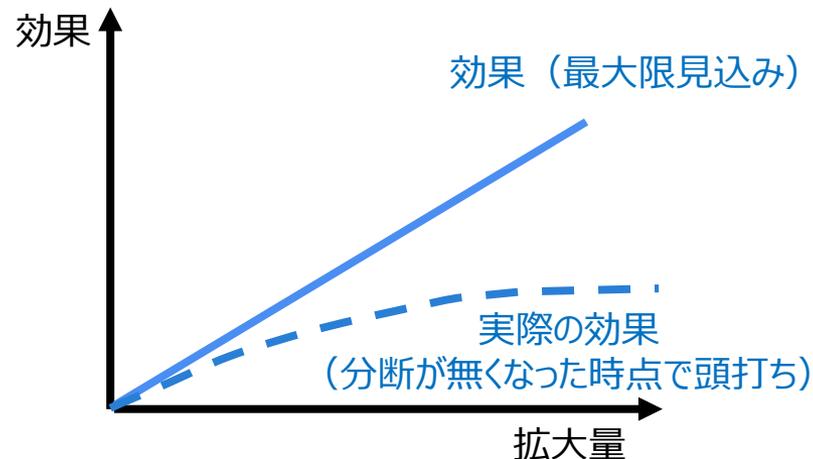
a. 市場取引における経済損失の低減

- 市場分断が発生している状況において運用容量拡大により空容量が増えたと仮定した場合、拡大量が増すにつれて値差は徐々に小さくなり、分断が発生しない程度まで拡大されたところで値差は0となるが、値差の推移は市場の入札量および入札価格により変動するものであり、推定することは難しい。
- そこで、今回、評価に用いる市場間値差は、拡大量によらず過去の実績値を一律に用いることとした。(図①)
- また、実績値差に拡大量を乗じたものを効果とし、**市場分断を回避することにより得られる効果を最大限見込む想定とした。**(図②)

図①：拡大量と値差の関係



図②：拡大量と効果の関係



運用容量拡大による効果の考え方

a. 市場取引における経済損失の低減

- 市場取引における経済損失の低減効果として、至近の中国エリアと九州エリアの市場間値差の実績を用いて市場分断を回避することにより得られる効果を試算した。
- 全時間帯では年間約2,900万円の効果が見込まれる。

(算出条件)

- ✓ 2019年10月1日～2020年9月30日のスポット市場約定結果を使用（JEPX公表データ）
- ✓ 市場分断（中国エリアと九州エリアでエリアプライスに値差有）コマのうち、中西5社エリアの周波数低下限度値が運用容量の決定要因となっているコマを効果が見込まれるコマとしてカウント

	全時間帯	日照時間帯※のみ ※8:00~18:00
効果が見込まれるコマ	3,522コマ/年	1,865コマ/年
効果が見込まれるコマの平均値差 (kWh単価)	<u>1.65円/kWh</u>	<u>2.19円/kWh</u>
市場取引における経済損失低減効果	約2,900万円/万kW・年※ ※3,522×1.65×1万/2	約2,040万円/万kW・年※ ※1,865×2.19×1万/2

b. CO2排出量低減効果

- CO2排出量低減効果の算出には、参考指標として非化石価値取引市場の直近の取引結果のうち、約定量加重平均価格の1.30円/kWhを用いた。
- 全時間帯拡大した場合の効果は年間約2,290万円/万kW・年となった。

	全時間帯	日照時間帯※のみ ※8:00~18:00
CO2排出量低減効果	約2,290万円/万kW・年 ※ ※3,522×1.30×1万/2	約1,210万円/万kW・年 ※ ※1,865×1.30×1万/2

2020年度 非化石価値取引市場取引結果 (JEPXホームページ)

非化石価値取引規程第22条の規程により、以下のとおり取引結果を公開します。

取引	約定日	約定量 (kWh)	約定価格 (円/kWh)	約定最高価格 (円/kWh)	約定最安価格 (円/kWh)	約定量加重平均価格(円/kWh)	入札会員数	約定会員数	
非FIT (再エネ指定なし)	第1回	取引なし	-	-	-	-	-	-	
	第2回	11月11日	1,246,802,451	1.10	-	-	32	14	
	第3回	2月9日							
	第4回	5月12日							
非FIT (再エネ指定)	第1回	取引なし	-	-	-	-	-	-	
	第2回	11月12日	630,735,457	1.20	-	-	34	18	
	第3回	2月10日							
	第4回	5月13日							
FIT	第1回	8月21日	151,173,370	-	1.40	1.30	1.30	33	33
	第2回	11月13日	508,815,437	-	4.00	1.30	1.30	59	59
	第3回	2月12日							
	第4回	5月14日							

- 関門連系線運用容量拡大の効果について、市場取引における経済損失の低減効果とCO2排出量低減効果から拡大量1万kWあたりの効果を算出したところ、全時間帯拡大時では年間約5,190万円となった。
- なお、この結果は市場取引における経済損失低減効果を市場間値差の実績値に拡大量を乗じて算出したものであり、運用容量拡大による効果を最大限見込んだものである。

● 運用容量拡大による効果

[万円/万kW・年]

	全時間帯	日照時間帯※のみ ※8:00~18:00
市場取引における経済損失低減効果※	2,900	2,040
CO2排出量低減効果	2,290	1,210
運用容量拡大効果（合計）	5,190	3,250

※ 市場間値差の実績値に拡大量を乗じて算出したもので、拡大による効果を最大限見込んでいる

1. はじめに
2. 運用容量拡大の早期実現に向けた検討の進め方
3. 運用容量拡大による効果の考え方及び試算結果
4. A案の検討結果及び費用対効果の評価
5. B案の検討結果及び費用対効果の評価

- 関門連系線ルート断故障により中西5社エリアの周波数が低下した場合、数秒以内で周波数の回復が必要であり、この対応が可能なのは現在の調整力公募で電源 I -aとして確保している「発電機のカバナー（GF）運転」である。
- 本案は、中西5社エリア内のGF確保量を増加することで、関門連系線ルート断故障時の中西5社エリアの周波数低下を回復することができるため、これを運用容量算出の条件に織り込むものである。

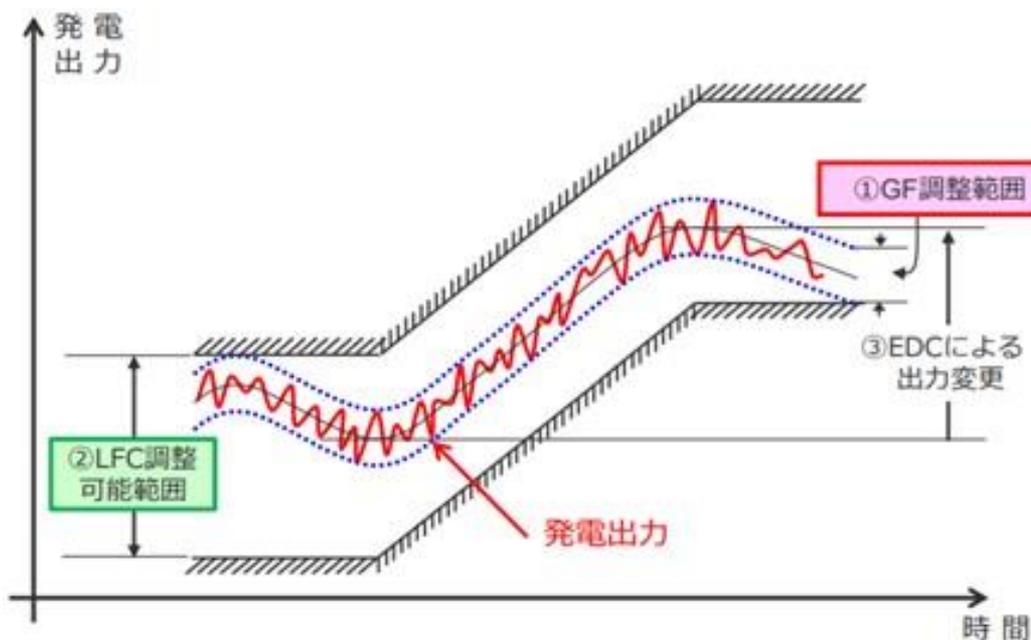
第47回制度設計専門会合 資料4より抜粋

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスペック・高速発動	ロースペック・低速発動	
電源 I	【I-a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【I-b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【I'】 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW

1 GFおよびLFC機能の概要

5

- GF機能は、発電機の回転速度（周波数）を一定に保つよう、同期発電機の調速機（ガバナ）が系統周波数の変化に追従して、発電出力を増減することをいう。
- LFC機能は、系統周波数を一定に保つよう、中央給電指令所で周波数および連系線潮流の偏差から、偏差を解消する発電出力を計算し制御することをいう。



- ①GF : LFCでは追従できないような負荷変動（数秒から数分程度の周期）や需給ミスマッチへ対応するため、発電機の調速機により発電出力を調整。
- ②LFC : 需要予測が困難な負荷変動（数分から十数分程度の周期）や需給ミスマッチへ対応するため、中央給電指令所で変動量を計算し、これに追従するよう発電出力を制御。

- A案の費用試算では、過去に当委員会において検討したFCのEPPSの代替としてGF確保量を増加した場合に必要な費用の算出方法を用いた。

【GF確保量増加に伴う費用の算出方法】

$$\text{費用} = \Sigma (\text{GF増加量} \times \text{時間} \times \text{部分負荷運転に伴う増分費用単価})$$

- GFを増加する時間については、スライド12に記載の通り、全時間帯拡大する場合は8,350時間、日照時間帯のみ拡大する場合は3,276.5時間となる。

第47回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3

C:東京中部間連系設備(FC)のマーヅン確保しない場合における代替手段の評価

18

- 検討項目Cにおける代替手段の増分コストの試算（GF容量）を増加させた場合の今回再確認を行った。
- 西向きは増分コストは変わらず、東向きは一部ユニット送電が解消されたものの、N-1の故障での電源脱落等による停電回避策としてEPPSに期待している状況は変わらず、代替手段コストは約110億円／年と確認した。

【算出方法】
 ・シミュレーションでEPPS機能を代替するGF容量を算出
 増分コスト = $\Sigma (\text{代替するGF容量} \times \text{時間} \times \text{部分負荷運転に伴う増分コスト単価})$

東京中部間連系設備（順方向：西向き）のマーヅンの必要性・量

C:代替手段増分コストの試算結果

- ・60万kWのEPPS相当機能のN-2故障時の周波数低下度合いを同等とする観点における代替手段としては、約100万kWのGF容量を増加して確保する必要※がある。
 - ・その場合の増分コストは、**約230億円／年**と試算される。
- ※ 1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていない。



C:代替手段増分コストの試算結果

- ・増分コストは、**約230億円／年**で変更なし。

- 増分費用単価とは、上げ調整力を確保するため、燃料費の安い電源を焚き減らし、燃料費の高い電源を焚き増したことによる燃料費の増加分である。
- 「託送供給等約款認可申請に係る査定方針(電力取引監視等委員会、2015年12月)」に記載されている各社の調整力コストのうち、可変費が増分燃料費用に該当するため、この認可額を参照することとし、九州を除いた中西5社の加重平均単価は**2.49円/kWh**となった。

		中部	北陸	関西	中国	四国	5社合計
①流通対応需要 (百万kWh)		134,822	28,422	148,599	60,158	27,816	399,817
②調整電力量※ (億kWh) (=①×5%×1/2)		33.71	7.11	37.15	15.04	6.95	99.95
持替費用	③申請額 (億円)	67.00	20.00	126.00	55.00	19.00	287.00
	④査定額 (億円)	4.04	0.96	15.74	12.45	4.56	37.75
	⑤認可額 (億円) (=③-④)	62.96	19.04	110.26	42.55	14.44	249.25
⑥持替発電単価(円/kWh) (=⑤/②)		1.87	2.68	2.97	2.83	2.08	12.43
⑦持替電力量比 (=②/②合計)		0.34	0.07	0.37	0.15	0.07	1.00
加重平均単価(円/kWh) (=⑥×⑦)		0.63	0.19	1.10	0.43	0.14	2.49

- 増分費用単価は燃料費の増加分であるため、燃料価格の変動を考慮する必要がある。
- そこで、CIF価格（Cost Insurance and Freight=運賃保険料込み条件）を用いて増分費用単価を補正した。
- 2020年の平均価格は原油については2015年比で26%減、LNGは2015年比で33%減となったため、増分燃料単価は2015年単価2.49円/kWhから3割減の**1.74円/kWh**とする。

● 原油価格

[円/kl]

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
2015	47,515	36,828	41,318	42,400	44,622	49,573	49,355	46,074	38,981	36,165	36,213	33,582	41,886
2020	48,354	48,648	42,228	28,829	16,810	16,644	22,110	29,002	30,825	29,557	27,857	29,123	30,832

<https://www.toseki.jp/kakaku/cif.html#cifnote>

● LNG価格

[円/トン]

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
2015	93,028	81,980	76,307	63,522	54,815	55,252	56,903	58,758	60,185	58,947	56,679	53,706	64,174
2020	52,514	52,910	53,358	52,428	52,488	46,912	40,400	32,689	30,185	31,593	34,777	38,640	43,241

<http://www.itogas.co.jp/page.php?pid=IWD9YFND1C>

■ GF確保に伴う費用については、中西5社の加重平均単価に燃料価格差を考慮した1.74円/kWhを用いて算出した結果、全時間帯では年間約1.45億円となり、**運用容量拡大による効果から費用を差し引くとマイナスとなる。**

● GF確保量増加に伴う費用 [万円/万kW・年]

	全時間帯	日照時間帯※ ※8:00~18:00
費用	約 14,530 ※ ※8,350×1.74×1万	約 5,700 ※ ※3,276.5×1.74×1万

● 運用容量拡大による効果（スライド16より再掲） [万円/万kW・年]

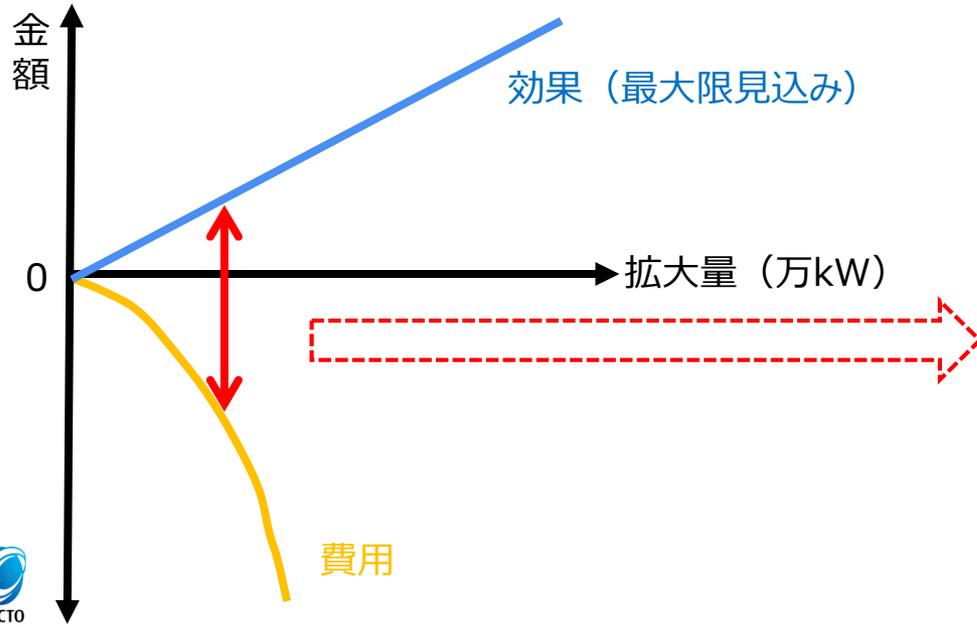
	全時間帯	日照時間帯※ ※8:00~18:00
市場取引における経済損失低減効果	2,900	2,040
CO2排出量低減効果	2,290	1,210
効果	5,190	3,250

● 効果－費用 [万円/万kW・年]

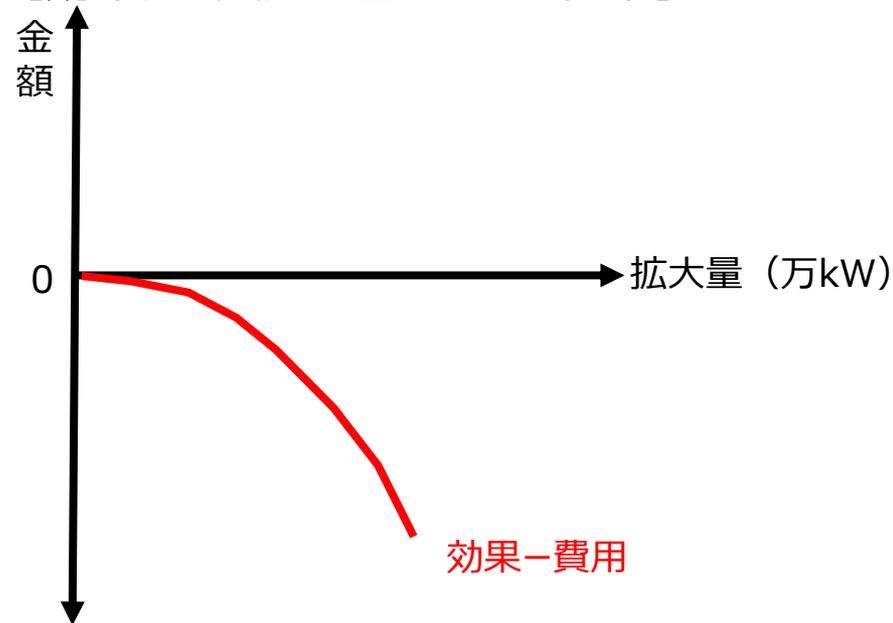
	全時間帯	日照時間帯※ ※8:00~18:00
効果－費用	▲9,340	▲2,450

- 運用容量拡大による効果については、市場取引における経済損失の低減効果を最大限見込んだ想定で算出している。また、拡大量の増加の影響については、分断が無くなる程度以上に拡大した分は市場間値差が生じないため、効果も見込まれない。
- 他方、GF確保量はメリットオーダーで安いものから調達することから、確保量をさらに増加した場合、調達費用は単純比例に比べ高くなっていくと考えられる。また、GF機能の応動速度を考慮すると、運用容量拡大量より多く確保する必要があるため、費用はさらに増加する。
- すなわち、運用容量拡大による効果から費用を差し引いた結果は、拡大量を増加させるにつれて、より大きなマイナス値となる。
- 以上より、A案の採用は見送るべきではないか。

【拡大量の増加による費用と効果の影響】



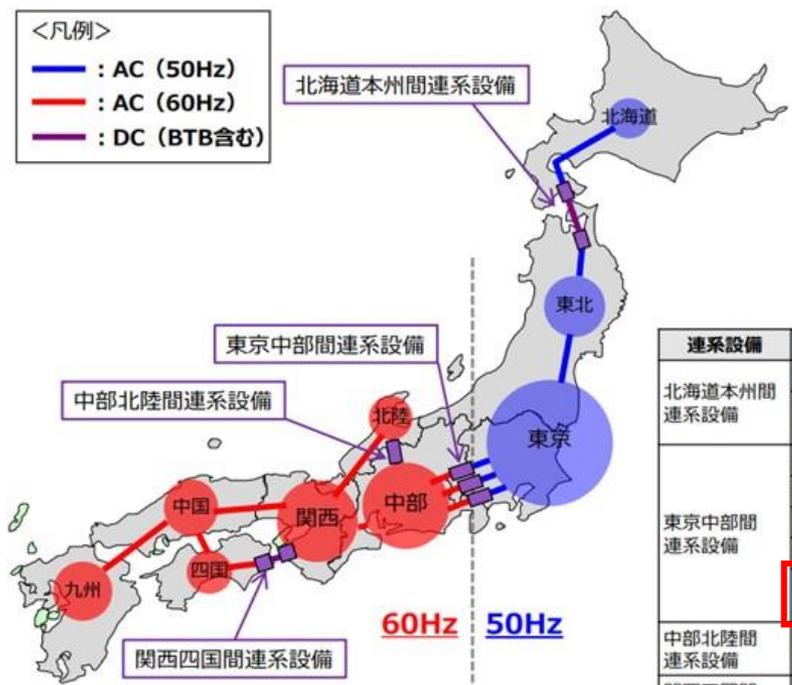
【効果から費用を差し引いた結果】



1. はじめに
2. 運用容量拡大の早期実現に向けた検討の進め方
3. 運用容量拡大による効果の考え方及び試算結果
4. A案の検討結果及び費用対効果の評価
5. B案の検討結果及び費用対効果の評価

- 東京中部間連系設備（FC）のEPPSは、50Hzエリア・60Hzエリアのどちらかで電源脱落等により周波数が低下した場合に、もう一方のエリアから瞬時に電力を送電するものである。
- 現在は故障側エリアで周波数が基準値から0.4Hz以下まで低下した場合、FCを介して健全側エリアより瞬時に60万kWを送電する整定となっている（60万kWはFCにマージンとして確保）。
- 現在、飛騨信濃周波数変換設備(以下、飛騨信濃FC)が建設中であり、2020年度末にFC全体の運用容量が120万kWから210万kWに拡大予定であることから、EPPSの期待量を増加させることで、関門連系線2回線故障時の中西5社エリアの周波数低下限度値の増加が可能かを検討する。

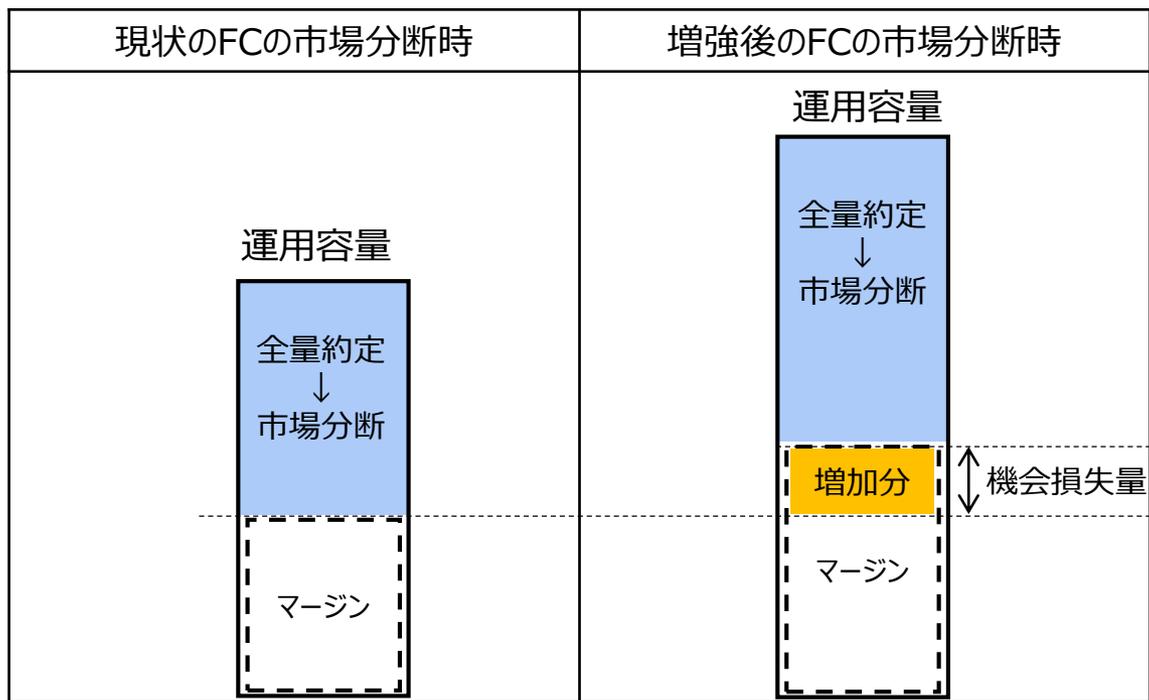
第9回需給調整市場検討小委員会 資料6



連系設備	設備名 (通称名)	容量	備考
北海道本州間連系設備	北本連系設備(既設)	60万kW	
	新北本連系設備	30万kW	2019年運転開始予定
東京中部間連系設備	新信濃1 FC	30万kW	
	新信濃2 FC	30万kW	
	東清水FC	30万kW	
	佐久間FC	30万kW	
	飛騨信濃直流連系設備(HVDC FC)	90万kW	2021年運転開始予定
中部北陸間連系設備	南福光BTB	30万kW	交流設備の迂回ルートあり
関西四国間連系設備	阿南紀北連系設備	140万kW	交流設備の迂回ルートあり

出所) 広域機関 2018年度年次報告書をもとに作成
https://www.occto.or.jp/houkokusho/2018/2018_nenjihoukokusho.html

- 関門連系線の運用容量を拡大するためには、関門連系線のルート事故時にEPPSによる緊急融通が確実に行われるよう、その容量をあらかじめマージンとして確保する必要がある。
- EPPS期待量の増分をマージンとして確保することにより、FCの市場取引可能量が減少する。市場分断発生時の市場間値差は、市場取引における機会損失であり、費用と同等のものと捉えることができる。
- そこで、EPPS増加量（マージン増加量）を機会損失量とし、50・60Hzエリア間の市場取引での機会損失額をB案の費用と考え、算出した。



- 市場取引の機会損失額の算出にあたって評価に用いる市場間値差は、運用容量拡大による効果の考え方と同様、過去の実績値を一律に用いることとした。
- なお、FCは作業時を除く順方向（60Hz向き）での市場分断が年間の4%程度と少なく、FC増強により現状より空容量が増加することも踏まえると、現状に比べ、市場分断頻度の減少や分断時の値差縮小が期待できる。そのため、FC増強後の機会損失額は今回算出した値に比べ小さくなる可能性がある。

	全時間帯	日照時間帯※ ※8:00~18:00
市場分断※したコマ（FC作業時除く） ※2019年10月1日～2020年9月30日の実績	640コマ/年	198コマ/年
市場分断したコマの平均値差 (kWh単価)	2.94円/kWh	3.37円/kWh
機会損失額	約940万円/万kW・年※ ※640×2.94×1万/2	約330万円/万kW・年※ ※198×3.37×1万/2

■ FCのマージン増加による市場取引における機会損失額を費用としたとき、**運用容量拡大による効果から費用を差し引くとプラスとなる結果**となった。

● EPPS設定量増加に伴う費用 [万円/万kW・年]

	全時間帯	日照時間帯※ ※8:00~18:00
市場取引における機会損失額	940	330

● 運用容量拡大による効果（スライド16より再掲） [万円/万kW・年]

	全時間帯	日照時間帯※ ※8:00~18:00
市場取引における経済損失低減効果	2,900	2,040
CO2排出量低減効果	2,290	1,210
合計	5,190	3,250

● 効果－費用 [万円/万kW・年]

	全時間帯	日照時間帯※ ※8:00~18:00
効果－費用	4,250	2,920

- 現在EPPS設定量については、故障側エリアと健全側エリアとの周波数偏差が逆転しないことを基本とし、その閾値は需要によって変化することから、年間を通して逆転しない値（最小需要時）として60万kWとしている。
- EPPS設定量60万kWについて、「マージンとして確保した場合の経済的損失」と「マージンとして確保しなかった場合の代替手段（GF容量増加）対策費用」等との経済性を比較検討したうえで決定しているところ。
- 飛騨信濃FCには、実需給時点における系統容量（需要）のオンライン情報から故障側エリアと健全側エリアとの周波数偏差が逆転しない量を空容量の範囲内で融通送電する自動演算機能（EPPS第4段）を有しており、大規模電源脱落時等のレジリエンス強化の観点から、常時使用とすることとしている。
（第7回、8回調整力等に関する委員会、第11回、47回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて議論）
- 今回、飛騨信濃FCに実装される自動演算機能を活用した場合のEPPS拡大量を試算した。

第47回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3

まとめ

28

- 東京中部間連系設備(FC)については、飛騨信濃周波数変換設備(飛騨信濃FC)運用開始以降においても、現状通り、周波数制御(EPPS)に対応したマージンは60万kW設定することとしてはどうか。
- 東京中部間連系設備(FC)において、飛騨信濃周波数変換設備(飛騨信濃FC)の空容量の範囲内でEPPSを追加発動する機能については、大規模電源脱落時等のレジリエンス強化の観点から、常時使用とすることとしてはどうか。

- 関門連系線の運用容量拡大を目的としてFCのEPPS期待量を増加させるうえで、飛騨信濃FCに実装される自動演算機能を活用した場合のEPPS拡大量を試算したところ、年間の平休日昼夜間別で**最大22万kW（1月平日昼間帯）**となった。
- 一方、九州エリアで再エネ出力制御が行われる蓋然性のある端境期（3～5月、10～11月）の休日昼間帯では拡大量がほぼ0となり、**関門連系線の運用容量拡大効果は限定的**となった。

● 飛騨信濃FCのEPPS機能（第4段）を活用した場合のEPPS拡大量（順方向：中部向き） [単位：万kW]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	月平均
平日	昼間帯	9	7	10	17	14	11	8	11	19	22 ^{最大}	21	13	13.5
	夜間帯	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	6	0	1.3
休日	昼間帯	0	0	0	5	9	1	0	0	5	0	8	1	2.4
	夜間帯	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0.3

[算出条件]

- ・ 2017～2019年度の各エリアの需要実績（系統情報サービス公表値）より算出
 - ・ 昼間帯は8:00～22:00、夜間帯は0:00～8:00および22:00～24:00
 - ・ 受電系統の周波数低下を標準周波数▲0.4Hzと想定し、受電系統と送電系統の周波数が逆転しない範囲で融通できる最大の送電量Pを下式から算出

$$送電量P = 0.4\text{Hz} \times (K_{50} \times K_{60}) / (K_{50} + K_{60})$$

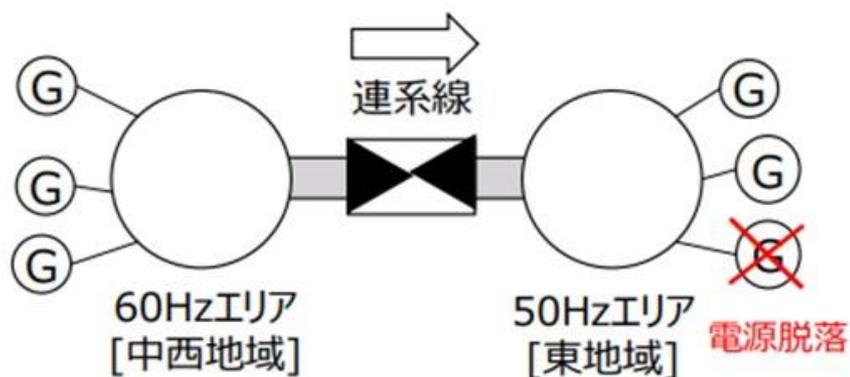
$$K = \text{系統特性定数} / 10 \times \text{系統容量}$$
 - ・ 系統特性定数は、50Hz系統は0.8%MW/0.1Hz、60Hz系統は0.75%MW/0.1Hz
 - ・ EPPS期待量を他の連系線の運用容量に織り込むうえでほぼ確実な動作量を見込む必要があるため、各月の各断面で算出した送電量の大きい方から2σ（約95.45%）目の値をEPPS融通可能量とし、これから60万kWを差し引いて算出
- ※ 7～9月の平日昼間帯は、関門連系線の運用容量決定要因が熱容量となるコマあり

- FCの過去の市場分断実績を用いた費用対効果の概算評価では、運用容量拡大の効果が期待できる見込みを得た。
- 飛騨信濃FCの自動演算機能を活用する場合、高需要期では運用容量拡大効果が見込めるが、再エネ出力制御が行われる蓋然性のある端境期昼間帯では効果が限定的となる見込みとなった。
- 再エネ出力制御量の低減を目的とする場合、需要の大きさによらず端境期も含めてEPPS設定量を増加させること（B'案）も採り得る方策と考えられるところ。
- 今後、これら2つの案について、信頼度への影響等の技術面の評価も加えた検討を進めることでどうか。

案	方策の概要／特徴	検討項目（案）
B案	飛騨信濃EPPS新機能活用 （融通量自動演算機能活用） ・東エリアと中西エリアの需要の大きさにより融通量が決まる	<ul style="list-style-type: none"> ・ 運用容量へ反映するEPPS期待量の算定方法（今回試算の深掘り） ・ 系統容量（需要）の大きさにより実際に融通量が増加すること（期待した量の融通が行われない場合があること）の故障側エリアへの影響評価 ・ 早期実現性（システム対応要否等）
B'案	従来EPPS機能活用 （融通量事前固定） ・ 需要の大きさによらず事前に融通量を指定できる	<ul style="list-style-type: none"> ・ 増加EPPSの具体的な設定方法（設定期間、設定量 等） ・ 融通量が増加することによる送電側エリアへの影響評価 ・ 早期実現性（システム対応要否等）

第47回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3 (に赤字追記)

- 前述のマーzin確保方法案の検討結果のとおり、飛騨信濃FC運用開始以降、FCのマーzinは60万kWで固定し、飛騨信濃FCのEPPS機能を常時使用する。その場合の具体的な運用について整理する。
- 飛騨信濃FCでは、実需給時点における故障側エリアと健全側エリアとの周波数偏差が逆転しない融通量を算定しており、その量を空容量の範囲でEPPSの追加発動量として融通することができる。
- 空容量内で追加融通することで、交流連系時と同様、広域的に周波数維持することによる大規模電源脱落時等の停電発生量の低減が図れる。



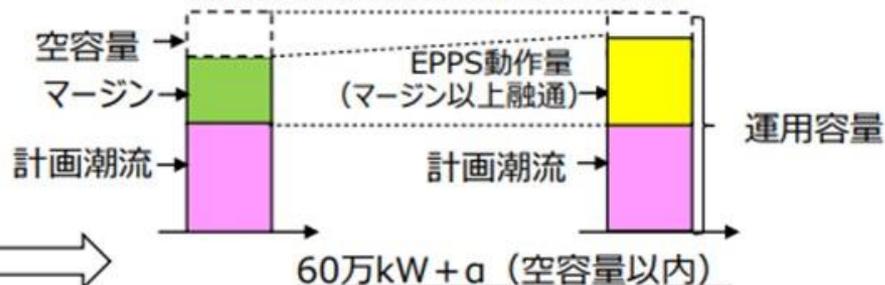
飛騨信濃FCにおけるEPPS機能の考え方



【現在】



【飛騨信濃FC運用開始以降】



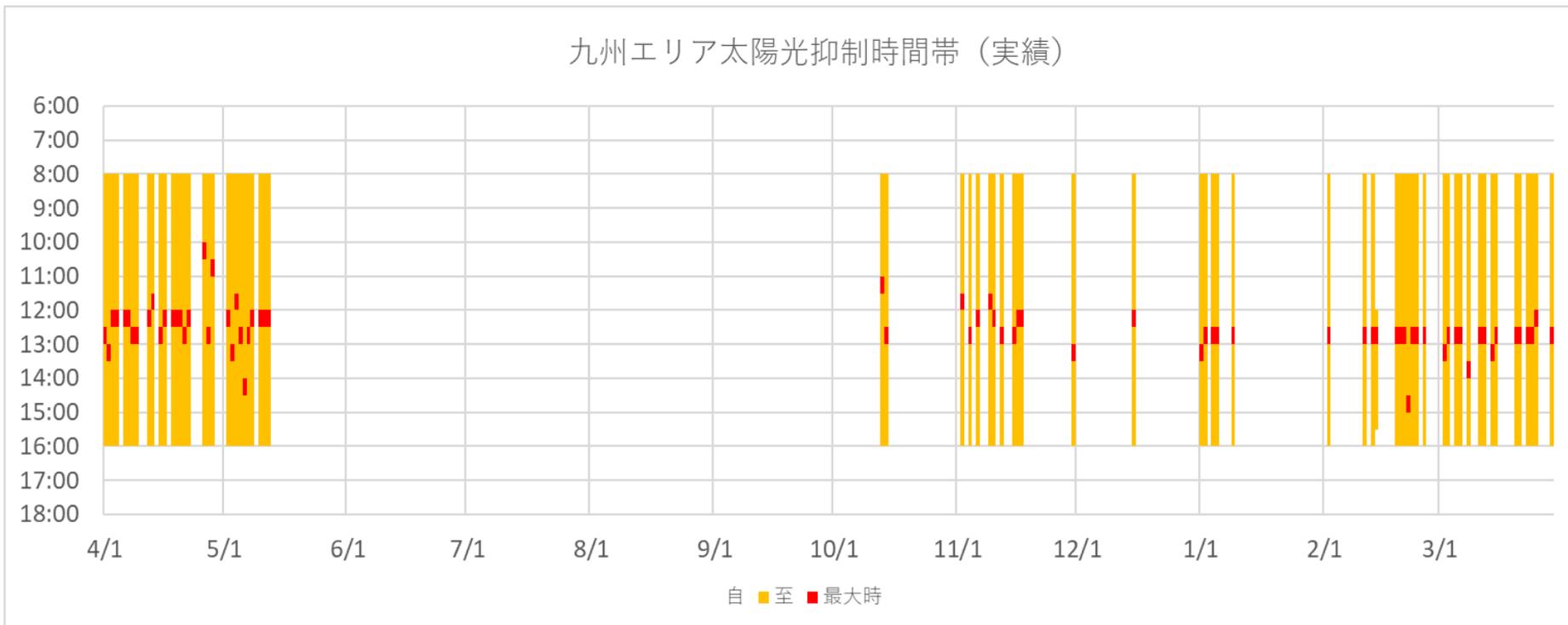
- 今回は早期実現性の高いA案及びB案の費用対効果を検討した。
 - ✓ A案は費用対効果の評価で費用が効果を上回るため、採用を見送る。
 - ✓ B案は費用対効果の評価では効果が費用を上回る可能性があり継続検討。
- 次回、B案及びC案について、実施の方向性判断を行う。
 - B案：EPPSの具体的な設定方法、増加可能量及び費用対効果の評価（B'案含む）
 - C案：実現性及び費用対効果の評価

<検討スケジュール>

	2020年度		2021年度
	2月	3月	
調整力等委員会	▼	▼	▽
ステップ①	<ul style="list-style-type: none"> ・A案の費用対効果の評価 ・B案の費用対効果の評価 	<ul style="list-style-type: none"> ・B案の費用対効果と技術面評価を踏まえた実施の方向性判断 ・C案の実現性及び費用対効果の評価 	
ステップ②			<div style="border: 1px dashed black; padding: 5px; display: inline-block;"> 実施に向けた 詳細検討 ※ </div>

※ 論点があれば本委員会で議論

- 夏季（6月～9月）を除く、各月において太陽光抑制が発生している。
- 抑制日において、ほぼ8時から16時に抑制を実施しており、12時前後に抑制量が最大となっている。



	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
平日	13	4						3		1	6	9
休日	7	6					2	7	1	4	5	6

九州電力送配電 でんき予報 過去の出力制御実績 (https://www.kyuden.co.jp/td_power_usages/out_ctrl_history.html) による分析