

中国九州間連系設備の費用便益評価結果の 基本要件時との比較について (報告)

2025年9月2日

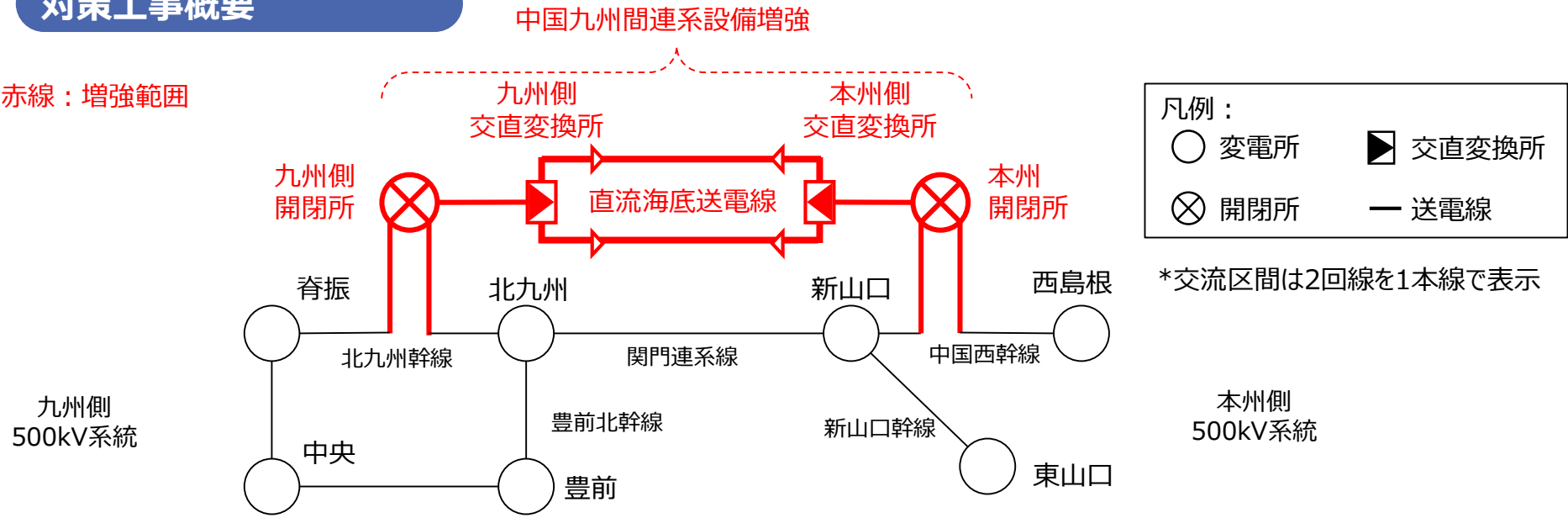
広域系統整備委員会事務局

- 前回の本委員会において、中国九州間連系設備の費用便益評価の結果についてご確認いただくとともに、費用負担割合等の案についてご確認いただいたことから、当機関にて決定のうえ、費用負担候補者に対して通知した。
- 一方で、基本要件時よりB/Cが全体的に増加した理由等について、より丁寧に説明することが必要とご意見をいただいた。
- そのため、本日は、基本要件時と比較し、便益が増加した要因について、改めて説明する。

事業実施主体

中国電力ネットワーク ・ 九州電力送配電 ・ 電源開発送変電ネットワーク

対策工事概要

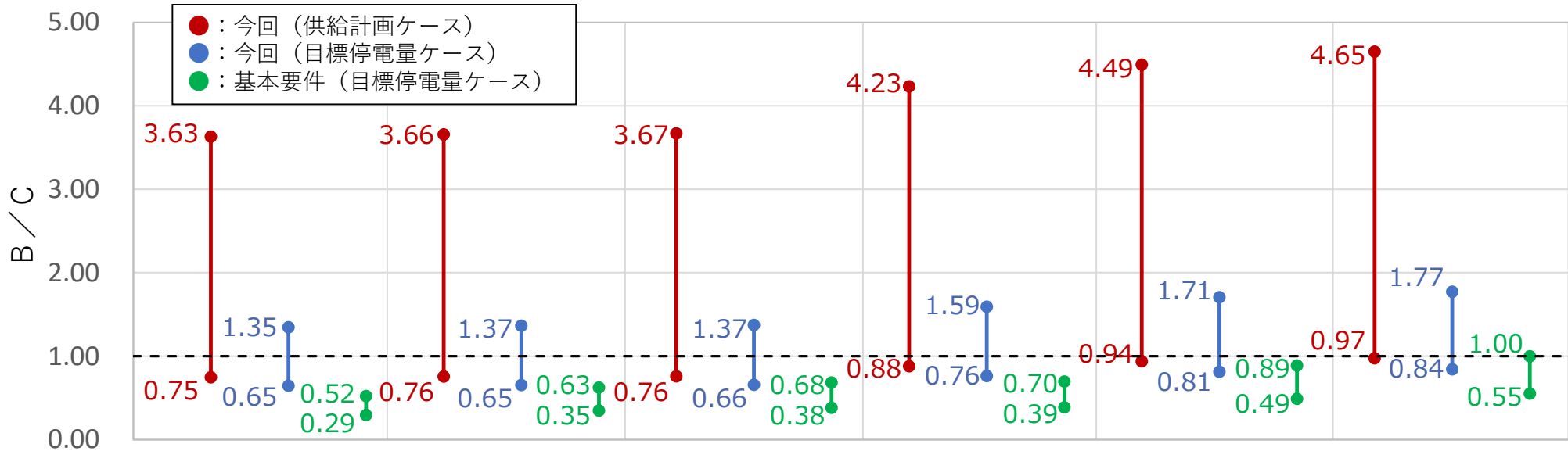


工事費・工期

	提出された実施案	検証小委にて評価した実施案	(参考) 基本要件
概算工事費	4,549億円※	4,412億円 (△137億円)	3,700～4,100億円程度
概略工期	13年6ヵ月	11年程度～13年6ヵ月	6～9年程度

※ 提出された実施案には契約・発注時点までの物価変動（+2%/年）や災害等の不測の事態による工事費増（+10%）を想定した工事費も記載されているが、この費用を含まない額。

- 費用便益評価の算定結果について、今回と基本要件で比較。（検討ケースが多いことから幅で提示）
- 基本要件時と比較して、今回はB/Cが全体的に増加。また、供給計画ケースの上限は他より数倍大きい。



パターン		1			2			3			4			5			6		
前提条件	評価期間	22年									40年								
	割引率	4 %			2 %			1%			4 %			2 %			1%		
	燃料費・CO2対策コスト	下限～上限																	
	アデカー便益	下限～上限																	
アデカー便益 (使用コスト)		供給計画ケース	目標停電量ケース	目標停電量ケース	供給計画ケース	目標停電量ケース	目標停電量ケース	供給計画ケース	目標停電量ケース	目標停電量ケース	供給計画ケース	目標停電量ケース	目標停電量ケース	供給計画ケース	目標停電量ケース	目標停電量ケース	供給計画ケース	目標停電量ケース	目標停電量ケース
		上限(停電) 下限(調達)	上限(調達) 下限(停電)	上限(停電) 下限(停電)	上限(停電) 下限(調達)	上限(調達) 下限(停電)	上限(停電) 下限(停電)	上限(停電) 下限(調達)	上限(停電) 下限(停電)	上限(調達) 下限(停電)	上限(停電) 下限(停電)	上限(調達) 下限(停電)	上限(停電) 下限(停電)	上限(停電) 下限(停電)	上限(調達) 下限(停電)	上限(停電) 下限(停電)	上限(調達) 下限(停電)	上限(停電) 下限(調達)	上限(調達) 下限(停電)

(参考) 中国九州間連系設備の費用便益評価 (B/C) について (詳細)

4

第91回広域系統整備委 資料1
(2025/8/8)

パターン			1		2		3		4		5		6	
前提条件	評価期間		22年						40年					
	割引率		4%		2%		1%		4%		2%		1%	
	燃料費・CO2対策コスト		低下～高騰											
	アデカシー便益		下限	上限	下限	上限	下限	上限	下限	上限	下限	上限	下限	上限
便益(B) [億円]	燃料費・CO2対策コスト		3,505～ 5,150		4,318～ 6,392		4,827～ 7,172		4,895～ 7,320		6,843～ 10,333		8,257～ 12,525	
	アデカシー 便益	供給計画ケース	800	15,321	976	18,699	1,087	20,808	1,099	20,961	1,519	28,938	1,824	34,718
		目標停電量ケース	229	2,567	278	3,121	309	3,466	309	3,482	425	4,781	508	5,721
	送電ロス		▲127～ ▲192		▲152～ ▲231		▲168～ ▲255		▲167～ ▲252		▲224～ ▲339		▲266～ ▲402	
費用(C) [億円]	工事費・運転維持費		5,585		6,799		7,557		6,621		8,663		10,077	
B/C※ (赤字は B/C≥1)	供給計画ケース		0.75 ～ 1.03	3.35 ～ 3.63	0.76 ～ 1.05	3.36 ～ 3.66	0.76 ～ 1.06	3.37 ～ 3.67	0.88 ～ 1.23	3.88 ～ 4.23	0.94 ～ 1.33	4.10 ～ 4.49	0.97 ～ 1.38	4.24 ～ 4.65
	目標停電量ケース		0.65 ～ 0.93	1.06 ～ 1.35	0.65 ～ 0.95	1.07 ～ 1.37	0.66 ～ 0.96	1.08 ～ 1.37	0.76 ～ 1.11	1.24 ～ 1.59	0.81 ～ 1.20	1.32 ～ 1.71	0.84 ～ 1.25	1.36 ～ 1.77

※ 災害等の不測の事態による工事費増 (+10%) を想定した工事費を考慮した場合、費用便益評価 (B/C) は9%程度減少するが、おおむねのケースが1を超える。

2-2. 費用便益評価

- 関門連系線増強の費用便益評価について、割引率・燃料価格・アデカシー便益および工事費に幅をもって評価した結果、案①・②ともB/Cが1を下回る結果となった。
- 案①2GW双極では、交流系統の安定度制約により増強容量を十分活用できない（対策が別途必要）ため、工事費の安価な案②1GW単極の方が優位なことを確認した。

費用便益評価		案① 2GW双極		案② 1GW単極		(参考) 案②' 2050年に2GW双極へ増強	
	評価期間	22年間	40年間	22年間	40年間	22年間	40年間
便益 (B)	燃料費 ・CO2対策コスト	1,041~2,049 [47~93]	1,714~4,355 [43~109]	1,044~1,967 [47~89]	1,659~4,167 [41~104]	1,054~1,980 [48~90]	1,727~4,285 [43~107]
	アデカシー便益	890~2,397 [40~109]	1,253~4,360 [31~109]	799~2,143 [36~97]	1,152~3,829 [29~96]	801~2,177 [36~99]	1,164~4,140 [29~103]
	送電ロス	▲129~▲216 [▲6~▲10]	▲177~▲356 [▲4~▲9]	▲125~▲180 [▲6~▲8]	▲180~▲311 [▲5~▲8]	▲130~▲170 [▲6~▲8]	▲178~▲315 [▲4~▲8]
費用 (C)	工事費 ・年経費	6,245~7,764 [284~353]	7,258~10,299 [181~257]	5,244~6,403 [238~291]	6,119~8,539 [153~213]	5,303~6,515 [241~296]	6,547~9,566 [164~239]
B / C		0.26~0.62	0.34~0.92	0.29~0.68	0.39~1.00	0.29~0.68	0.37~0.95

[検討条件] ○増強前 : 中地域交流ループ、中部関西間増強考慮
 ○燃料価格 : 基準～高騰ケース
 ○アデカシー : 停電コストベース（上限～下限）、調達コストベース
 ○割引率 : 割引率4%の評価に加えて、2%、1%も考慮

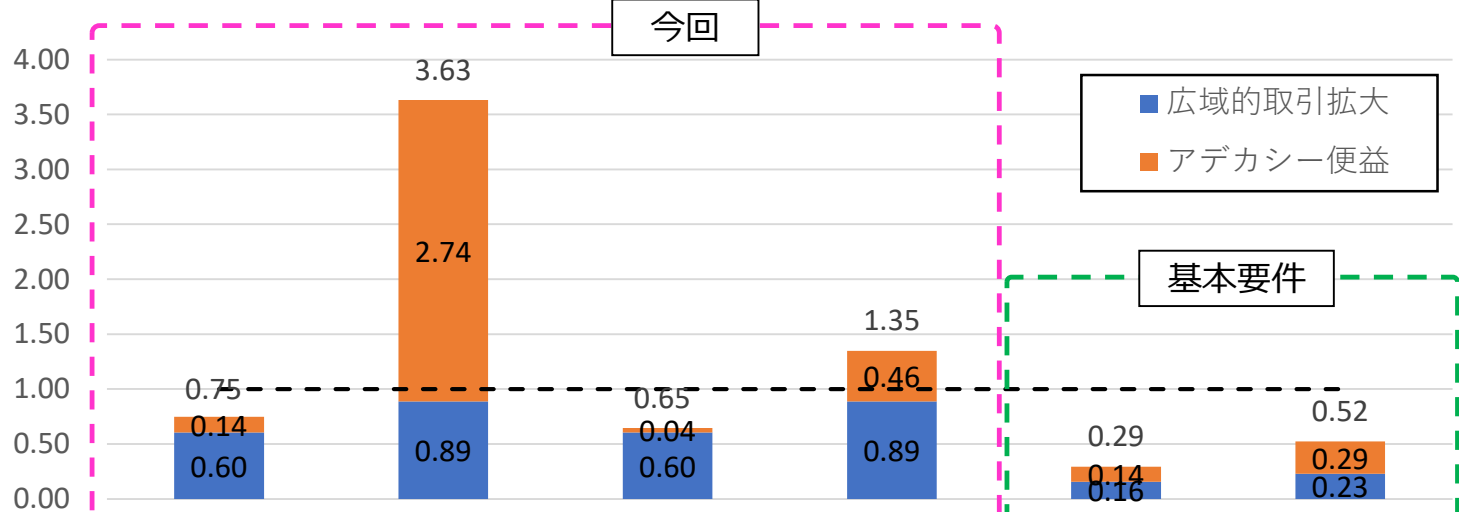
<費用・便益の単位>

上段 : 評価期間内累計（億円）

下段（〔 〕内） : 評価期間単年換算（億円/年）

- 費用負担割合で採用したパターン 1（評価期間22年、割引率4%）の条件におけるB/Cの内訳を下図に示す。
- 今回は、基本要件時に比べ、**広域的取引拡大（燃料費・CO2対策コスト低減＋送電ロス）便益が増加**することにより、全ケースにおいて、**B/Cが増加する傾向**となっている。
- また、今回は、**アデカシー便益の幅が大きく、供給計画ケースの停電コストベースの便益が大きくなる傾向**となっている。

○ B／C（パターン 1：評価期間22年、割引率4%）



前提条件	アデカシー便益 (使用コスト)	供給計画ケース		目標停電量ケース		目標停電量ケース	
		下限 (調達)	上限 (停電)	下限 (停電)	上限 (調達)	下限 (停電)	上限 (停電)
	燃料費・ CO2対策コスト	下限	上限	下限	上限	下限	上限

- 燃料費・CO2対策コスト低減の便益は、系統増強有無の全国メルिटオーダーシミュレーションを行い、電源の起動費を含めた総発電コストの差分により算定。
- 今回、**石炭とLNG（MACC、ACC）の燃料費・CO2対策コストが逆転**したことから、MACCが火力電源の中で最大の発電量となり、**MACCは起動や停止に柔軟性があることにより再エネとの差替量が増加**したことや、**燃料費＋CO2対策コスト自体が増加**したことにより、**基本要件時よりも便益が増加**。

○石炭、MACC・ACCの便益（2030年頃の燃料費低下ケース） 注）他の燃種の火力もあるため、燃料費・CO2対策コスト低減便益の総額ではない

項 目	石炭※ ¹		MACC※ ²		ACC※ ²		計	
	今回	基本要件	今回	基本要件	今回	基本要件	今回	基本要件
発電量 [増強無] (億kWh)	321.3	2,274.9	1,944.2	777.5	581.0	43.2	2,846.5	3,095.6
発電量 [増強有] (億kWh)	320.8	2,271.5	1,936.4	776.1	578.0	44.6	2,835.3	3,092.2
発電削減量 (億kWh)	0.5	3.4	7.7	1.4	3.0	▲ 1.4	11.2	3.4
燃料費・CO2対策費用 (円/kWh)	16.9	10.1	13.7	11.2	15.8	11.4	—	—
燃料費等低減便益 (億円)	8.3	34.4	105.9	15.9	47.3	▲ 16.5	161.4	33.9
起動費低減便益 (億円)	0.2	1.3	▲ 4.7	1.1	0.1	▲ 0.8	▲ 4.4	1.6
便益合計 (億円)	8.5	35.7	101.2	17.0	47.3	▲ 17.3	157.0	35.4

○太陽光・風力の発電量（2030年頃の燃料費低下ケース）

項 目	太陽光・風力	
	今回	基本要件
発電量 [増強無] (億kWh)	2,105.2	1,754.0
発電量 [増強有] (億kWh)	2,115.7	1,757.3
発電増加量 (億kWh)	10.5	3.3

【シミュレーションにおける起動停止条件】

※ 1 起動停止時間：8時間、一日あたりの起動回数上限：1回

※ 2 起動停止時間：4時間、一日あたりの起動回数上限：2回

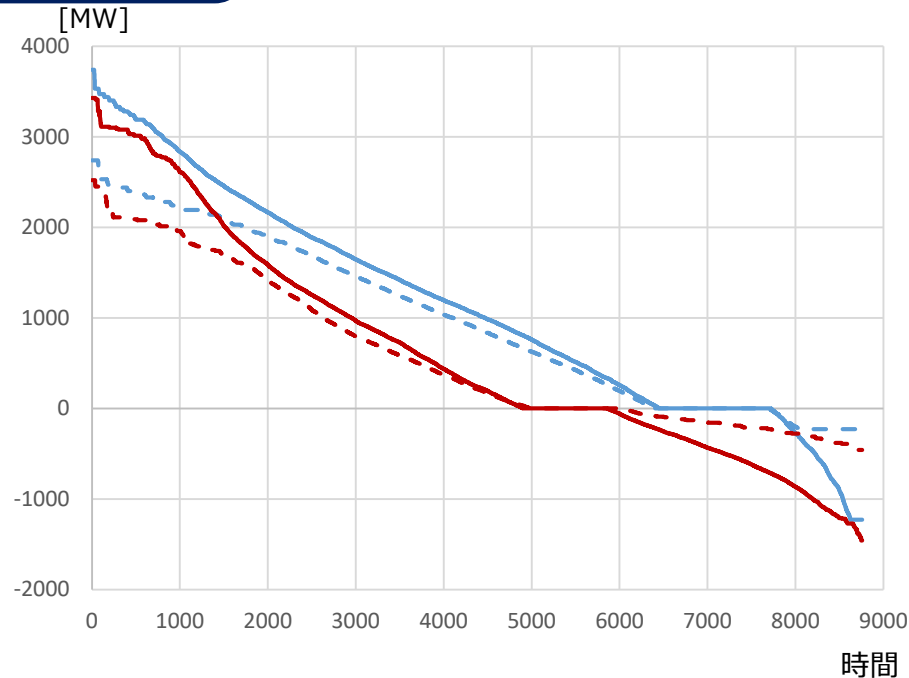
注） MACC：More Advanced Combined Cycle
ACC：Advanced Combined Cycle

(参考) 系統増強による中国九州間の潮流変化について

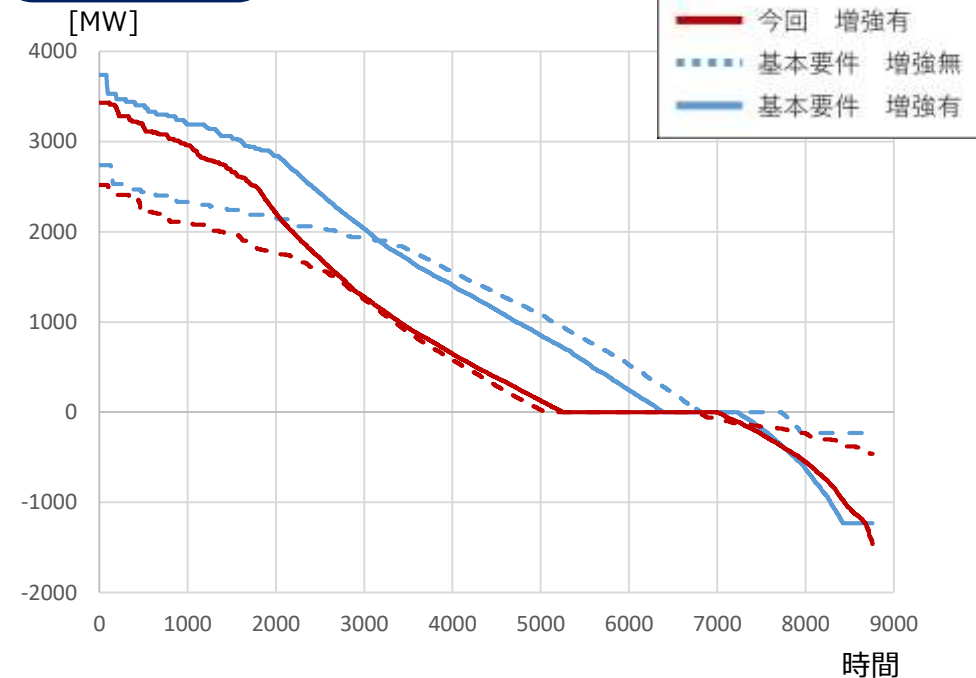
8

(九州→本州向きを正)

2030年頃



2050年



通過電力量 (年間利用率※)		2030年頃	2050年
今回	増強無	62.4億kWh (50.9%)	74.1億kWh (60.4%)
	増強有	89.4億kWh (43.3%)	98.5億kWh (45.8%)
	増強に伴う増加量	27.0億kWh	24.4億kWh
基本要件	増強無	89.0億kWh (58.2%)	110.8億kWh (68.7%)
	増強有	111.7億kWh (50.1%)	133.2億kWh (60.9%)
	増強に伴う増加量	22.7億kWh	22.4億kWh

※運用容量を基準に算出。既設開閉連系線の運用容量は月毎・昼夜毎に設定

(参考) 燃種別発電量 (2030年頃)

9



● 増強による燃種別発電量の変化 [億kWh]

※水素・アンモニア、自家発

		原子力	LNG(MACC・ACC)	石炭	LNG(CC・Conv)・石油	再エネ				その他※
						太陽光	風力	バイオ入	水力・地熱	
九州	今回	0.0	0.4	▲ 7.7	▲ 0.6	5.7	2.9	3.5	0.0	0.0
	基本要件	0.0	▲ 1.4	12.6	▲ 0.1	0.8	1.3	1.5	0.0	▲0.3
中国以東	今回	0.0	▲ 11.1	7.2	0.0	1.6	0.4	▲ 1.5	0.0	0.0
	基本要件	0.0	1.4	▲ 16.0	0.0	1.6	▲ 0.5	▲ 0.5	0.1	0.0

(参考) 燃種別発電量 (2050年)

10



● 増強による燃種別発電量の変化 [億kWh]

※水素・アンモニア、自家発

		原子力	LNG(MACC・ACC)	石炭	LNG(CC・Conv)・石油	再エネ				その他※
						太陽光	風力	バイオ入	水力・地熱	
九州	今回	0.0	3.4	▲ 5.9	▲ 6.4	19.0	4.9	2.5	0.0	0.1
	基本要件	0.0	▲ 7.4	3.1	▲ 1.8	7.7	3.4	0.9	0.0	0.2
中国以東	今回	0.0	▲ 6.5	▲ 1.4	0.1	▲ 4.5	▲ 0.1	▲ 1.4	0.0	0.1
	基本要件	0.0	11.1	▲ 14.1	▲ 0.6	▲ 0.4	▲ 0.5	▲ 1.4	0.0	0.0

貨幣価値項目による費用便益評価（2） ～燃料費・CO2対策コスト～ 6

- 燃料費・CO2対策コスト低減による便益は、第89回の本委員会にて、長期展望レビューの基本的な考え方として示したコストを用いて算定することとし、『燃料価格が低下したケース』と『燃料価格が高騰したケース』の幅の中で評価する。

燃料費・CO2対策コストの考え方

第89回広域系統整備委員会
(2025/5/30) 資料2

31

長期展望レビューにおける燃料費 + CO2対策コスト

- 費用便益の精緻化検討の結果を踏まえ、長期展望レビューにおける燃料費 + CO2対策コストは下表のとおり。
- CO2対策コストの上昇により**石炭の総燃料費がLNG（MACC・ACC）よりも高価な想定となり、燃種毎のメリットオーダーが現行の長期展望から変化**する。

長期展望レビューにおける燃料費 + CO2対策コストの範囲 [円/kWh]

	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1300℃級 (CCS)	LNG MACC 国産水素 10%混焼	石炭 (CCS)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT Conv (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト	13.7～19.1	15.8～22.0	16.2～23.4	16.9～25.4	18.7～26.0	22.1～30.7	29.8～35.2
燃料費	9.1～14.2	10.6～16.4	9.9～15.4	5.9～13.7	12.5～19.4	14.7～22.9	17.3～19.5
CO2対策コスト							
CO2対策費用	1.1～1.4	1.3～1.6	6.4～8.0	2.7～3.3	1.5～1.9	1.8～2.2	12.5～15.7
CO2輸送&貯留費用	3.5	4.0	—	8.3	4.7	5.6	—

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2025年2月）における発電コストレビューシートの2040年に熱効率及び所内率を入力して算出
（既設をCCS付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）
CO2輸送貯留費用、燃料諸経費は、建設工事費デフレーター（2015年基準）を基に近6か月（2024年度8月-1月）実質値へ補正（2023年暦年費用×1.049）

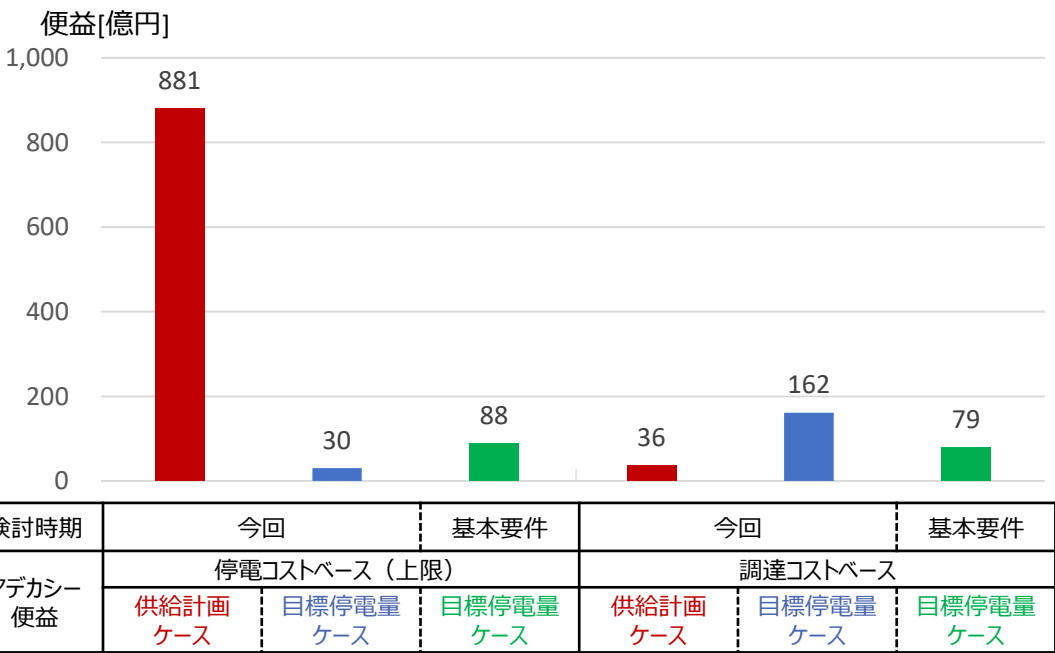
（参考）現行の長期展望における燃料費 + CO2対策コストの範囲 [円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1300℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT Conv (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト	7.7～12.5	7.9～14.6	8.0～14.8	9.0～16.3	9.3～17.2	10.9～20.1	16.6～29.4
燃料費	4.9～9.7	6.7～13.4	6.8～13.6	7.3～14.6	7.9～15.9	9.2～18.5	12.9～25.8
CO2対策コスト							
CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
CO2輸送&貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2	—

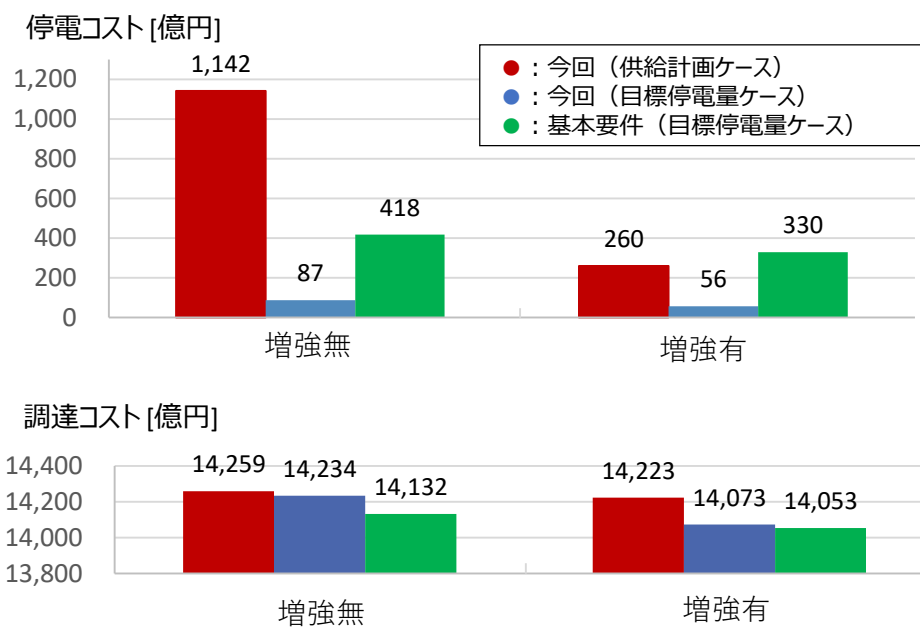
発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月）における発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出
（既設をCCS付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）

- 停電コストベースのアデカシー便益は、系統増強により低減される停電期待量（EUE）に対して停電コスト単価を乗ずることで算定。調達コストベースのアデカシー便益は、系統増強により削減された必要供給力に対して調達コスト単価を乗ずることで算定。
- 供給計画ケースは、**最新の供給計画におけるEUEに基づき、アデカシー便益を算定**するもの。今回、**供給計画ケースのEUEが特に大きい状況**であったことから、**中国九州間連系設備の増強による効果が大きく、停電コストの低減量が大きい**ため、**他のケースに比べてアデカシー便益が大きい**。
- 今後の電源動向等により、**供給計画ケースのEUEは改善される可能性があり**、その場合、目標停電量ケース程度まで、**アデカシー便益は低減する可能性もある**ことから、**今回は幅で評価**した。

○ アデカシー便益（2030年頃）



○ 系統増強前後の停電コスト、調達コスト（2030年頃）

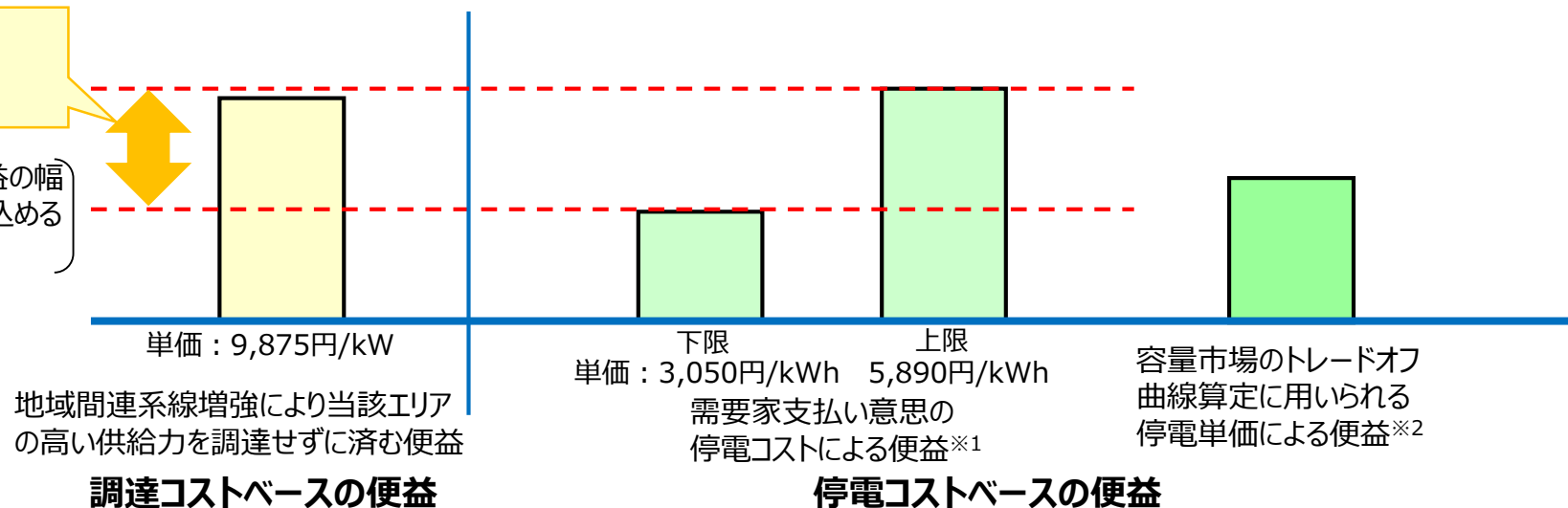


- アデカシー便益について、マスタープランでは、停電コストや調達コストをベースに算定される複数の便益のうち、確実に見込める便益にて評価することとした。
- 一方で、今後の評価では、**容量市場において市場分断しているエリアがある状況等も考慮し、停電コストベースや調達コストベースの幅付きで評価することとした。**

<アデカシー便益評価のイメージ>

アデカシー便益は
幅をもって評価

(マスタープランでは算出された便益の幅
の中で少なくとも確実に見込める
便益を使用)



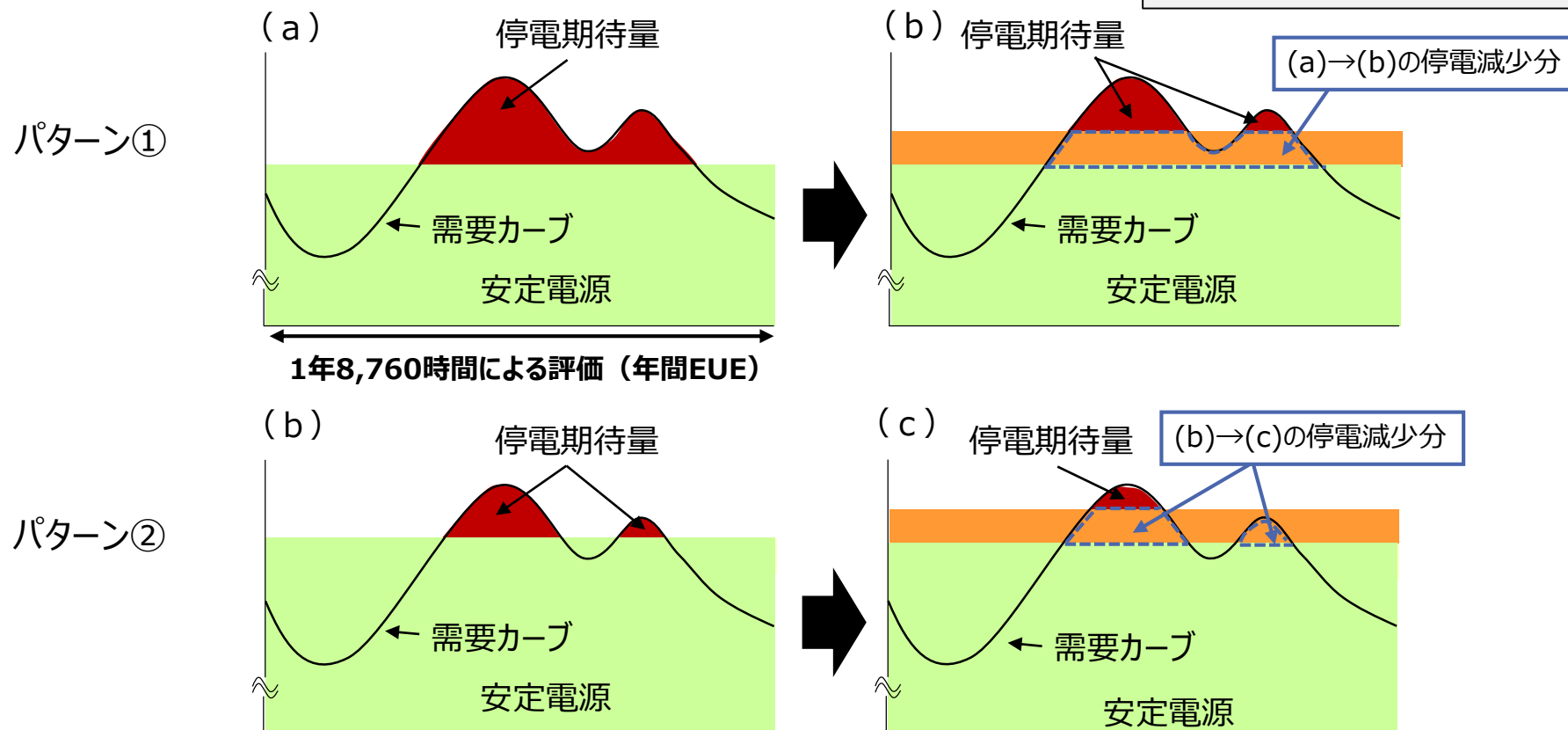
※1 需要家支払い意思の停電コストの上限・下限
供給力不足による計画停電を前提として、大口事業所・中小事業所・個人へ停電コストについて、アンケートした結果をもとに、各需要電力量の割合で加重平均したもの。

※2 容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電単価による便益
トレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価は、Net CONEとEUE計算から結果的に算出されるもの。年度ごとに単価が大きく変動しており、B/Cの値が本単価に左右される懸念が出てきたことから除外。

- 地域間連系線増強による停電期待量（EUE）の低減効果は、一律とはならないことに留意。
- 例えば、下図（a）の状況にて地域間連系線を増強すると（b）のような状況になり、（b）の状況にて地域間連系線を増強すると（c）のような状況になるイメージ。増強規模が同じ場合、（a）の状況にて地域間連系線を増強した場合の方が、停電期待量の低減効果は大きくなる。

地域間連系線増強による停電期待量低減効果のイメージ

第82回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1（2023/2/10）を元に作成



■ 供給計画ケースと目標停電量ケースを参照し、両ケースのアデカシー便益の幅で評価。

第91回広域系統整備委 資料1
(2025/8/8)

貨幣価値項目による費用便益評価(3) ～アデカシー便益～

7

- アデカシー便益は、連系線増強により、必要供給力や停電期待量(EUE)が低減されることにより得られる便益として算定する。
- アデカシー便益を算定する際に基準とする供給信頼度については、**中部関西間連系線の計画策定プロセスでは、工事完了予定時期である2030年以降の供給計画取りまとめにおける年間EUEの値が、容量市場・供給計画における目標停電量を満たしていない実態も踏まえ、供給計画の取りまとめにおける年間EUEを用いることとした。**
- 第90回の本委員会にて参考として示したように、2025年度供給計画の取りまとめにおける年間EUEの値は目標停電量(0.009kWh/kW・年)を超過するエリアもあり、その超過量は、中部関西間連系線増強に係る費用便益評価を行った時より大きくなっている。
- このため、当機関としても、将来の必要な供給力確保のため、中長期的な電源確保の仕組みについて、更なる検討の継続を国へ意見しているところである。
- 連系線の運用は長期間に及ぶことから、このような状況も踏まえ、長期的な目線で評価を行うことが必要と考えられる。よって、**将来的に期待できるアデカシー便益は、『供給計画の取りまとめにおける年間EUEを基準とするケース』(以下、「供給計画ケース」)に加え、『容量市場・供給計画における目標停電量を基準とするケース』(以下、「目標停電量ケース」)も参照し、両ケースのアデカシー便益の幅で評価する。**

※ 2025年度供給計画取りまとめにおける年間EUEには、負荷制限による中国九州間(九州向き)運用容量拡大が考慮されている。負荷制限による運用容量拡大については、増強予定箇所に対する期間限定等の構造的な方策との連付け(将来の運用容量等の在り方に関する作業会)であり、without・with両方で考慮せず、評価断面を揃えて、増強による効果(便益)を評価する。

(参考) 2025年度供給計画における供給力の見通し(短期・長期)、容量市場・供給計画における目標停電量

8

<年間EUEの算定結果>

(kWh/kW・年)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	0.007	0.003	0.035	0.006	0.008	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.001	0.004	0.003	0.049	0.060	0.034	0.021	0.018	0.021	0.020
東京	0.028	0.104	0.113	0.050	0.061	0.034	0.022	0.021	0.024	0.023
中部	0.017	0.002	0.003	0.007	0.007	0.002	0.003	0.002	0.002	0.001
北陸	0.000	0.000	0.002	0.005	0.006	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001
関西	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001
中国	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001
四国	0.000	0.000	0.002	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001
九州	0.021	0.005	0.140	0.449	0.440	0.868	0.986	0.884	0.904	0.777
9エリア計	0.015	0.038	0.056	0.069	0.073	0.102	0.107	0.096	0.099	0.086
沖縄	0.346	0.121	1.983	1.509	1.583	1.672	1.735	1.827	1.660	1.756

供給計画ケース

<容量市場・供給計画における目標停電量>

9エリア	0.018	0.015	0.017	0.010	0.010	0.009	0.010	0.009	0.009	0.009
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

目標停電量ケース

※ 2025年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する

■ 供給計画ケースを参照し、アデカシー便益を評価。

第80回広域系統整備委 資料2
(2024/5/31)

I-4 供給信頼度等向上（アデカシー）について

21

- 連系線増強に伴うアデカシー便益は、広域予備率の管理の下、連系線を介したエリア間応援電力（kW）の増加により生じる。増加したエリア間応援電力は、増強される連系線に接続するエリアだけではなく、他の連系線の活用により全国に供給されるものであることから、その便益は全国に及ぶものと考えられる。
- このため、連系線増強における各エリアのアデカシー便益は、各エリアの最大需要電力（kW）比率に応じて特定し、当該受益に相当する費用については、当該特定者の負担として整理する。
 - ※ 東京中部間連系設備（FC）に係る整備計画においても、安定供給確保に係る各エリアの受益に相当する費用については、エリアの最大需要電力（kW）比率を用いて特定している。
- なお、今回は、アデカシー便益の算定で基準とする供給信頼度については、2024年度供給計画の取りまとめにおいて、中部関西間連系線の工事の完了の予定時期である2030年以降の供給信頼度が、容量市場における目標停電量や供給計画における供給信頼度基準（0.015kWh/kW・年）を満たしていない実態も踏まえ、2024年度供給計画の取りまとめにおける供給力（kW）の見通し（長期）の値を用いる。（次頁参照）
- ただし、本基準については、今後、より適切な値があると考えられる等の場合には、見直しについても検討する。

(参考) 2024年度供給計画における供給力の見通し（短期・長期）

22

2024年度供給計画の取りまとめ
(2024年3月)

	(kWh/kW・年)									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	0.024	0.085	0.035	0.214	0.024	0.021	0.014	0.011	0.012	0.010
東北	0.001	0.004	0.104	0.002	0.029	0.027	0.010	0.008	0.009	0.008
東京	0.009	0.043	0.612	0.047	0.029	0.027	0.011	0.009	0.009	0.008
中部	0.001	0.017	0.022	0.010	0.006	0.006	0.003	0.005	0.006	0.006
北陸	0.009	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.003	0.004
関西	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
中国	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
四国	0.000	0.000	0.003	0.003	0.003	0.003	0.001	0.002	0.002	0.003
九州	0.002	0.039	0.803	0.701	0.726	0.567	0.240	0.234	0.213	0.193
9エリア計	0.005	0.024	0.303	0.093	0.085	0.068	0.029	0.028	0.027	0.025
沖縄	0.069	0.094	3.385	1.163	3.745	1.276	1.364	1.462	1.521	1.354

<容量市場・供給計画における目標停電量>

9エリア	0.033	0.033	0.028	0.027	0.016	0.016	0.015	0.015	0.015	0.015
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

※ 2024年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する