

(長期方針)

長期方針の取組みに対応した  
系統計画業務の方向性  
～費用対便益評価について～

2018年8月2日  
広域系統整備委員会事務局

## ■ 第3 1 回広域系統整備委員会における論点と意見

- 費用対便益評価の考え方
- 地域間連系線検討開始適否判断段階における費用対便益評価の諸元
- 地域間連系線検討開始適否判断段階における便益算出方法

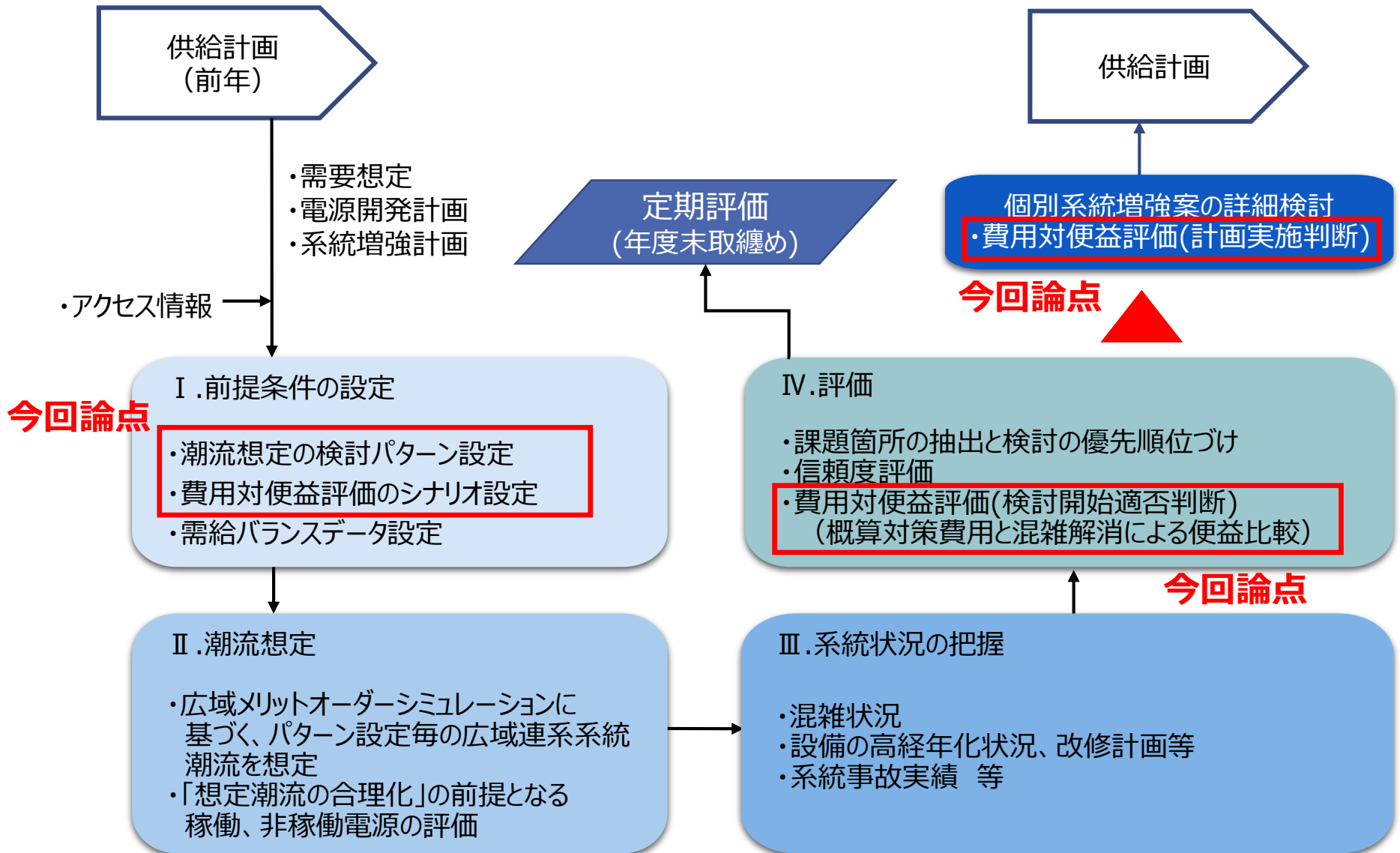
### (主な意見)

- ・各シナリオの結果から総合的に判断するには客観性が重要。
- ・感度分析による結果は判断段階でどのように反映されるのか。
- ・送電線増強は費用便益比1.0以下の結果となることが多いのではないか。

## ■ 今回ご議論いただきたい事項

1. 系統計画業務(定期評価)における検討パターンおよびシナリオ設定
  2. 地域間連系線検討適否判断および計画実施判断段階において検討する便益項目
  3. 地域間連系線費用対便益評価の判断基準について
  4. 今後の予定
- (参考) 費用対便益評価のケーススタディー

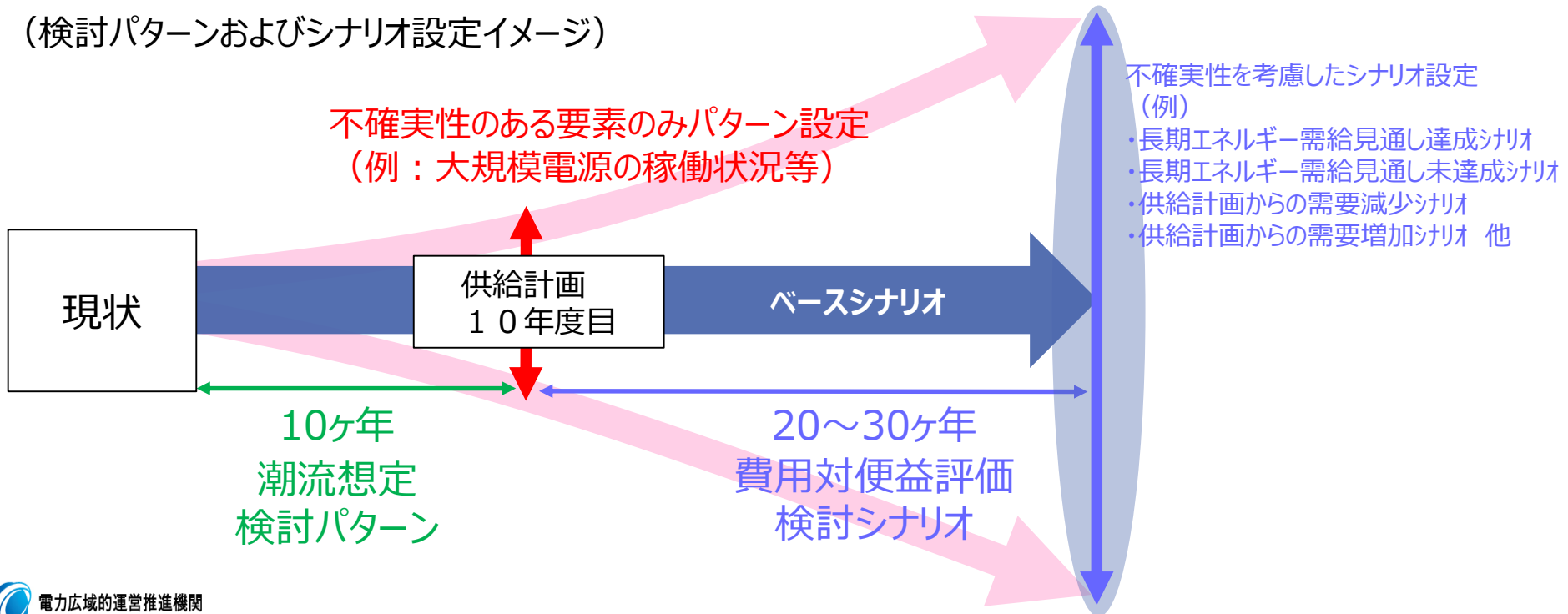
(参考) 広域連系系統の系統計画業務の全体像 (イメージ)



# 1. 系統計画業務(定期評価)における 検討パターンおよびシナリオ設定

- 系統計画業務(定期評価)における潮流想定で用いる検討パターンは、至近10ヶ年における広域連系系統の混雑度合を確認するために必要であり、蓋然性が高い諸元設定のもとに評価する必要があるため、至近の供給計画をベースとし、同計画において不確実性のある要素のみを検討パターンとして設定することとする。
- 一方、地域間連系線の費用対便益評価で用いるシナリオは、潮流想定において混雑が確認された設備について、増強の効果を確認するために用いる。このため、下図の通り供給計画の検討範囲外となる将来20～30ヶ年先について、その不確実性を考慮した上でシナリオ設定する必要がある。

(検討パターンおよびシナリオ設定イメージ)

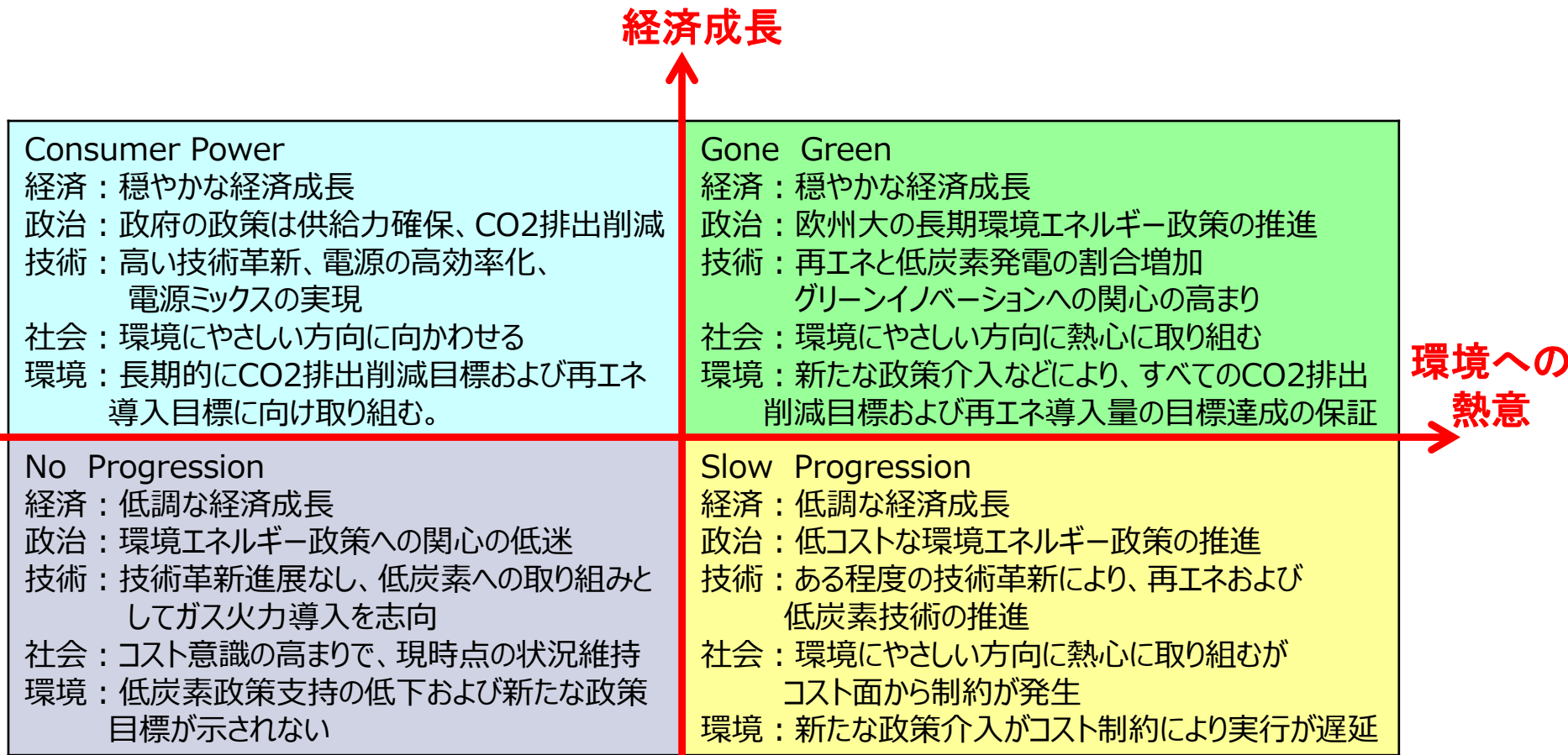


- シナリオ設定においては、需要と電源構成の設定が重要な要素となる。
- 需要については、供給計画を基本とし、供給計画の後半5カ年間の伸び率が低くなるケースと高くなるケースを検討してはどうか。
- 再エネ電源の設備量は、供給計画と系統連系の申込みを基本とし、日本全体における長期エネルギー需給見通しの発電電力量比率の達成(必要によりエリアへの偏在導入ケースも考慮)度合いに応じたシナリオを想定してはどうか。
- 火力電源の設備量は、供給計画と系統連系の申込みにより一定年数を経た設備の廃止を考慮し、長期エネルギー需給見通しの発電電力量比率に満たない場合は、高効率火力電源の新設を見込むこととしてはどうか。
- なお、シナリオの設定に当たっては、国の政策検討におけるシナリオ設定なども踏まえ、恣意的なシナリオにならないように注意が必要である。

【シナリオの設定例】

	基本シナリオ	変化シナリオ
需要	供給計画	供給計画 (需要減少 ~ 需要増加)
再エネ電源	供給計画	エネルギーミックス (予定通り達成~エリアへの偏在導入~達成遅延)
火力	供給計画	供給計画と連系申込み考慮(各エリアの新設、休廃止)

■ シナリオの作成に当たって、公開協議のプロセスにかけられ、利害関係者の意見を取り入れ、アップロードされており、2015年想定シナリオは以下の4つのコンセプトに分けられている。



出典: Electricity Ten Years Statement 2015

空白



## 2. 地域間連系線検討適否判断および 計画実施判断段階において検討する便益項目

- 前回までに、費用便益評価を行う評価項目を整理し、検討開始適否判断段階では、代表的な便益項目のみで評価し、計画実施判断段階では他の項目を含めて詳細に評価することとしていた。その上で、燃料費削減等の代表的な便益項目の評価方法は、これまでにご確認いただいたところ。
- 今回、主に計画実施判断段階で用いる便益項目について、評価方法を整理したのでご確認いただきたい。

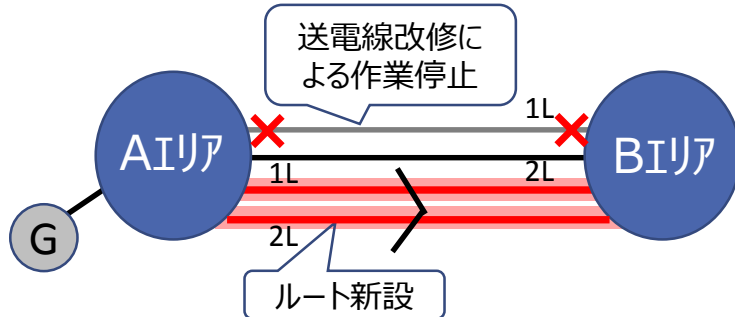
第31回 広域系統整備委員会 資料1-(2) 一部修正

便益項目	便益
【検討開始適否判断段階で用いる主要便益項目】	
燃料費削減	燃料消費の削減による発電費用低減および市場価格低下
CO2削減	CO2削減による環境負荷低減
調整力・予備力調達(便益)	連系線を活用した調整力・予備力調達
①運用面の制約解消(大規模改良工事)	高経年設備対応等による作業停止の影響回避 等
【計画実施判断段階で上記に加えて評価する便益項目】	
②送電損失低減	連系線潮流の変化に伴う送電損失の変化
③運用面の制約解消(定期的な線路停止)	作業停止時の混雑解消 等
④調整力(費用)	変動電源への対応に伴う調整電源費用 等
供給信頼度	補完的な優劣評価

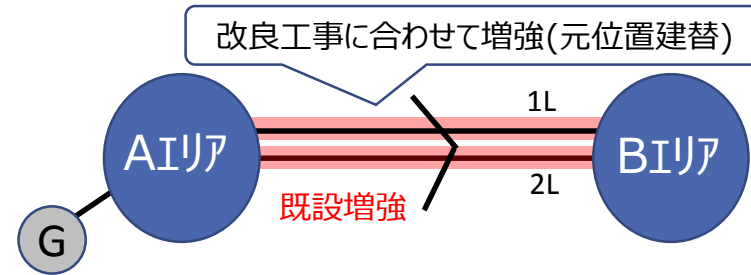
今回論点

- 地域間連系線の高経年化対策等により大規模建替等が計画(実施の蓋然性が高い改良計画)されている場合、便益として以下を評価してはどうか。
  - a. ルート新設により増強する場合、既設送電線作業時の運用容量の減少が回避出来ること。
  - b. 改良工事と同調して、既設送電線を増強する場合、費用対便益評価の費用として考慮する送電線工事費は、増強工事費と既設規模での工事費の差分となること。
- また、作業期間中のリスク対応として、調整力確保のために発電機追加並列などが必要になる場合は、連系線増強の効果として発電機運転費用の削減分を便益として評価してはどうか。

【a. ルート新設による効果】



【b. 改良工事と同調した電線サイズアップ効果】

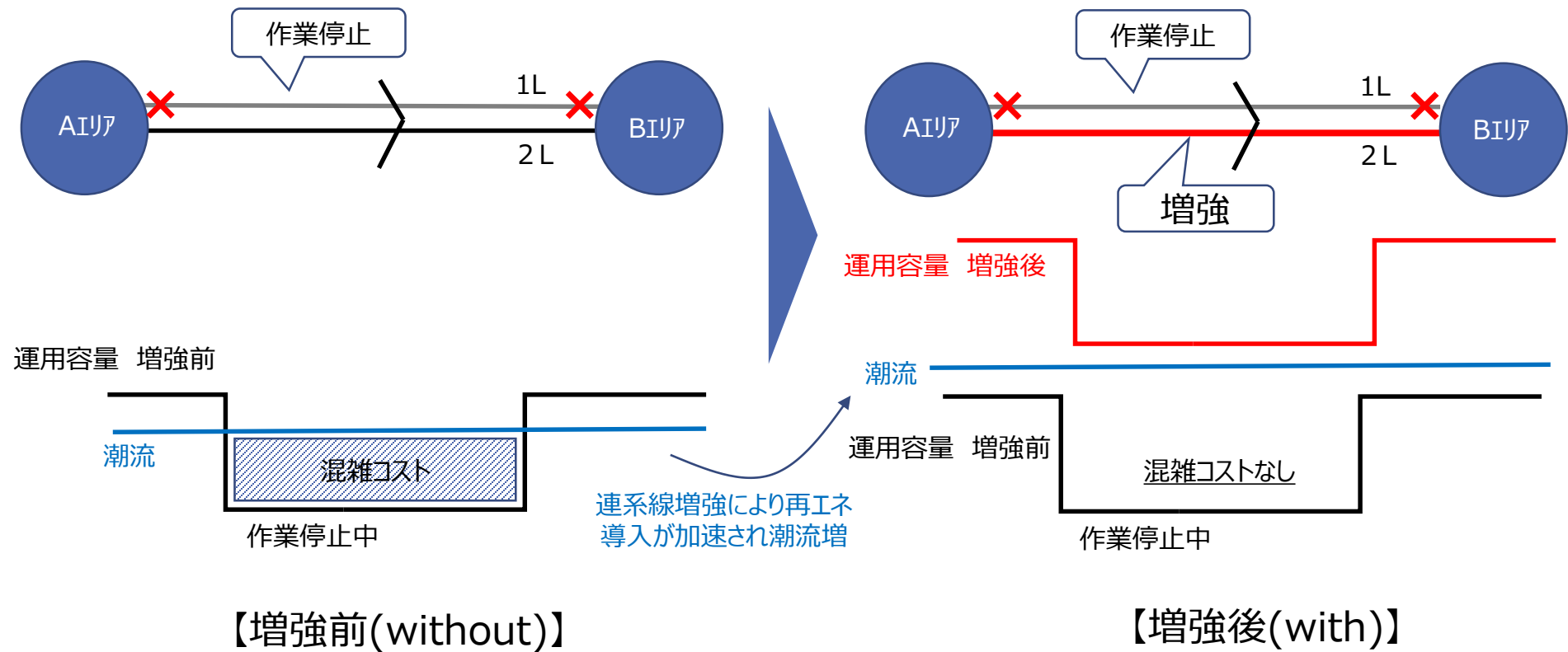


便益	<ul style="list-style-type: none"> <li>・運用容量低下回避に伴う広域的取引抑制回避</li> <li>・作業停止時の残回線停止時リスク対応としての調整力電源確保回避</li> </ul>
費用	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ルート新設工事費：60億円</li> </ul>

便益	<ul style="list-style-type: none"> <li>・改良工事と同調して増強する場合としない場合の比較において便益差なし</li> </ul>
費用	<ul style="list-style-type: none"> <li>・既設規模建替工事費：30億円</li> <li>・増強規模建替工事費：50億円</li> <li>・便益評価で考慮する工事費は20億円 (より便益が出易くなる)</li> </ul>

■ 地域間連系線が増強された場合には、送電線作業停止時の混雑処理量の※軽減効果がある。この効果については、過去の作業実績等(時期、期間)を考慮し、個別に判断し反映することとしてはどうか。（※ただし、連系線が増強されることにより当該線路に流れる潮流が大幅に増加した場合は、混雑量が増えてしまう可能性がある。）

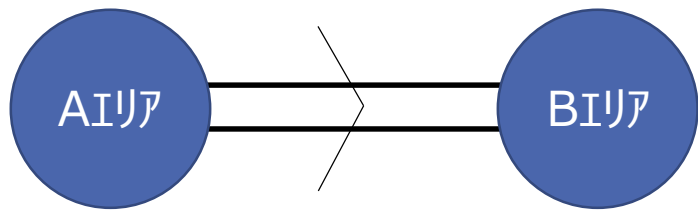
（1回線作業停止の影響回避イメージ図\_既設増強の場合）



- 送電損失の変化は、連系線増強が行われた場合(With)と増強が行われない場合(Without)の潮流計算の結果から算出する。
- 送電損失改善は、主に①電線太線化や②ルート新設に伴う線路抵抗の低減による。
- 増強後の潮流状況にもよるが、仮に下図のように約1.2倍程度の潮流が①,②に流れた場合、連系線単体における送電損失は、② < ① < ①となる。

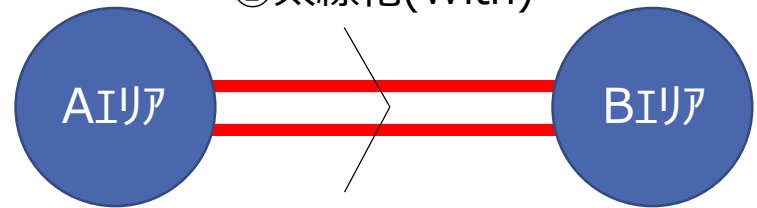
(イメージ図)

①現状(Without)



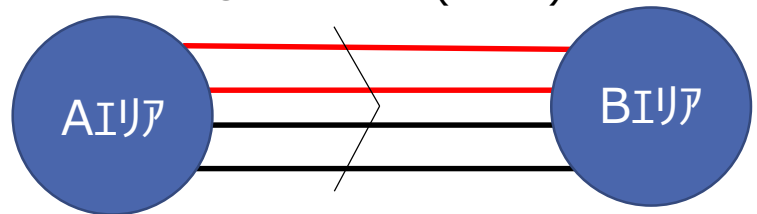
線路抵抗(A-B) :  $R(\Omega)$   
 線路潮流 :  $I(A)$   
 送電ロス :  $RI^2(MW)$

①太線化(With)



線路抵抗(A-B) :  $0.75R(\Omega)$   
 線路潮流 :  $1.2I(A)$   
 送電ロス :  $1.08RI^2$

②ルート新設(With)



線路抵抗(A-B) :  $0.5R(\Omega)$   
 線路潮流 :  $1.2I(A)$   
 送電ロス :  $0.72RI^2$

- 一般的に線路抵抗は送電線の距離に比例し増加する。
- このため、日本のような長距離くし形系統において、一部の連系線増強により電源の地域偏在が加速し広域的な潮流が増加すると、増強による送電損失改善効果を上回る送電損失が潮流増加により発生し、トータルとして送電損失が増加することも考えられる。
- よって、送電線損失評価については、エリア内の潮流変化も含め広域的な評価が必要となる。

例) 関門連系線を増強した場合のイメージ

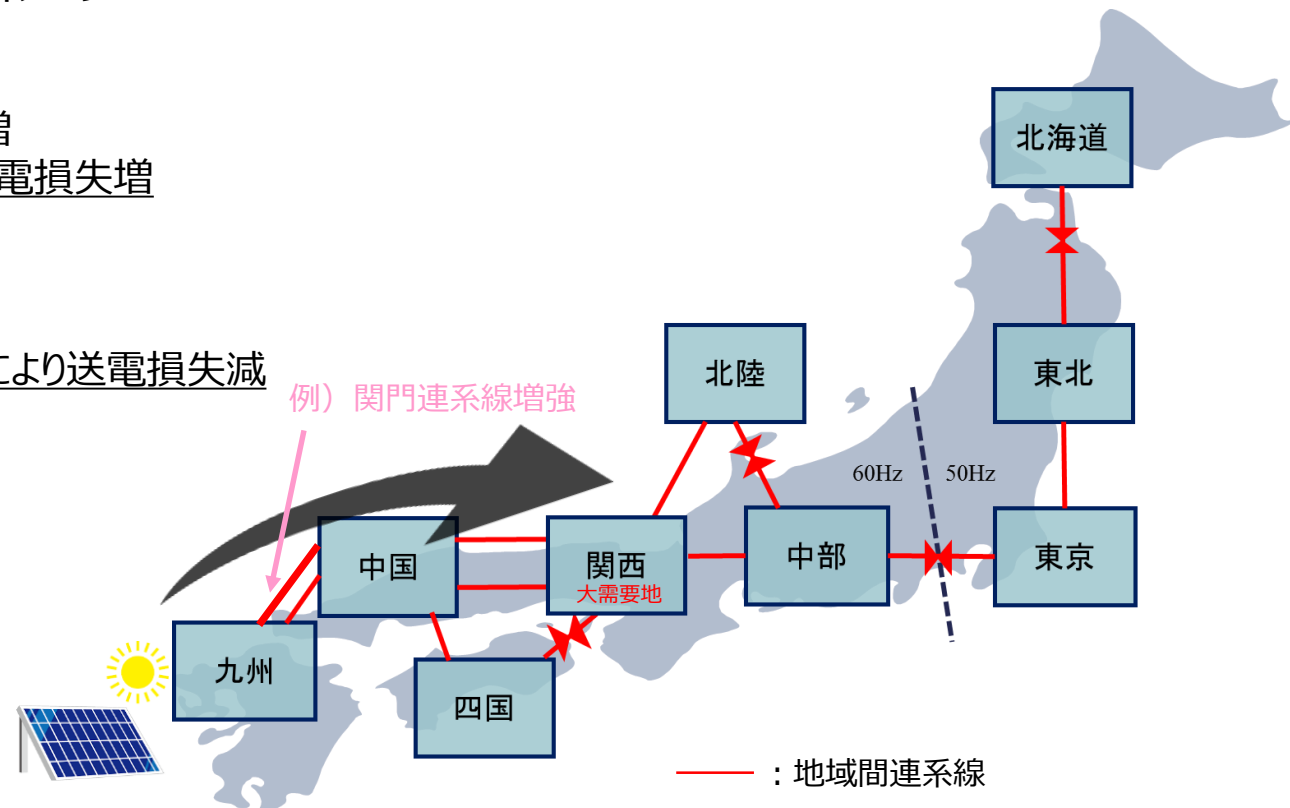
<送電損失増分>

- ・九州再エネ増
  - ・九州→中国・関西方面への潮流増
- ①中国，関西地内潮流増により送電損失増

<送電損失減分>

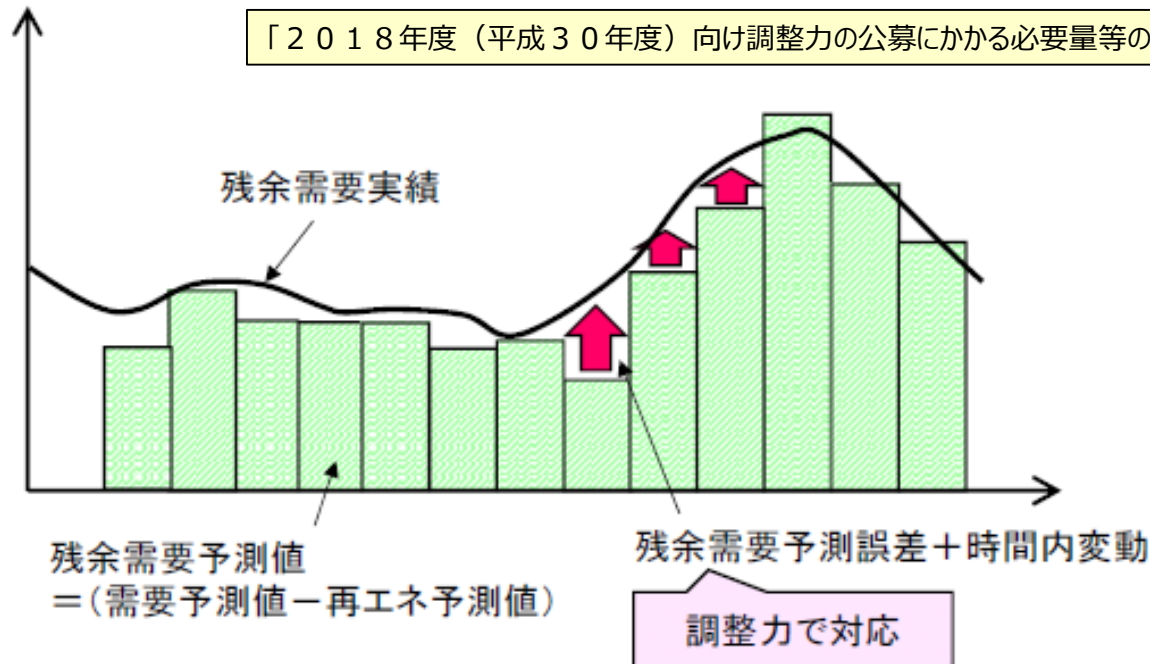
- ・関西・中国地内の火力出力減
- ②中国，関西地内の一部潮流減により送電損失減

①、②の広域的な総合評価が必要



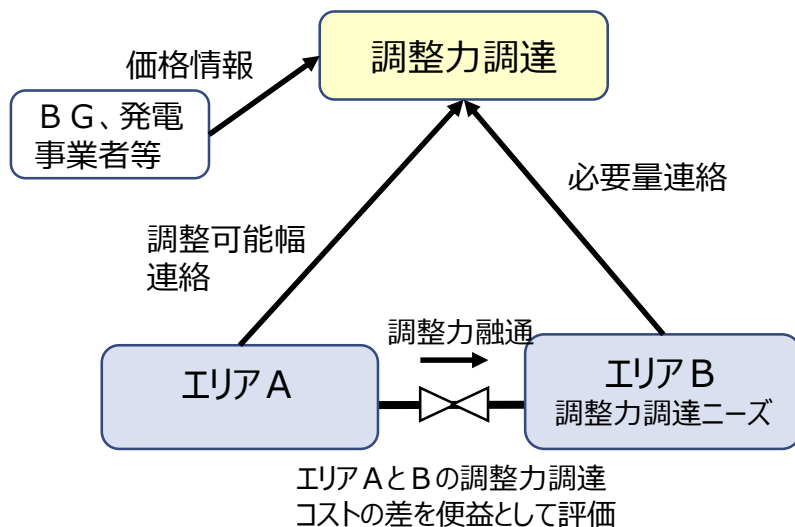
## 2-3. ④調整力調達（費用）

- 連系線を増強した際の便益として、再エネ導入拡大の効果がある場合もあるが、その一方で、変動電源対応調整力の必要量が増加し、調整力に係るコストの増加が想定されるため、これを評価項目として考慮してはどうか。
- 変動電源対応調整力とは、以下の変動に対応する調整力である。
  - ✓ 再エネ出力予測誤差（残余需要予測誤差）
  - ✓ 再エネ出力変動（残余需要の時間内変動）
- 調整力の必要量は、調整力の提供対象期間の前年度に、至近1年間の実績データを用いて算定しているため、最新の算定結果を踏まえ評価することとしたい。

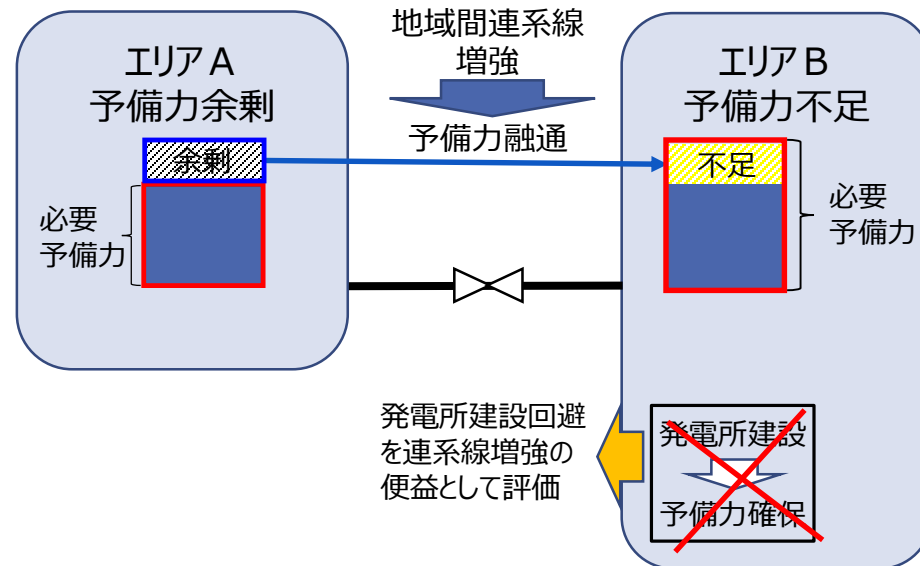


- 地域間連系線の活用により、他エリアからの安価な調整力・予備力の広域調達や、調整力・予備力確保のための新規電源開発の回避といった便益も考えられる。
- 一方、連系線を活用した調整力・予備力の広域的調達にあたっては、連系線増強により増加する送電容量の一部を確保する必要があるため、卸電力取引市場活性化による便益が減少する可能性がある。
- 現在、調整力・予備力の広域調達に関する検討が行われているため、今後の議論状況等を踏まえ、適切に評価する。

【調整力調達イメージ】※



【予備力調達イメージ】※



※現在検討中のため、調達方法等については未定



- 燃料費削減については、広域メリットオーダーに基づいた連系線潮流シミュレーションにより、地域間連系線増強をした場合(With)と増強しない場合(Without)の総燃料費の差分として算出可能。
- CO2削減については、同様に燃種毎の発電量の差分から、燃種毎の排出係数やCO2クレジット価格を用いて貨幣価値換算が可能。
- 将来の燃料価格、CO2クレジット価格は国際エネルギー機関 (International Energy Agency : IEA) の想定等を参照し、パラメーターとして変化させ感度分析をする。

【便益の評価方法例】

【燃料費削減】

(Without)		➔ (削減分)	(With)	
総コスト (億円)			総コスト (億円)	
エリア	合計		エリア	合計
9エリア計	56,786		9エリア計	56,672

114億円/年

(燃料価格のパラメーター考慮)

100~114~120 (億円/年)

【CO2削減】

燃種	削減量 (億kWh)	排出係数(※) (kg-CO2/kWh)	クレジット価格 (円/t-CO2)	CO2削減便益 (億円/年)
石炭	20	0.864	1,900~5,500	43~125
LNG	10	0.476		
石油	1	0.695		

(※)出典:電力中央研究所

「日本における発電技術のライフサイクルCO2排出量総合評価 (2016年7月)」

■ 供給信頼度については、第27回広域系統整備委員会にてご議論頂いた通り、一定の供給信頼度を確保するためには便益に関わらず系統増強が行われるため、これを上回る供給信頼度の向上に伴う便益は、複数案の優劣評価に補完的に活用する。

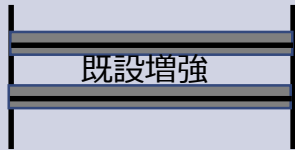

第27回 広域系統整備委員会 資料1-(2)

3-4. 信頼度に係る便益評価について

16

- 現在、供給信頼度を理由とした設備増強は、信頼度基準に基づき判断している（アデクシーとセキュリティ）。一定基準以下の信頼度に対しては便益に関係なく設備対策を実施している。一方で、基準を超える稀頻度事象に対しては、原則として供給支障等を許容し、設備対策は実施していない。
- 信頼度の評価は、停電発生頻度や停電コストを用いて貨幣価値換算が可能である。ただし、停電時間や時期、停電した事業者により大きく異なるため、適切な停電コストの評価は難しいのが実態である。
- 以上から、信頼度に関して費用対便益評価を適用する場合、現在の信頼度基準との関係を整理したうえで、適切な適用方法について検討が必要である。
- 一般的に、停電コストは信頼度基準の妥当性を確認するために用いられ、供給信頼度を理由とした設備増強はその信頼度基準に基づき実施している。
- 海外においても、直接的な経済便益として信頼度評価を用いている事例は少なく、総発電コスト低減などの経済便益評価において同等の評価となった場合に、補完的な優劣評価として信頼度を用いているのが実態である。
- 海外の実態等を踏まえれば、費用対便益評価における、基準を上回る信頼度向上分の評価は、補完的な優劣評価として用いることとしてはどうか。

【複数案比較イメージ】

既設設備増強	新設による増強 (複数ルート化)
	
<ul style="list-style-type: none"> <li>・N-1時の送電容量は増強により増加</li> <li>・N-2時の影響は変化なし</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・N-1時の送電容量は新設分の容量が増加</li> <li>・既設送電線N-2時にも新設ルートが確保</li> </ul>
△	○
供給信頼度 △ < ○	

### 3. 地域間連系線費用対便益評価の判断基準について

- 計画実施判断段階での判断基準については、将来の便益変動リスクを考慮し、検討開始適否判断段階より厳しくする（PJMでは費用便益比1.25）という考えもあるが、計画実施判断段階で便益の増加があまり見込まれない状況では、評価として厳しいものになるのではないか。
- 従って、計画実施判断段階の判断基準は、検討開始適否判断段階の判断基準である『基本シナリオでは、費用便益比が1.0以上であることを基本とする。また、その他シナリオケースでは、総合的に費用便益比が1.0以上』を最低限満たすこととし、感度分析の結果も踏まえ広域系統整備委員会にて、個別に審議することとしてはどうか。
- ここで「総合的」とは、シナリオによって費用便益比が1.0を満たすもの、満たさないものがあるなかで、各シナリオの蓋然性を含め、設定の妥当性について議論し、またその評価結果について審議する、ということではないか。
- その際は、次頁のように感度分析の結果も考慮するべきではないか。

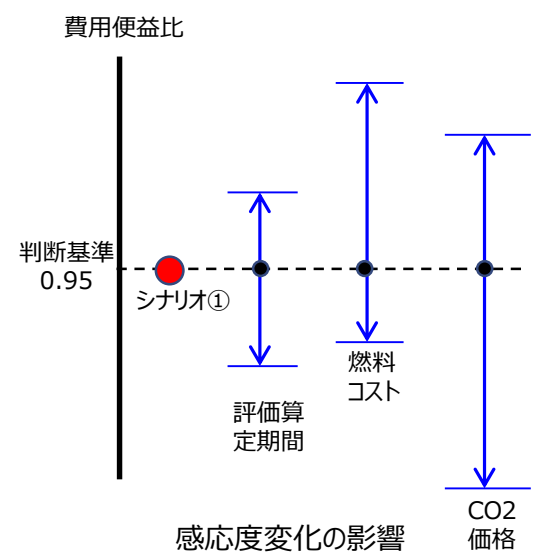
(各検討段階における前提条件の考え方および諸元の案)

検討諸元	①検討開始適否判断	②計画実施判断
費用対便益評価の算定期間	主要な工事の法定耐用年数（例：架空送電36年、変電22年）	
割引率	4% (公共事業の費用対便益と同等)	市場金利や借入金の利率等から必要により見直し
評価方法	基本的に費用便益比（その他の評価指標も必要により活用）	
判断基準	<ul style="list-style-type: none"> <li>・基本シナリオで1.0以上を基本</li> <li>・その他のシナリオケースでは総合的に1.0以上</li> <li>・感度分析の結果を踏まえ委員会にて個別に審議</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・検討開始適否の判断基準を最低限満足すること</li> <li>・感度分析の結果を踏まえ委員会にて個別に審議</li> </ul>
年経費率	変電設備：10.7% 送電設備：7.9%（その他は個別に設定）	

- 費用対便益評価の不確実性の要因は、燃料やCO2削減（クレジット）といった国際的に取引される商品の価格変動が主なものである。
- また、評価算定期間や割引率など、単一に設定すべきでない要素もある。
- これらは、各々が評価結果に与える影響を幅をもった形で把握し、判断材料として取扱うこととしてはどうか。
- 例えば、下の表のようなケースでは、シナリオとしての費用対便益は0.95の結果となる。各感応度分析による影響を把握し、費用便益比が1.0を上回る蓋然性が高いと判断することとなれば、このシナリオについても費用便益評価が1.0を上回ると判断することになるのではないか。
- また、計画実施判断段階の工事費は、検討開始適否判断段階より精度が上がっていると考えられるが、必要により材料費や人件費の変動などの感度分析を行い、影響を把握したうえで、計画実施の判断をすることとしてはどうか。

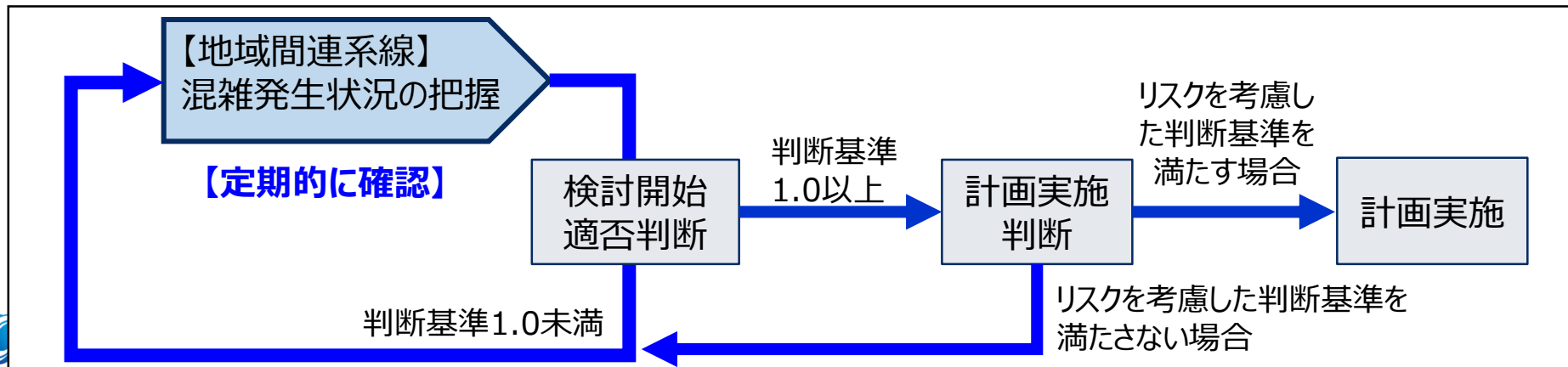
感度分析例

項目	感度	費用	便益	費用便益比	感度分析評価
シナリオ①		100	95	0.95	
評価算定期間	25年	75	65	0.87	1.09~0.87
	50年	110	120	1.09	
燃料コスト	高騰	100	120	1.20	1.20~0.90
	低下	100	90	0.90	
CO2価格	高騰	100	115	1.15	1.15~0.80
	低下	100	80	0.80	



- 検討開始適否判断段階における判断基準については、基本シナリオでは、費用便益比が1.0以上であることを基本とする。また、その他シナリオでは、総合的に費用便益比が1.0以上とすることとしてはどうか。但し、判断基準を下回る場合であっても、その後の系統状況の変化を踏まえ定期的に検討開始適否判断を実施する。
- 検討開始適否評価の周期については、系統状況の変化や電源の状況変化を踏まえ、海外の状況も考慮しながら定期的に行うこととする。(PJMは12ヶ月と24か月スタディーケースがある。長期は24か月周期で検討)  
なお、初期段階では混雑発生状況等から優先順位をつけて評価を行うことになると考えている。
- 電源開発動向、市場動向、国のエネルギー政策や制度改革の動向などの事業環境が大幅に変化する際には、適宜対応することとしてはどうか。

	費用便益比
判断基準	基本シナリオでは1.0以上を基本 (その他シナリオでは総合的に1.0以上)



## 4. 今後の予定

- 今後、系統計画業務定期評価の具体的なしくみの構築に向け、評価方法の詳細や検討フローについて整理を進めていく予定である。あわせて、潮流想定に必要となるシミュレーションツールの改良・高機能化の検討を進める。
- 地域間連系線費用対便益評価については、これまでの議論結果を踏まえ手順書案を作成する。

	2018年度				2019年度
	1 Q	2 Q	3 Q	4 Q	
広域系統整備委員会	● ↑ ○	● ↑ ○	● ↑ ○	● ↑ ○	
系統計画業務の方向性	方向性整理	地域間連系線費用便益評価	定期評価・検討フローの整理		地域間連系線費用便益評価（試行）
			手順書案作成		定期評価・検討フローの確認
			広域連系メ리트オーダーシミュレーション改良・高機能化		手順書案修正



## (参考) 費用対便益評価のケーススタディー ～66kV送電線増強における評価～

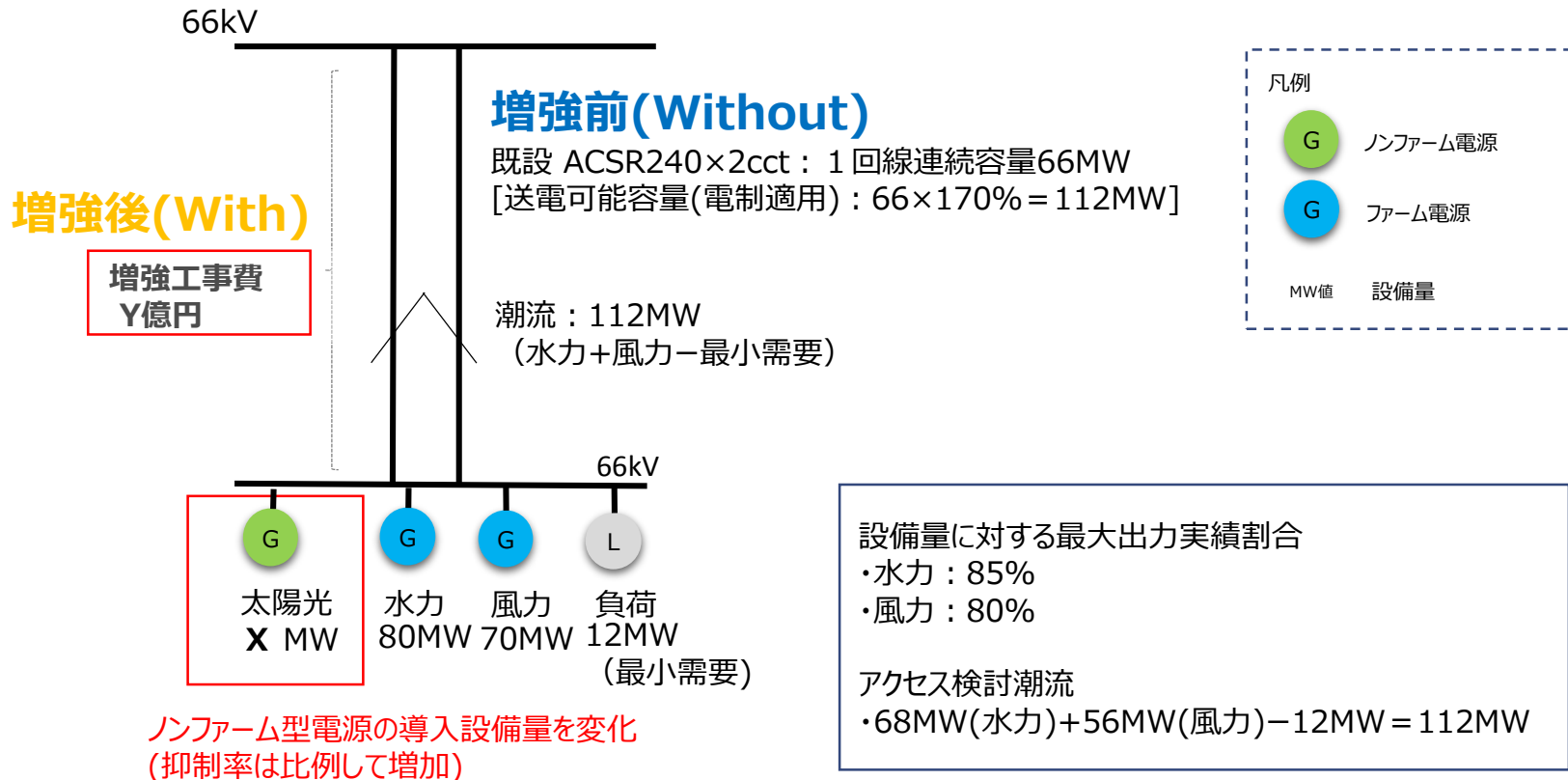
- 前回頂いた「送電線増強は費用便益比1.0以下の結果となることが多いのではないか。」という意見を踏まえ、判断基準(総合的に費用対便益比1.0以上)の相場感を確認するため、費用対便益評価のケーススタディーを実施した。
- 送電線増強の有無(With/Without)による便益の算出は、地域間連系線においても地内送電線においても基本的な考え方は同じであるため、ここでは、一般的な66kV系統放射状系統の増強について、諸々の仮定をおき評価を実施した。

### 本検討の留意事項

- 増強対象は66kV送電線のみとし、さらなる上位系統の増強工事は発生しないものと仮定。
- 考慮する抑制は、送電線の容量制約によるもののみと仮定。(需給による抑制は考慮しない)
- 再エネの抑制回避により削減される火力の燃料種別は、全時間帯においてLNGと仮定。
- 作業停止期間を発電機の停止(定検等)に合わせることは考慮していない。
- 工事費は標準的なものを採用しており、周辺環境に伴う変動は考慮していない。

- 費用対便益評価は、ノンファーム型接続適用後の増強要否の判断に用いられることを想定していることから、ノンファーム型電源の抑制率と費用対便益比の相関について大よその感触をつかむべく、ノンファーム型電源設備量、増強工事費をパラメータとして複数ケース費用対便益比を試算した。

## 系統状況



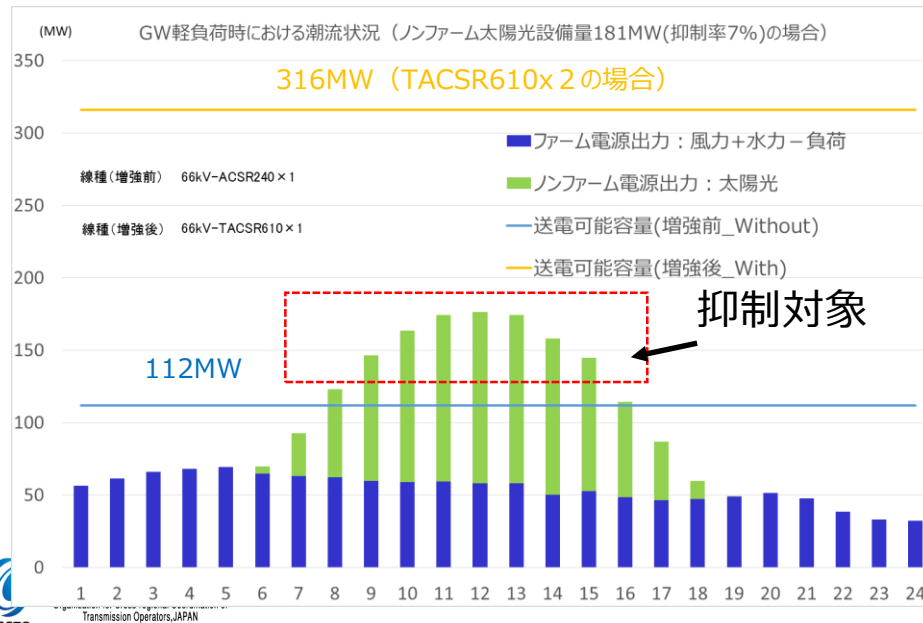
# 計算条件

- ・シミュレーション期間 : 8760h
- ・設備利用率 : 太陽光 11%、水力 42%、風力 24%(2016年度エリア実績より)
- ・発電機出力パターン : 2016年度エリア実績を採用
- ・抑制の考え方 : プロラタ抑制※<sup>1</sup> (ノンファーム電源の抑制はN-1電制適用時の容量超過時と仮定)
- ・燃料・CO2単価 : LNG平均値と仮定 (燃料費\_12.8円※<sup>2</sup>/kWh、CO2削減費\_2.3円/kWh)
- ・作業停止 : 107h/年\_端境期(2016,2017エリア実績平均より)
- ・電制適用 : 有\_1回線連続容量×170%まで送電可能と仮定

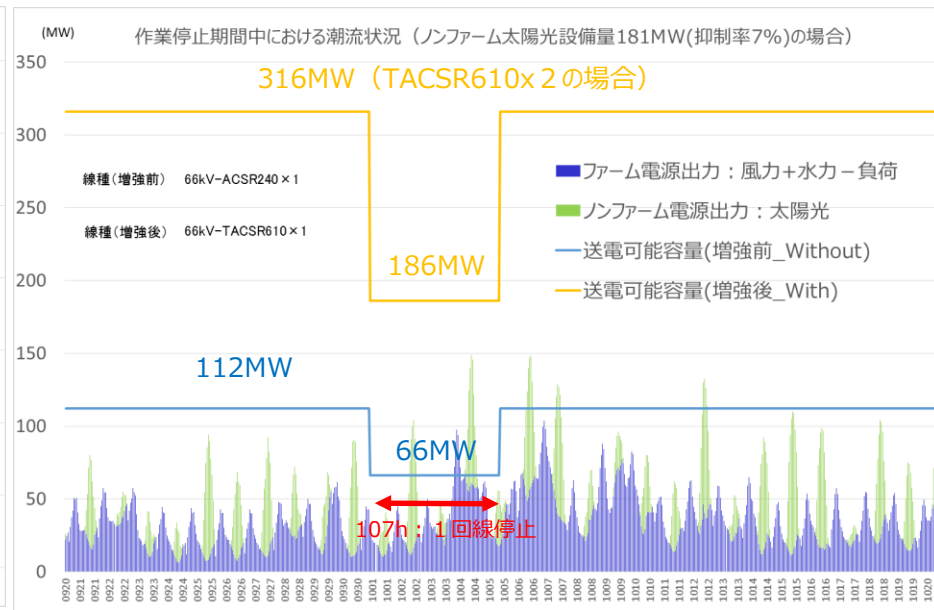
※<sup>1</sup> ノンファーム電源の抑制方法については、今後、広域系統整備委員会において議論予定

(※<sup>2</sup> 発電コスト検証ワーキンググループ (2015年5月26日) 発電コストレビューシート「表3」燃料価格・「表4」CO2価格)

## GW軽負荷時期(24h)

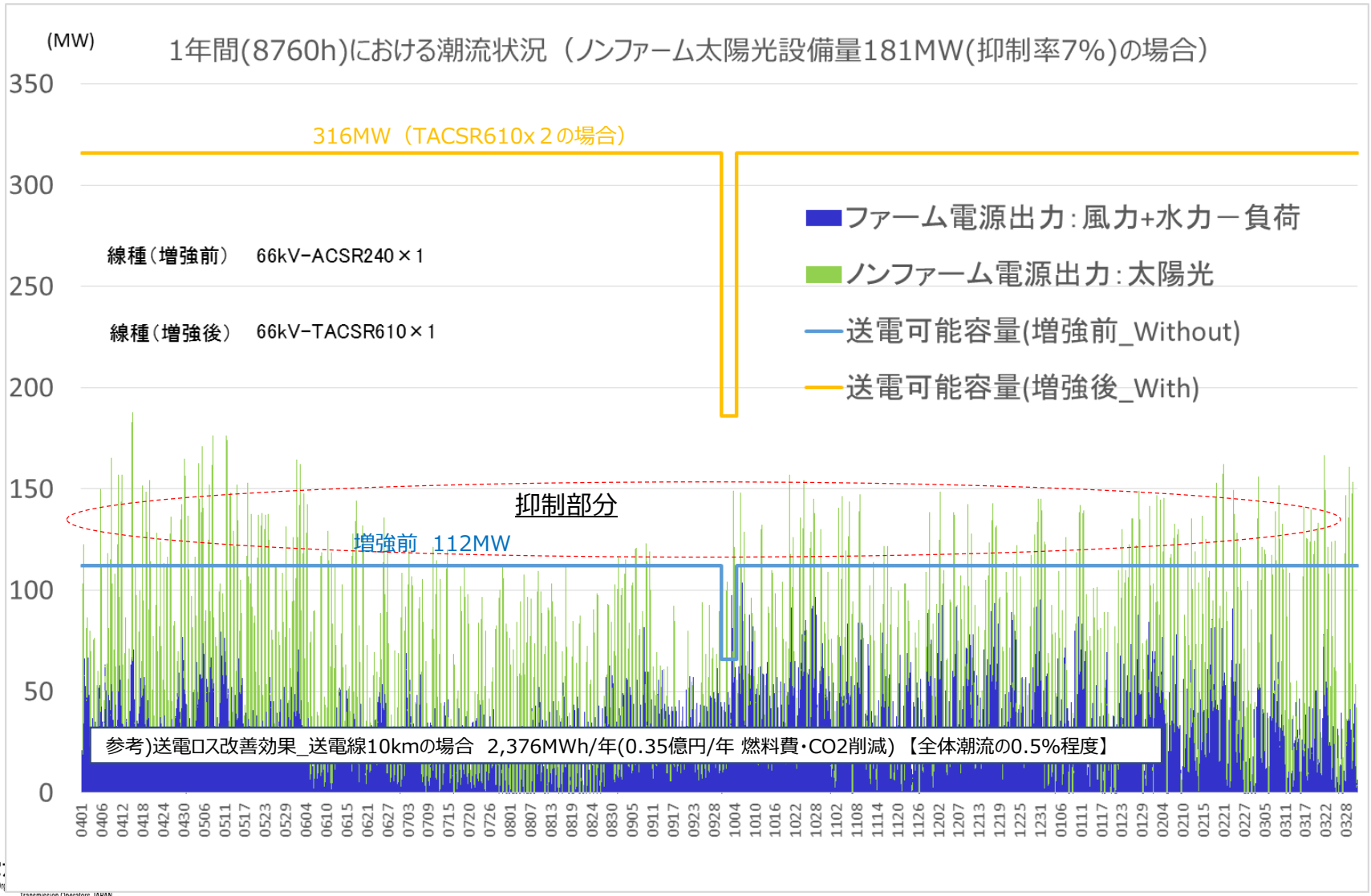


## 作業停止時期 (9月末～10月末)



# 便益評価項目について

■ 便益項目として、燃料費・CO2削減効果および作業停止時の抑制回避効果について評価した。



# 検討結果 ノンファーム型電源設備量と燃料費・CO2対策費削減効果の関係について (増強前(Without)-増強後(With)) 比較 29

■ ノンファーム型電源の導入設備量と増強による燃料費・CO2対策費削減効果の関係は以下の通り。

ノンファーム 太陽光設備量 【X MW】	抑制量(MWh/年)		抑制回避量 (MWh/年)	燃料費削減 (億円/年)	CO2対策費削減 (億円/年)	合計 削減額 (億円/年)
	①増強前 (Without)	②増強後 (With)	② - ①			
	156	6,188(4%)				
165	8,113(5%)	0	8,113	1.04	0.19	1.23
174	10,252(6%)	0	10,252	1.31	0.24	1.55
181	12,391(7%)	0	12,391	1.59	0.29	1.87
189	14,778(8%)	0	14,778	1.89	0.34	2.23
196	17,198(9%)	0	17,198	2.20	0.40	2.60
203	19,817(10%)	0	19,817	2.54	0.46	2.99
209	22,432(11%)	0	22,432	2.87	0.52	3.39
216	25,217(12%)	0	25,217	3.23	0.58	3.81
222	28,129(13%)	0	28,129	3.60	0.65	4.25
229	31,174(14%)	0	31,174	3.99	0.72	4.71
235	34,387(15%)	0	34,387	4.40	0.79	5.19
241	37,465(16%)	0	37,465	4.80	0.86	5.66
248	40,906(17%)	0	40,906	5.24	0.94	6.18
254	44,453(18%)	0	44,453	5.69	1.02	6.71
261	48,121(19%)	2	48,119	6.16	1.11	7.27
267	51,888(20%)	5	51,883	6.64	1.19	7.83

(抑制率%) : 年間抑制量(MWh) / 年間想定発電量(MWh)

# 検討結果 ノンファーム型電源の抑制率と費用対便益評価の相関

- ある一定の仮定のもとでの試算ではあるが、現実的な66kV増強規模ケースにおいて、費用対便益比が1.0以上の結果が得られるケースがありうることを確認した。

## 費用対便益比 1.0以上

ノンファーム 太陽光設備量 【X MW】	※ <sup>1</sup> 抑制率 (%)	増強工事費【Y億円】					
		12億円	24億円	36億円	48億円	50億円	100億円
		※ <sup>2</sup> 架空送電線建替				※ <sup>2</sup> 地中線新設	
		5km相当	10km相当	15km相当	20km相当	5km相当	10km相当
156	4%	0.99	0.49	0.33	0.25	0.21	0.10
165	5%	1.29	0.65	0.43	0.32	0.27	0.14
174	6%	1.63	0.82	0.54	0.41	0.34	0.17
181	7%	1.97	0.99	0.66	0.49	0.42	0.21
189	8%	2.35	1.18	0.78	0.59	0.50	0.25
196	9%	2.74	1.37	0.91	0.68	0.58	0.29
203	10%	3.16	1.58	1.05	0.79	0.66	0.33
209	11%	3.57	1.79	1.19	0.89	0.75	0.38
216	12%	4.02	2.01	1.34	1.00	0.85	0.42
222	13%	4.48	2.24	1.49	1.12	0.94	0.47
229	14%	4.97	2.48	1.66	1.24	1.05	0.52
235	15%	5.48	2.74	1.83	1.37	1.15	0.58
241	16%	5.97	2.98	1.99	1.49	1.26	0.63
248	17%	6.52	3.26	2.17	1.63	1.37	0.69
254	18%	7.08	3.54	2.36	1.77	1.49	0.75
261	19%	7.66	3.83	2.55	1.92	1.61	0.81
267	20%	8.26	4.13	2.75	2.07	1.74	0.87

※ 1 年間抑制量(MWh)／年間想定発電量(MWh)

※ 2 年経費率：架空 7.9%,地中 9.0%(割引率：4%)