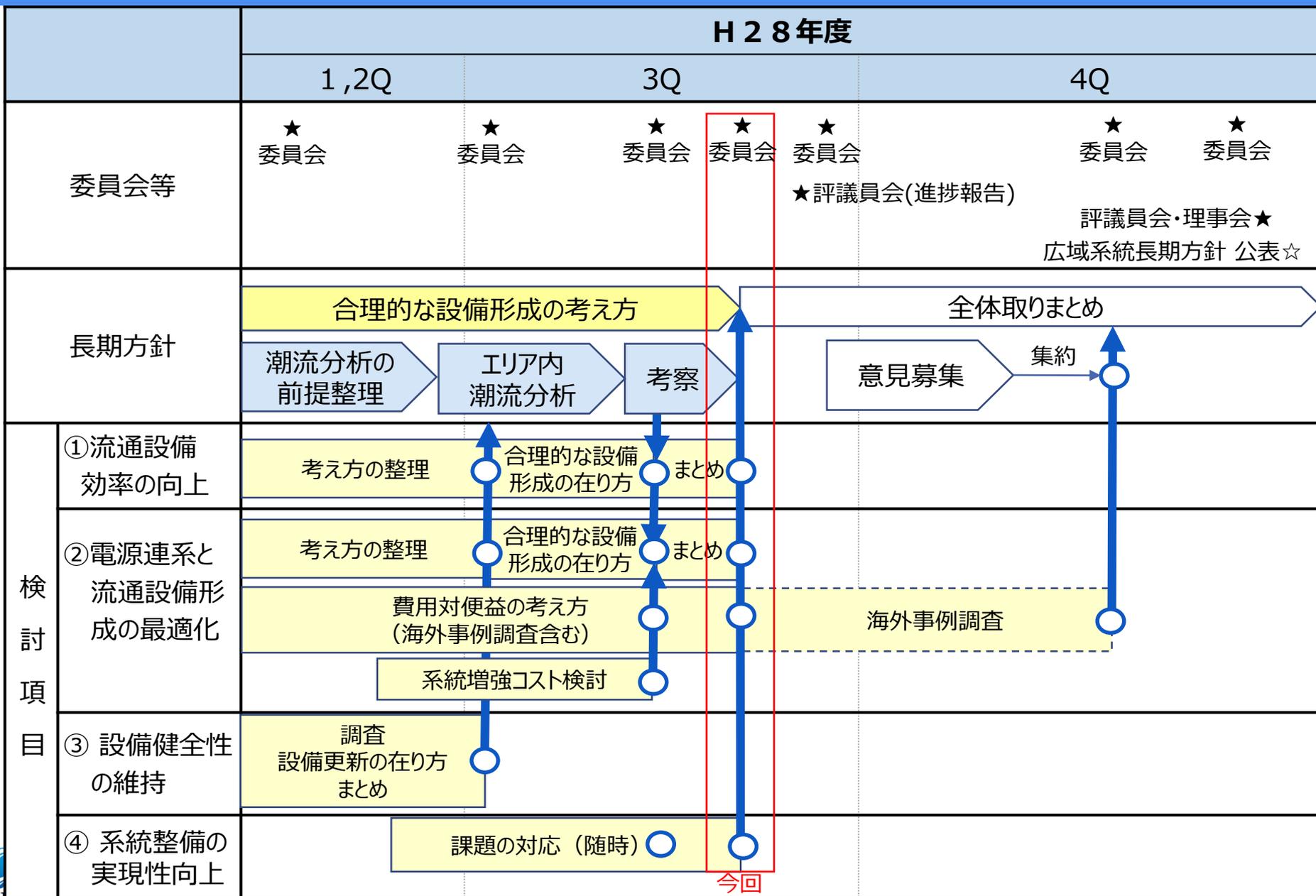


広域系統長期方針の策定について

2016年11月21日
広域系統整備委員会事務局

■ ご議論頂きたい事項

1. 前回委員会にて頂いたご意見、課題等
2. 追加ケースによる電力潮流シミュレーション
3. 長期方針の取りまとめに向けて



これまでの基幹系統整備

- ・電力需要の漸増に対応するため、大規模電源開発と系統整備を総合的に評価した設備形成

確実性の高いシナリオを
ベースに系統整備

環境 変化

- ・人口減少・省エネ(節電)の推進により電力需要は横ばいから減少へ
- ・電力自由化の進展による新設火力の計画増加
- ・自然変動電源の大量導入
- ・系統の広域利用ニーズの拡大
- ・高経年流通設備の増加

系統利用の
不確実性の拡大

将来を見通した基幹系統整備にかかる課題

- ✓ 広範囲に系統混雑する一方で、実質的な設備効率は低下
- ✓ 電源計画・運用（将来の新規電源計画・休廃止計画など）の不確実性の高まりによる系統計画の合理性確保の困難化
- ✓ 新規電源導入の円滑化
- ✓ 高経年流通設備の大量更新 など

流通設備の
非効率化が進む

広域連系系統のあるべき姿

- 3つの軸に沿って、適切に設備形成・運用されている状態
- I. 適切な信頼度の確保
 - II. 電力系統利用の円滑化・低廉化
 - III. 電力流通設備の健全性確保

あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方 【今年度検討】

- ① 流通設備効率の向上
- ② 電源連系と流通設備形成の最適化
- ③ 設備健全性の維持
- ④ 系統整備の実現性向上

将来潮流の考察

考え方の整理にあたり、
エリア内を含む潮流分析を実施

1. 前回委員会にて頂いたご意見、課題等

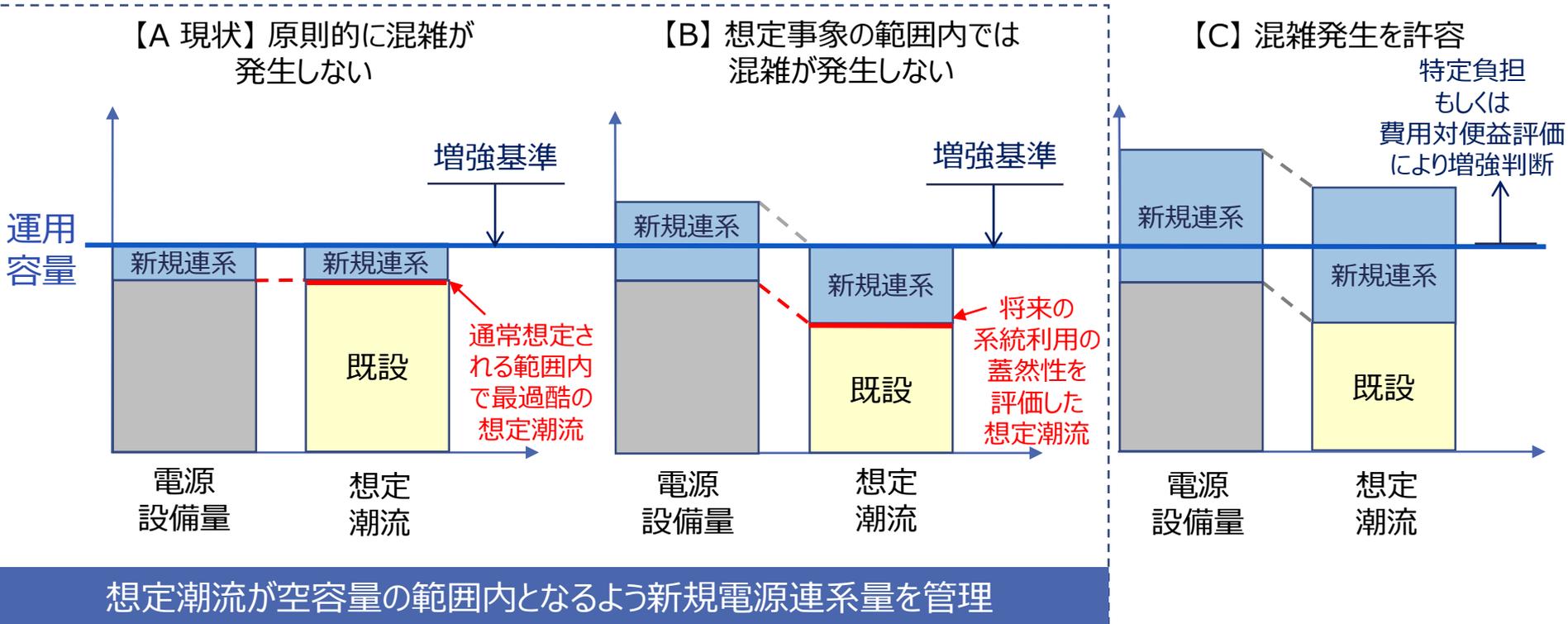
1 - 1. 流通設備効率の向上

- 「流通設備効率の向上」については、以下の方向性にて取りまとめたい。
 - 設備効率向上に向けて、前回までにご議論いただいた取組を進めること。
 - 本取組を実現するに当たっては、システムの信頼度確保の観点や、既存の系統利用者と新規系統利用者との運用上の取扱い等といった、多くの解決すべき課題があるため、段階を追って着実に推進すること。

分類	前回委員会にて頂いたご意見、課題等
流通設備の利用効率向上	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 出力抑制対象となる電源に対して合理的な説明が必要であるため、出力抑制方法の仕組みづくりが必要。 ✓ 非常時に稼働する電源をどのように想定潮流に織り込むか、安定供給の観点では重要。

- 将来の系統利用・潮流動向を踏まえると、流通設備効率の長期的な低下が想定されるため、系統利用の蓋然性評価の合理化・精度向上を図り、既存流通設備を最大限活用し、効率的な設備形成を目指すとともに電源連系の円滑化を図る。
- 一方で、設備効率向上の取組みを進めるに当たっては、系統混雑発生時の電源出力調整方法等、運用面のルール整備やシステム構築等、様々な課題がある。
- また、長期的には、混雑の可能性のある系統が面的に拡大し、連系電源が供給力として十分に活用できなくなるなど供給信頼度が低下する可能性があるため、これらの影響を継続的に評価していくことが必要である。
- 従って、系統・需給に関する信頼度面・運用面の課題を解決しつつ、設備効率向上を進めていくことを目指す。

課題を解決しつつ、設備効率向上を進める



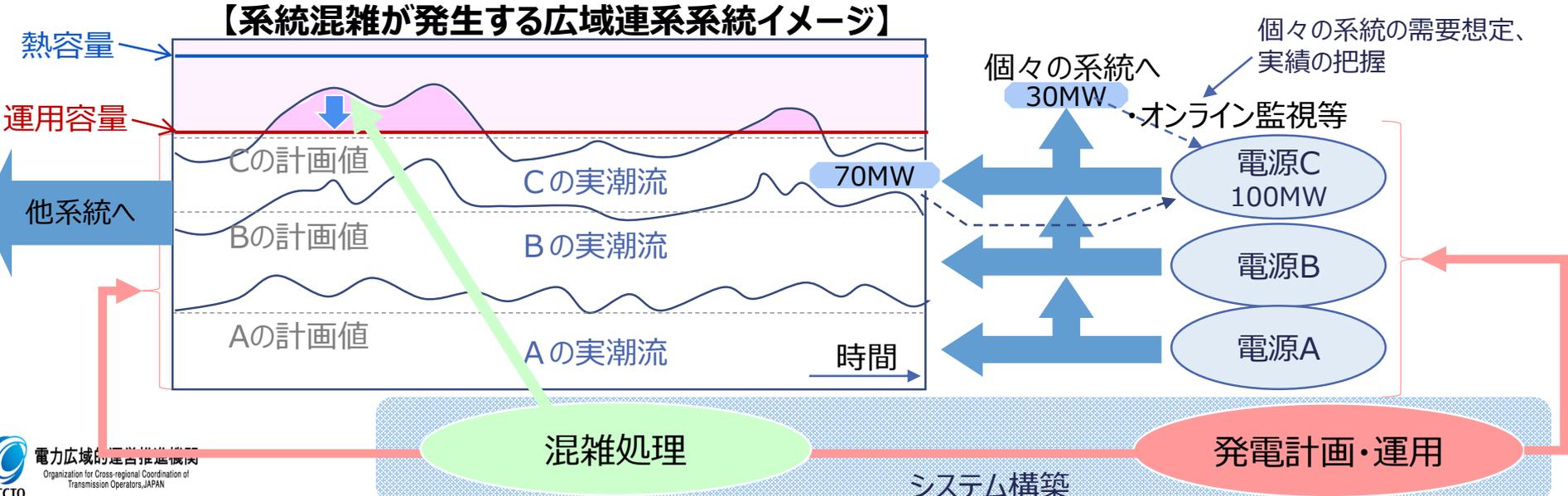
流通設備効率

系統混雑(出力調整)*の頻度

*想定潮流が運用容量を超える場合は混雑処理

信頼度低下リスク

分類	課題例
信頼度確保	<ul style="list-style-type: none"> ・系統混雑が発生する場合の供給予備力や調整力評価の考え方 ・最過酷断面の電源出力設定の考え方 ・事故時等異常時の対応 など
発電計画・運用	<ul style="list-style-type: none"> ・送電線等の潮流を管理・運用するためのルール・システム対応 など
混雑処理	<ul style="list-style-type: none"> ・出力調整判断基準、対象電源、順位、出力調整方法などの考え方(運用面、技術面) ・混雑処理のシステム対応 ・電源持ち替え時の費用負担の扱い など
停止調整	<ul style="list-style-type: none"> ・発電事業者との停止作業調整円滑化に向けた仕組み など
設備形成	<ul style="list-style-type: none"> ・設備増強の判断基準 など

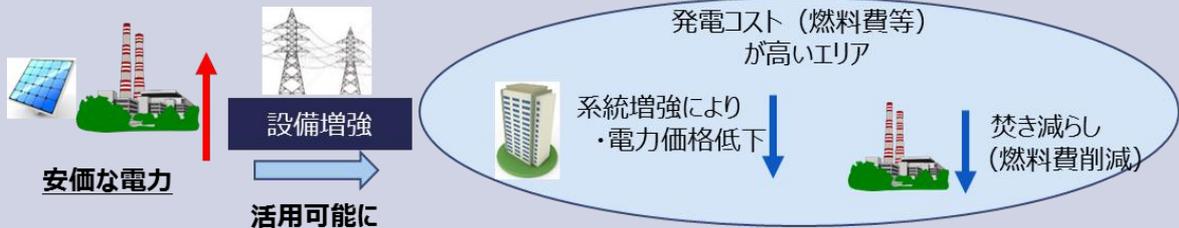


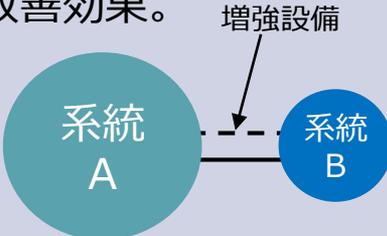
1 - 2. 電源連系と流通設備形成の最適化

- 「電源連系と流通設備形成の最適化」については、これまでに以下の二つの観点で重要と整理した。
 - エネルギーミックスの達成に向けては、電源側コストと流通側コストの総合的なコスト最小化が重要であり、そのためにローカル系統のみならず基幹系統の空容量も考慮し、既存設備を有効に活用していくことが効果的である。
 - 設備効率向上の取組において、潮流を確率論的に取り扱う前提では、設備増強の合理性判断として投資に対する便益をどのように評価するのかが重要である。
- 取りまとめに向けて、前回委員会でいただいたご意見も踏まえ、費用便益を評価する項目と、総合コスト最小化に向けた電源連系に関する課題等について整理・考察を行う。

分類	前回委員会にて頂いたご意見、課題等
電源連系と 流通設備形成の最適化	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 費用対便益評価において、貨幣価値換算できないものをどのように評価・反映するのは様々な考えがあって難しい。評価過程も含めて対外説明していくことが必要。 ✓ 長期方針で目指す設備形成の考え方に沿った電源と、そうではない電源の設置に対して、扱いに何らかの差をつけるという考え方もあるのではないかと。（例えば、系統整備のプロセスの簡略化など） ✓ 系統アクセス検討を受付の都度1件1件行っているのは、どうしても継ぎ接ぎ的な系統計画になってしまうため、合理的な評価が困難であるとする。

- 便益評価項目として、前回の委員会でお示した欧米等で採用されている項目を参考に、3つの軸（適切な信頼度の確保、電力系統利用の円滑化・低廉化、電力流通設備の健全性確保）の視点から考えられる項目例を以下に示す。
- 具体的な案件への適用に向けて、便益として考慮すべき項目及び算出方法や適用の考え方を整理していく。

軸	便益項目	内容
電力系統利用の円滑化・低廉化	総発電費用	<p>■ 設備増強に伴う年間総発電費用の低減効果。市場分析等により算出可能。発電費用としては、燃料コストなどが含まれる。</p> 
	送電損失	<p>■ 将来の電源構成や想定潮流をどのように設定するかは課題（以下共通）。</p> <p>■ 設備増強に伴う、送電損失の改善効果。系統解析により算出可能。</p>
	CO2排出量	<p>■ 設備増強による混雑解消に伴う再エネ発電量増加等、発電構成の変化によるCO2排出量の抑制効果。貨幣価値換算に関しては、CO2対策費用やCO2取引価格などが考えられる。</p>

軸	便益項目	項目内容
適切な信頼度の確保・設備の健全性確保	設備増強による供給力確保	<ul style="list-style-type: none"> ある地域系統において供給力不足が見込まれる電力量の改善効果。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ LOLE※1やEENS※2などの改善 ■ 事象の発生確率と停電コストなどから停電回避コストとして貨幣価値換算は可能。ただし、大規模災害を想定する場合、確率的取扱いには課題あり 
	設備増強による系統維持能力の向上	<ul style="list-style-type: none"> 系統の稀頻度過酷事故等に対する系統維持能力の向上効果。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 無効電力供給力（電圧維持能力） ✓ 電圧位相差（安定度維持能力） ■ 事故の発生確率、停電コスト、同等の系統維持能力のある設備（SVCなど）の増強価値などから貨幣価値換算は可能。 
	設備更新による設備事故の低減	<ul style="list-style-type: none"> 経年や劣化度合いを踏まえた設備更新による停電の低減効果。 ■ 設備事故の発生確率と停電コストから貨幣価値換算は可能。 <ul style="list-style-type: none"> ※費用面では、将来の改修費用が削減される効果。

※ 1 LOLE : ある期間において供給力不足が見込まれる時間数または日数
 ※ 2 EENS : ある期間における供給力不足が見込まれる電力量

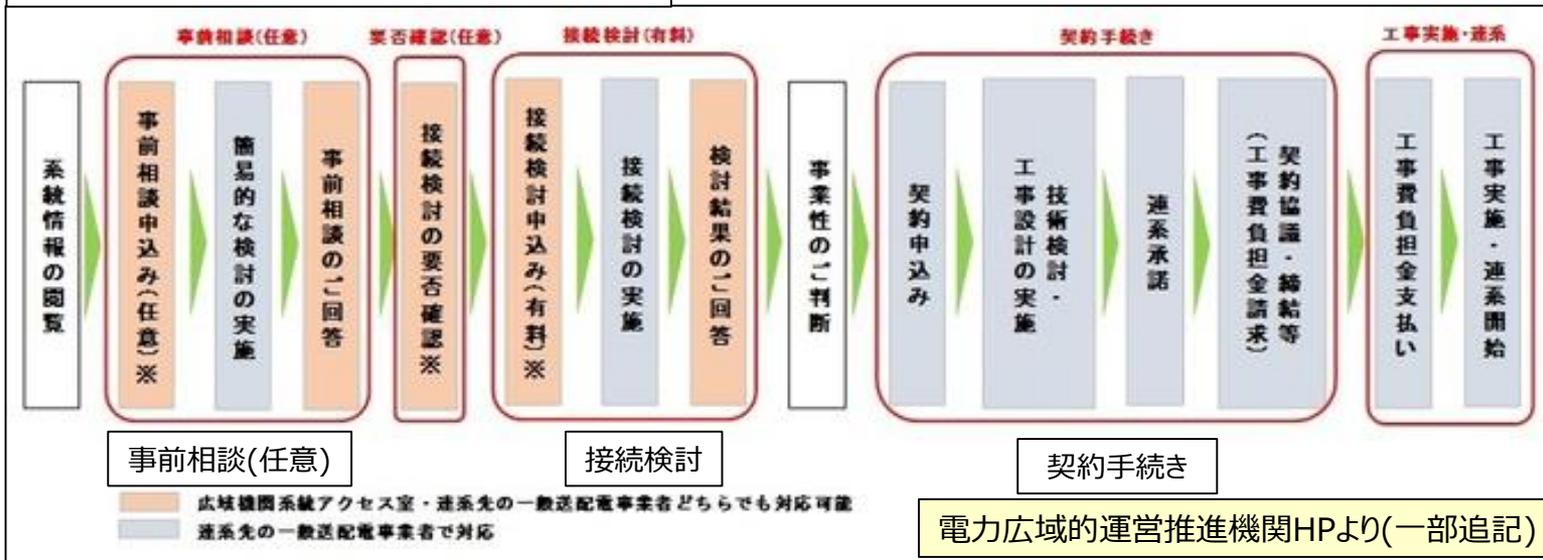
- 前回委員会において、電源連系と流通設備形成の最適化を進めるに当たって、「便益評価による投資の合理性判断」や「総合コスト最小化」の観点から投資の合理性を高めることが重要であることをご議論頂いたが、これらを実現するための課題として、電源連系スキームの合理化に関するご意見(再掲)を頂いた。
 - ✓ 長期方針で目指す設備形成の考え方に沿った電源と、そうではない電源の設置に対して、扱いに何らかの差をつけるという考え方もあるのではないか。(例えば、系統整備のプロセスの簡略化など)
 - ✓ 系統アクセス検討を受付の都度1件1件行っているのは、どうしても継ぎ接ぎ的な系統計画になってしまうため、合理的な評価が困難であると考えます。
- これらは、『系統空容量状況や系統増強費用の多寡が考慮されずに電源開発が計画される』又は『個別の電源のみを見て系統整備を進める』のでは、電源と流通設備を総合的に勘案した全体最適な設備形成にならないとのご指摘と考える。
- 空容量のある系統には、比較的安価に、かつ短期間に電源を連系することが可能である。よって、各一般送配電事業者にて公開している系統情報などにより、系統連系希望者に系統情報を適切に伝え、空容量のある系統への連系を促進することは、電源側、流通側双方にとって有益であるため、まずは、そのような公開情報の充実への取り組みが重要と考える。
- また、これらのご指摘を踏まえ、次頁以降、電源連系スキームについて現状の課題等を整理した。

空白

1 - 2 - 2. 電源連系と流通設備形成の最適化に関する検討課題 (電源連系スキーム)

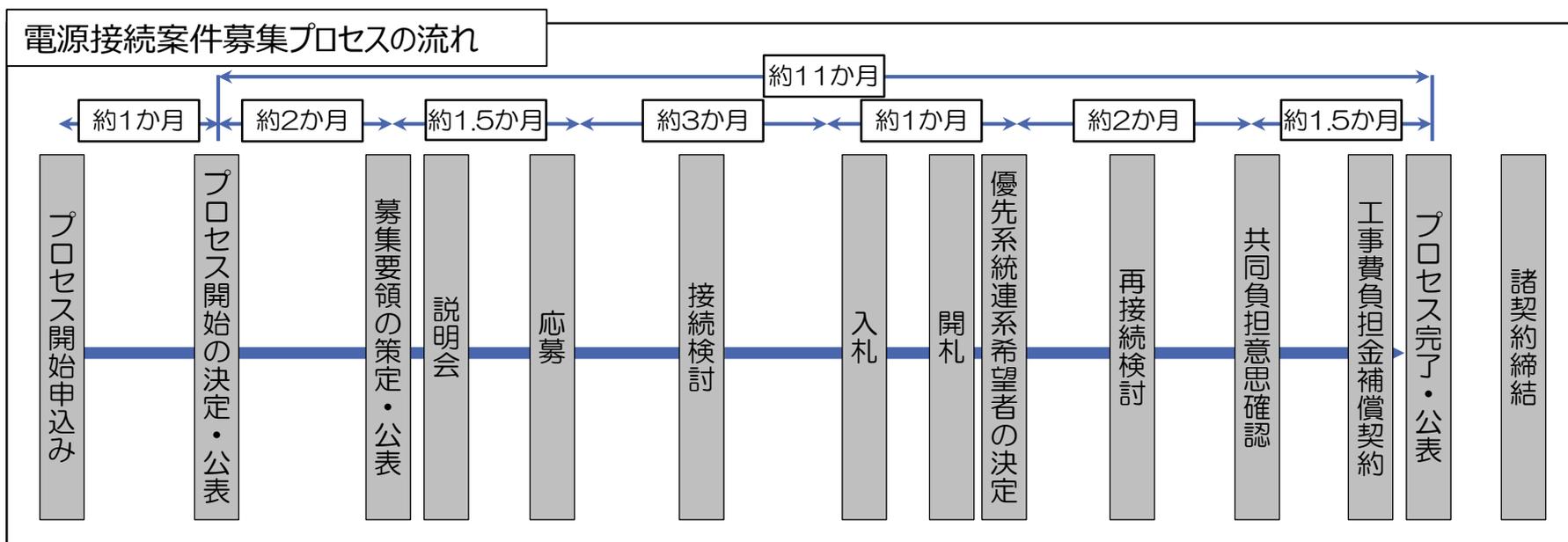
- 電源の系統アクセスについては、系統への連系を希望する事業者が希望する時期に、一般送配電事業者等へ接続検討・契約などの申込みを行う『随時受付方式』が採用されている。系統の容量確保は、一般送配電事業者が契約申込みを受け付けた時点をもって当該電源の容量を確保する、いわゆる『先着優先ルール』が基本となっている。
- また、系統連系希望者の費用負担低減と効率的な設備形成の両立のため、複数の連系希望者により工事費を共同負担して系統増強を行う『電源接続案件募集プロセス』のスキームがある。

通常の手続きの流れ (随時受付方式)



- 事前相談
簡易的な検討の実施
(回答内容)
・熱容量制約
・連系点までの距離
- 接続検討
技術検討の実施
(主な回答内容)
・連系可否
・系統連系工事概要
・概算工事費
・工事負担金概算
・所要工期 など

- 電源接続案件募集プロセス開始の要件は、工事負担金対象となる系統連系工事に特別高圧の送電系統の増強工事が含まれ、かつ系統連系希望者の工事負担金が基準額(2万円/kW)を超える系統連系工事に関して、系統連系希望者または一般送配電事業者からの募集プロセスの申込みを広域機関が受付けた場合等となっている。
- プロセスが開始された場合、募集対象エリアでの事前相談及び接続検討申込みは、プロセスが完了し系統状況が確定するまで1年程度の間、保留される。



- 電力自由化の進展や固定価格買取制度の開始に伴い、下位系統への電源連系量が面的に増大していること、また系統への連系には、電源線のみならずその上位系統の対策が必要となる系統が増加していることから、以下のような様々な課題が顕在化してきている。
- 電源連系と流通設備形成の最適化を実現するとともに、電源連系の円滑化に向けては、現行の電源連系スキームとの得失を考慮のうえ、対応策を検討する必要がある。

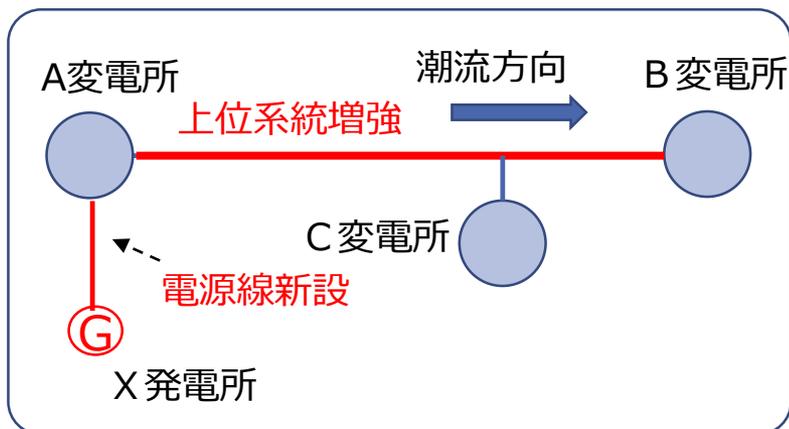
課題例

- | 課題例 | |
|-----|--|
| ① | <ul style="list-style-type: none">➢ 事業者からの申込の都度、1件毎連系に必要な対策を検討するため、継ぎ接ぎの系統計画となり、全体で見ると非効率な設備形成・事業者の負担増となる可能性【次頁 参照】➢ 広域連系系統を含む上位系の対策まで必要となる案件も増加しており、この場合、影響はより大きくなる。➢ 電源接続案件募集プロセスのスキームを活用できると、一定の効率性は確保されるが、周辺エリアで随時の電源連系申込みであれば、上位系の増強も併せた協調的な検討ができないといった課題あり |
| ② | <ul style="list-style-type: none">➢ 接続検討の申込数の増加により検討時間を要することで、電源連系の円滑化へ影響する可能性。(事業可能性検討 (FS) を目的とする接続検討の申込みも増加)➢ 上位系の対策検討が必要となる場合には、更に検討時間が長期化 |

【①非効率な設備形成となり、事業者負担が増加あるいは後続事業者の連系を疎外してしまう例】

先行事業者 (X 発電所) 連系時

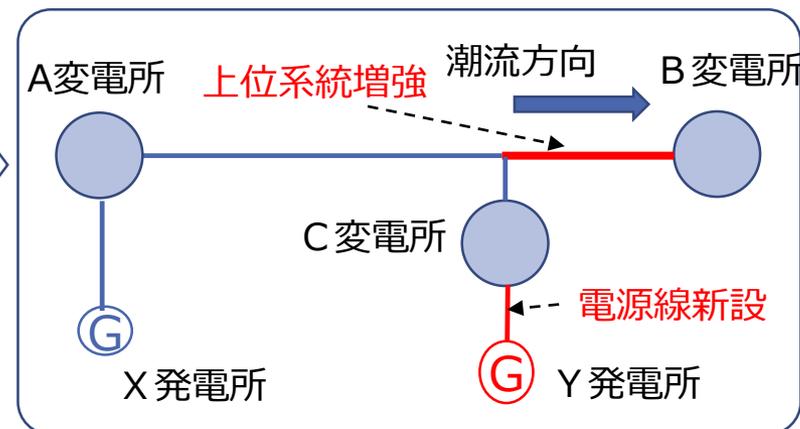
電源線及び上位系統 (送電線: A変電所 ~ B変電所間) を増強



・随時受付方式では、この段階でY発電所の連系を想定することは困難

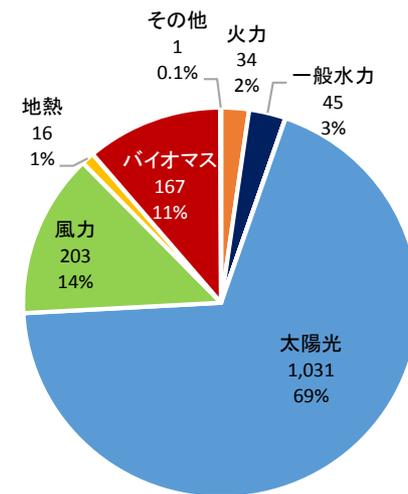
後発事業者 (Y 発電所) 連系時

電源線及び上位系統 (送電線: C変電所分岐 ~ B変電所間) を増強。C変電所分岐 ~ B変電所間については再度の増強が必要



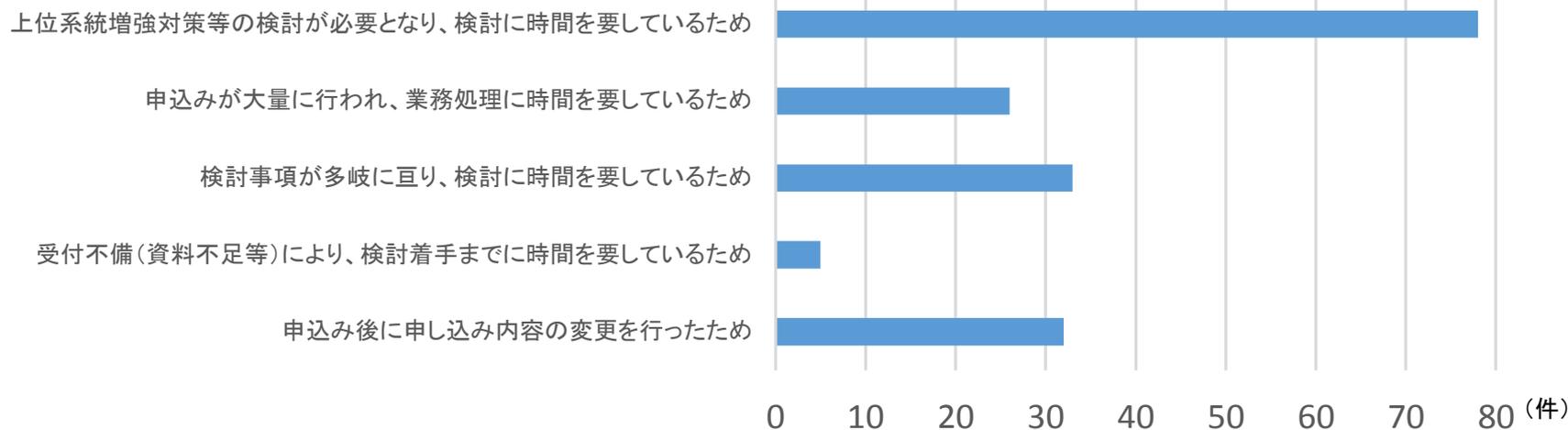
・トータルコストが割高。結果として事業者の負担が割高となる可能性あり
・上位系統増強のためにX発電所の発電も制限される可能性あり

- 平成28年9月末時点で検討継続中の接続検討において回答予定日を超過している理由と件数を下図に示す。
- 接続検討申込みの電源種別は、その大半を太陽光を始めとする再生可能エネルギーで占められており、固定価格買取制度の開始に伴い、大幅に申込みが増加している。



接続検討 電源種別割合 (全エリア合計)
[H28.4~H28.9]

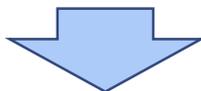
回答予定日超過案件 (検討継続中) 件数【接続検討】(平成28年9月時点, 検討中総数 894件)



- 米国では、日本と同様に系統アクセスを随時に受け付けとしていたが、電源計画の延期、内容修正等による接続検討業務の停滞への対応として、定期受付とする仕組みを導入した。
(現在、PJMでは年2回の受付)

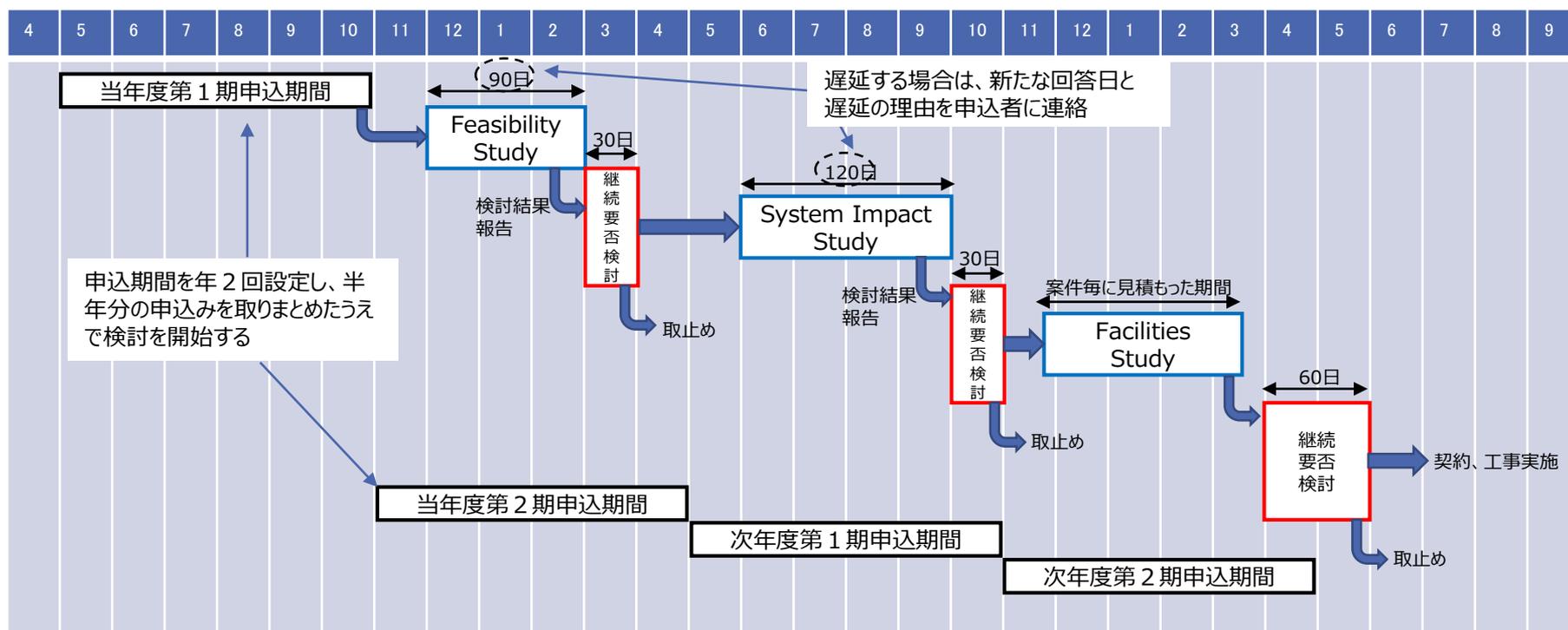
- 待ち行列問題 (Queue問題)

- RTO・ISO等が、発電機の開発に伴う系統への接続要請を受けると順番待ちの行列 (Queue) に登録され、その登録順に系統影響評価などの諸検討を実施していた。
- しかしながら、以下のような諸問題があり、接続検討業務の停滞が発生していた。
 - ✓ 一事業者が複数の接続検討を申請可能であったため、Queueの中に実現性の無い案件が含まれていた。
 - ✓ 当初運開予定から3年以内の繰延には追加負担が生じなかったため、事業者はQueueの順番を保持したまま、電源開発の延期が可能であった。
 - ✓ 接続申込みの内容を修正する場合、Queueの順番が失効し最後尾となる。Queueの順番に変動があると、関連する接続検討を全てやり直す必要があった。



- 連邦エネルギー規制委員会(FERC)がRTO・ISOに対して、待ち行列問題に対する状況について、報告を指示(2008年3月)
- FERCによる指示以降、各RTO・ISOが解決策を策定 (次頁参照)

- 系統アクセスは年に2回の受付期間を設定し、まとめて系統対策を検討。受付期間の中で早期申込者に対しては、検討料の割引あり。なお、Feasibility StudyやSystem Impact Studyなど検討内容毎に発電容量に応じて検討料が設定されている。



出典：PJM Manual 14A, Revision 17,
Generation and Transmission Interconnection Processより事務局作成

2. 追加ケースによる電力潮流シミュレーション

- 前回委員会において、あるべき姿に向けた設備形成の考え方の効果・必要性について概観するために、今後の電源構成の見通しの変化等により結果は変わり得ることを前提に、シミュレーションを実施した結果をお示した。
- 頂いたご意見のとおり、一部の制約は考慮できていないものの、本長期方針で検討を進めている考え方の効果・必要性についてマクロ的に概観できたものとする。
- 一方で、今後、発電機の出力行変化速度等の制約を反映した分析も必要となるため、その対応等も考えていく必要がある。

分類	前回委員会にて頂いたご意見、課題等
電力潮流シミュレーション	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 前提条件が変わると結果が大きく変わるのではないか。 ✓ 起動停止や出力変化速度などの発電機制約を考慮することが必要ではないか。 ✓ 広域メリットオーダーを実施した場合としない場合を比較することにより、広域メリットオーダーを行うことによる価値が確認できるのではないか。

- これまでと同様に長期需給エネルギー見通しにおける電源構成を参考にしたシナリオをベースに、**運用面や電源配置等の前提条件を変化させたケース**での燃料費増分費用及び再エネ抑制の解消量への影響を確認するため、連系線潮流シミュレーションを実施した。
 - **調整力対応**：調整力の必要量やスペックについては、将来の再エネ大量導入の影響により変動する可能性があるため、調整力の量を前回シミュレーションで設定した各エリア需要の10%から、影響がより大きいと見込まれる増加方向の15%とした場合での連系線潮流シミュレーションを実施。その増分の5%について、エリア内の火力で確保するケースと他エリアから連系線を介して確保するケースを実施。
 - **電源配置**：電源開発の不確実性を考慮し、各エリア毎に大型電源が配置された場合のケースにて連系線潮流シミュレーションを実施。

	ベースケース	追加ケース
調整力 対応	各エリアの需要の 10% を エリア内 の火力 (石炭除く) にて確保	(1) 調整力増加ケース (エリア内15%) ・ベースシナリオに加え、各エリアの需要の +5%分 を エリア内 の火力 (石炭除く) にて確保 (2) 調整力増加ケース (エリア内10% + 他エリア5%) ・ベースシナリオに加え、各エリアの需要の +5%分 を 他エリアから連系線 を介して確保
電源配置 ①～⑨	現時点での設備を基準に、供給計画に記載されている等、蓋然性の高い計画を織り込み機械的に経年50年以上の火力を一律廃止	(3) 電源配置ケース (9パターン) ・ 各エリア毎に100万kWの石炭機を追加 (増加させたエリア以外の石炭機は抑制) ①北海道、②東北、③東京、④中部、⑤北陸 ⑥関西、⑦中国、⑧四国、⑨九州

- 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	計	MACC	ACC	CC	CT	石油
			設備量	500	1,340	40	400
最低出力	150	57	2	20	10	25	0
調整力対応※	-	43	38	5	-	-	-
		100					

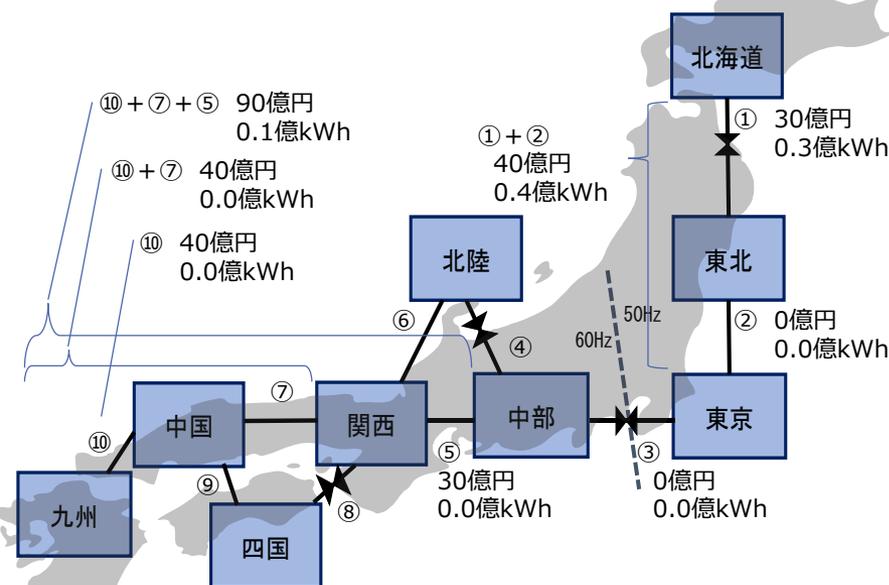
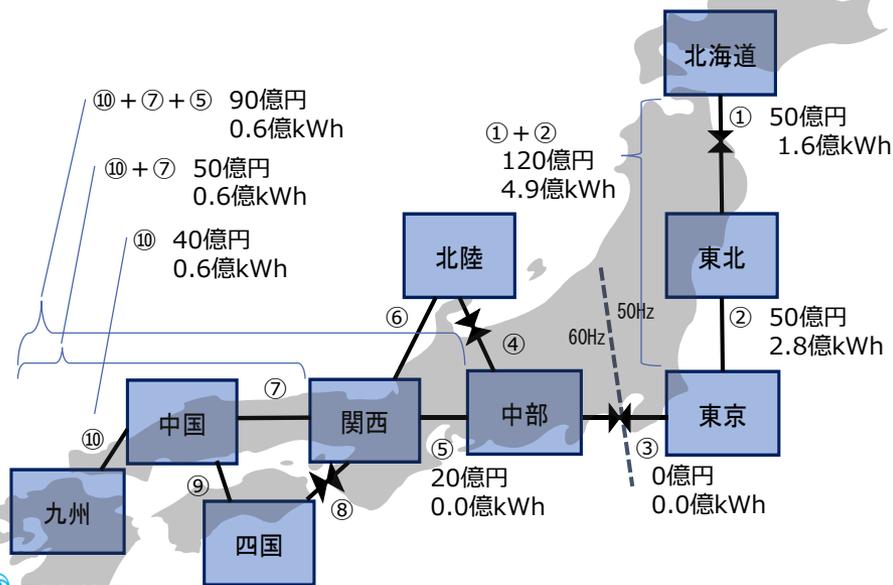
例2	石炭	計	MACC	ACC	CC	CT	石油
			設備量	500	240	40	0
最低出力	150	2	2	0	0	0	0
調整力対応※	-	98	38	-	-	-	60
		100					

※ 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

■ 各連系線の制約を解除 (運用容量を無限大) した場合の、燃料費抑制効果及び再エネ抑制の解消量は以下のとおり。

➤ シナリオ①と②では西側の連系線増強効果に差異はなく、東側の連系線増強効果に差異がある。これは2013年度基準の場合、九州エリアの太陽光利用率が他エリアと比較し低く、シナリオによる差が東側のみに影響しているため。

シナリオ①〔電源偏在〕	シナリオ②〔電源偏在緩和〕
全連系線の制約がある場合と制約を解除した場合の差	
燃料費増分費用 230億円/年 再エネ抑制量 5.5億kWh/年	燃料費増分費用 130億円/年 再エネ抑制量 0.4億kWh/年
個別連系線の燃料費抑制効果および再エネ抑制解消量 (全連系線の制約がある場合と個別の連系線のみ制約を解除 (運用容量を無限大) した場合の差)	

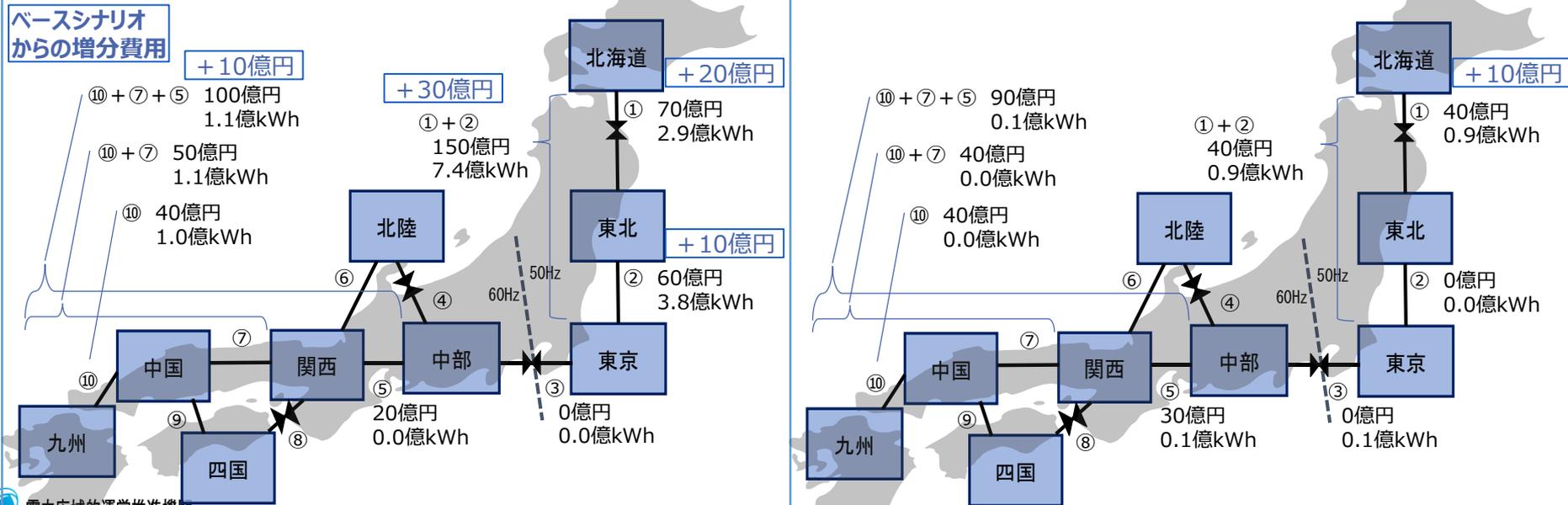


注：現実的な増強規模とした場合、燃料費抑制効果および再エネ抑制の解消量は減少する。

- エリア内の調整力を増加させたケースでは、各連系線の制約を解除（運用容量の制約なし）した場合の燃料費抑制効果及び再エネ抑制の解消量が増加する連系線と増加しない連系線がある。
- これは、エリア内の調整力を増加させることで、再エネ電源比率が高い軽負荷期に、再エネ抑制量が更に増加するため、再エネ抑制量の多いエリアをつなぐ北海道本州間連系設備において影響が大きい。

シナリオ①〔電源偏在〕	シナリオ②〔電源偏在緩和〕
全連系線の制約がある場合と制約を解除した場合の差	
燃料費増分費用 260億円/年 +30億円/年 再エネ抑制量 8.9億kWh/年	燃料費増分費用 150億円/年 +20億円/年 再エネ抑制量 1.6億kWh/年

個別連系線の燃料費抑制効果および再エネ抑制解消量
 （全連系線の制約がある場合と個別の連系線のみ制約を解除（運用容量の制約なし）した場合の差）



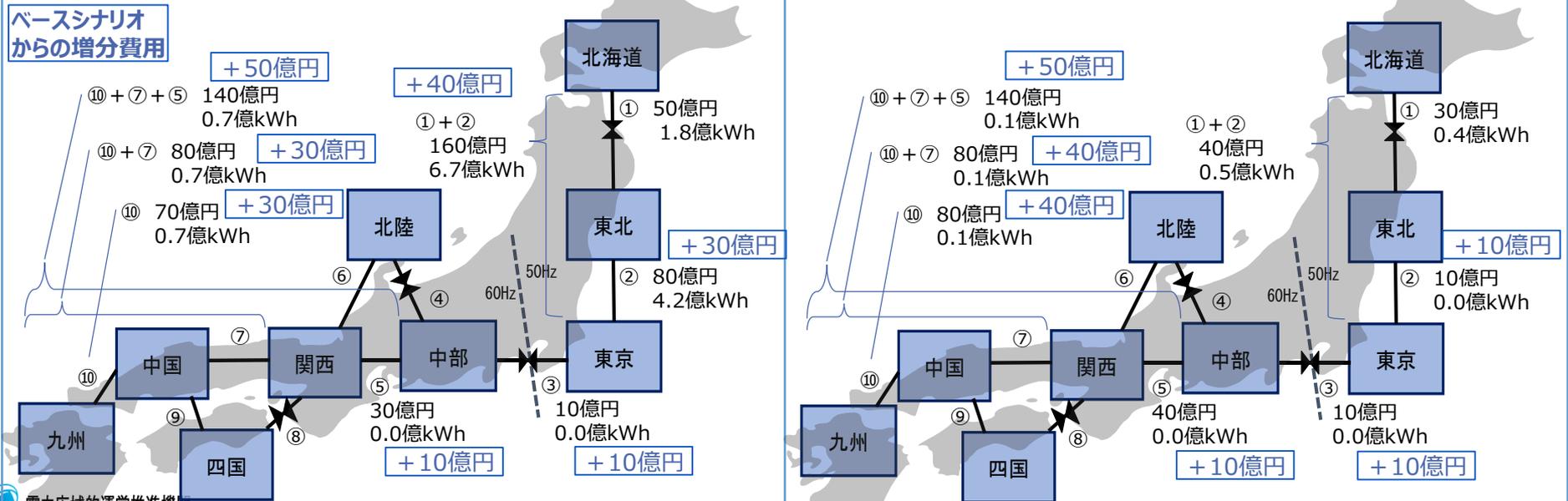
注：現実的な増強規模とした場合、燃料費抑制効果および再エネ抑制の解消量は減少する。

2-4. 追加ケース結果：（2）調整力増加ケース(エリア内10%+他エリア5%) 28

- 調整力を他エリアから連系線を介して確保するケースでも、各連系線の制約を解除（運用容量の制約なし）した場合の燃料費抑制効果及び再エネ抑制の解消量が増加する連系線と増加しない連系線がある。
- これは、連系線マージンを需要の5%分確保することで広域メルिटオーダーの効果が減少するため、需要に対して連系線による電力取引可能量が小さくなった箇所（東北東京間、中国九州間等）ほど、影響が大きい。

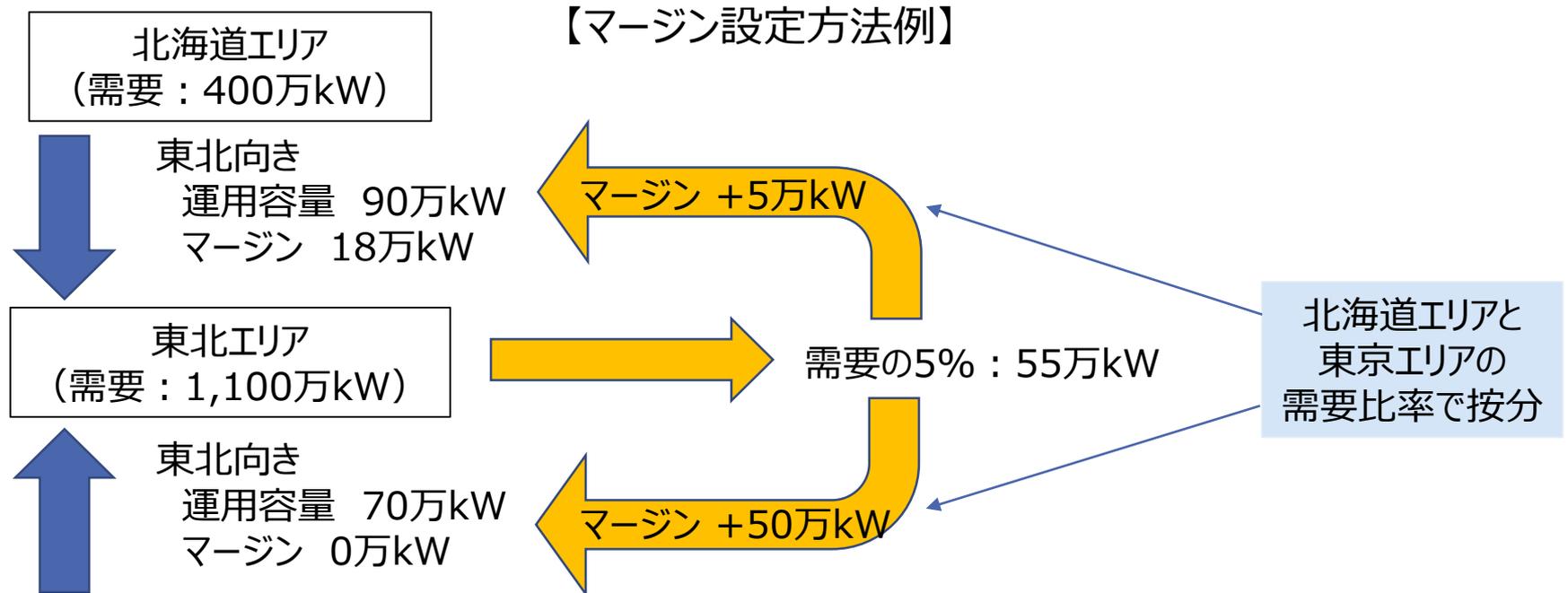
シナリオ①〔電源偏在〕	シナリオ②〔電源偏在緩和〕
全連系線の制約がある場合と制約を解除した場合の差	
燃料費増分費用 330億円/年 +100億円/年 再エネ抑制量 7.4億kWh/年	燃料費増分費用 210億円/年 +80億円/年 再エネ抑制量 0.7億kWh/年

個別連系線の燃料費抑制効果および再エネ抑制解消量
 （全連系線の制約がある場合と個別の連系線のみ制約を解除（運用容量の制約なし）した場合の差）



注：現実的な増強規模とした場合、燃料費抑制効果および再エネ抑制の解消量は減少する。

- 対象エリアの需要の5%分を自エリア向きの連系線のマージンとして確保
- 2つ以上の連系線で接続されている場合は、相手エリアの需要比率で按分



電力取引可能量 (運用容量 - マージン)

	ベースケース		追加ケース (2)
北海道本州間 東北向き	72万kW	5万kWの減	67万kW
東北東京間 東北向き	70万kW	50万kWの減	20万kW

- 具体的な電源配置など前提条件により、試算結果が変わるケースと変わらないケースがある。
 - 需要に対してベース電源や再エネ導入量が多い北海道エリアに電源配置した場合、更にベース電源が増加することとなり、北海道本州間連系設備でより混雑が発生することから、燃料費増分費用および再エネ抑制量は増加する。
 - 一方、同様に需要に対してベース電源や再エネ導入量が多い東北エリアに電源配置した場合、北海道本州間連系設備と比較し、東北東京間連系線に十分な容量があることから、燃料費増分費用および再エネ抑制量の増加は小さいものとなっている。（他エリアも同様の傾向）

	燃料費増分費用		再エネ抑制量	
	シナリオ①	シナリオ②	シナリオ①	シナリオ②
ベースケース	230億円	130億円	5.5億kWh	0.4億kWh
電源配置① (北海道)	290億円 (+60億円)	180億円 (+50億円)	6.6億kWh (+1.1億kWh)	0.8億kWh (+0.4億kWh)
電源配置② (東北)	240億円 (+10億円)	140億円 (+10億円)	5.7億kWh (+0.2億kWh)	0.4億kWh (±0.0億kWh)
電源配置③・④ (東京・中部)	230億円 (±0億円)	130億円 (±0億円)	5.4億kWh (▲0.1億kWh)	0.4億kWh (±0.0億kWh)
電源配置⑤～⑧ (北陸・関西・中国・四国)	230億円 (±0億円)	140億円 (+10億円)	5.4億kWh (▲0.1億kWh)	0.4億kWh (±0.0億kWh)
電源配置⑨ (九州)	220億円 (▲10億円)	110億円 (▲20億円)	5.5億kWh (±0.0億kWh)	0.4億kWh (±0.0億kWh)

- これまでの試算結果から、運用面や電源配置等の前提条件の変化させた場合でも、直ちに連系線の増強を妥当化するメリットは確認できなかった。
- しかし、今回のケースにおいて前提条件とした調整力の必要量や連系線活用などは、現時点では不確定な状況であることから、実際に設備増強を判断する際は、より確度の高い電源計画・運用を踏まえ、更に燃料費抑制効果以外の便益項目も考慮した上での判断が必要と考える。
- なお、エネルギー基本計画の見直しや運用・制度面等の課題の解消見込みなど、大きな環境変化がある場合は、将来の電力潮流状況を必要に応じ確認していく。

※留意事項

連系線等の増強費用を算出するためには、系統増強規模を決定する必要がある。しかしながら、連系線や地内系統の増強規模は、新規電源の立地地点や電源の規模などにより変わり得るため、**一定の仮定を置いて系統増強費用の試算(概算)**を行ったものである。

- 長期エネルギー需給見通しにおける電源構成に基づき、メルトオーダーによる運用を反映した潮流状況において、各連系線等について増強費用（年経費率換算）と燃料費抑制効果を比較すると以下の表の通りであり、今回の試算結果では燃料費抑制効果（CO2対策費含む）での便益評価では、連系線等の増強費用を上回らなかった。
- しかしながら、本試算は、将来の系統利用を仮定したシナリオに基づくものであること、また、現在検討中の連系線利用ルールの見直しにより、一層効率的に連系線利用されるようになる可能性があること、更には、これ以外の便益評価項目によっては費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、今後の電源計画・運用や連系ニーズを見通したうえで、増強の必要性を判断していくことが重要である。

連系線等	増強費用(年経費率換算※1) (億円/年)	燃料費抑制効果※2 (億円/年)	
		シナリオ①	シナリオ②
北海道本州間	110	～50	～30
東北東京間	100	～50	0
北海道本州 + 東北東京間※3	330	～120	～30
中部関西間	30	～20	～30
中国九州間	100	～40	～40
中国九州 + 関西中国間※3	380	～50	～50
中国九州 + 関西中国 + 中部関西間※3	410	～90	～90

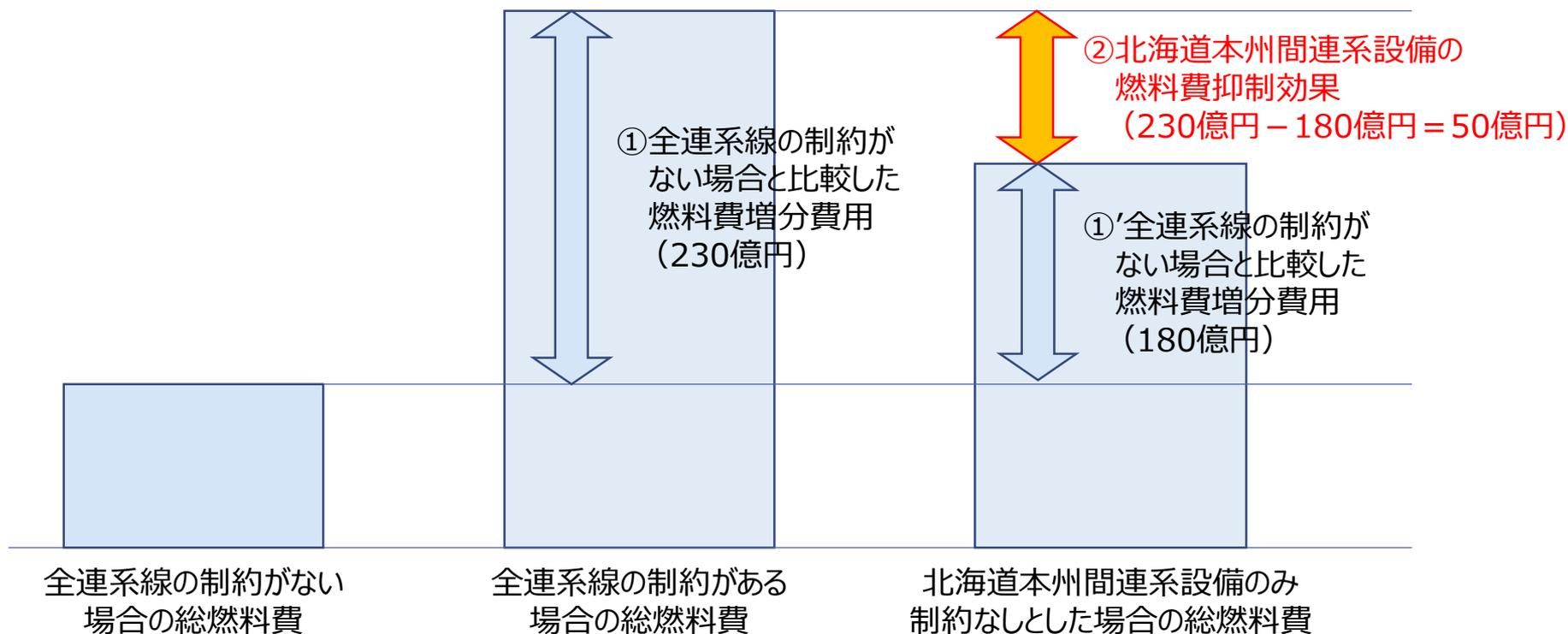
※1 年経費率換算については、設備がすべて送電設備とし、耐用年数を法定耐用年数、割引率3%として試算しており、変電設備の割合により、増強費用は増加。

※2 燃料費抑制効果については、連系線の容量を無限大とした場合の効果であり、現実的な増強規模とした場合は、効果は減少する。

※3 東北エリア内、中国エリア内の増強費用を含む

- 全連系線の制約がない場合の総燃料費と全連系線の制約がある場合の総燃料費の差分を、全連系線の燃料費増分費用として算出（下図①）。
- 各連系線毎の燃料費抑制効果については、連系線の制約がある場合と特定の連系線のみ制約なしとした場合の総燃料費の差分で算出（下図②）。
- 再エネ抑制の解消量についても、同様の考え方で算出。

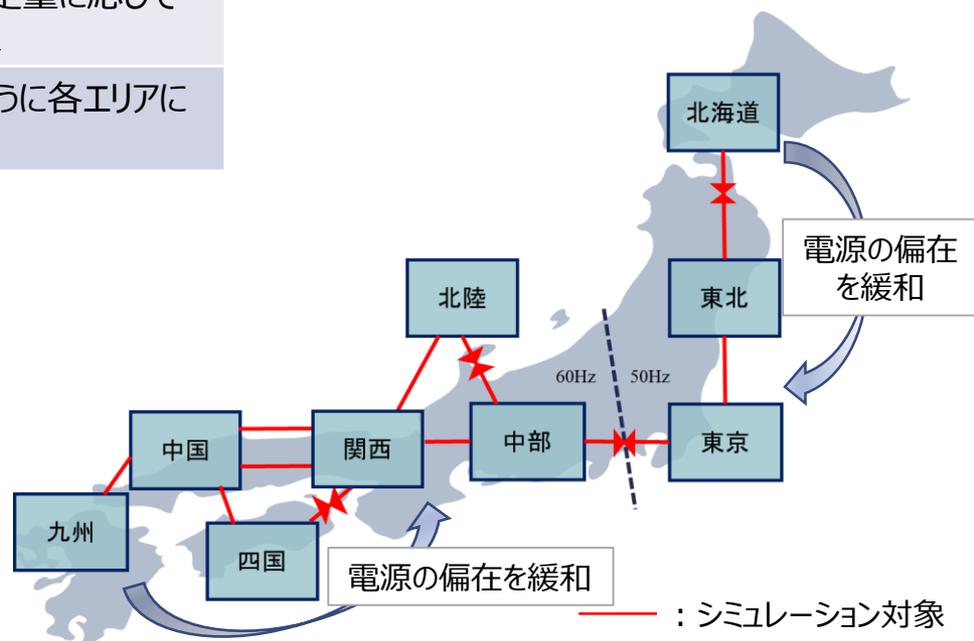
【燃料費抑制効果の算出例】（シナリオ①）



- 長期エネルギー需給見通しで示されたエネルギーミックスを達成する電源量を導入した場合において、既存流通設備の最大限活用を前提として、広域連系系統の潮流状況を確認した。
- 連系線潮流シミュレーションは電源が偏在した場合と電源の偏在を緩和した場合の2ケースで8760時間のシミュレーションを実施した。

連系線潮流シミュレーション

シミュレーションの対象	地域間連系線・連系設備	
需要及び電源構成	長期エネルギー需給見通しを基に設定	
シミュレーション断面	8760時間	
シナリオ	シナリオ① 電源偏在ケース	現状の導入見込量や設備認定量に応じて各エリアに按分して電源を導入
	シナリオ② 電源偏在緩和ケース	電源の偏在を極力緩和するように各エリアに電源を導入



※留意事項

- ◆ 今回の連系線潮流シミュレーションは、将来のエリア別の電源構成等を適切に見通すことが困難な状況において、長期エネルギー需給見通しにおける電源構成等を参考にして設定したシナリオにより、マクロ的に分析したものである。
- ◆ 1時間毎の電力量によりシミュレーション（8760時間）を行っているが、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。
- ◆ 下げ代対策として、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できる前提としているが、運用上の実現性は考慮していない。
（一般電気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。）
- ◆ よって、シミュレーション結果は、将来の電力潮流、燃料費、再エネ抑制量等についてマクロ的に概観するためのものであり、エリア別の電源構成等はシナリオに基づいていること、考慮していない運用上・制度上の課題等もあること、常にメリットオーダーにより最も経済的に電源運用されることを前提としていることなどに留意が必要である。

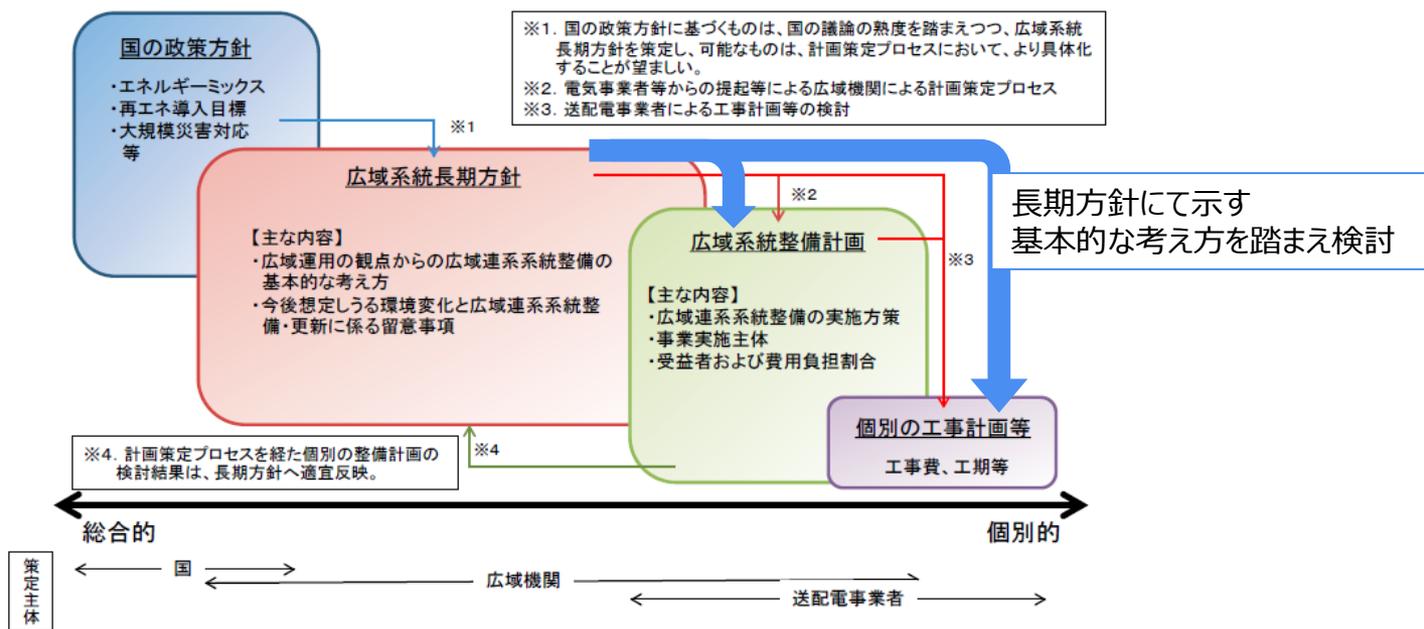
3. 長期方針の取りまとめに向けて

- 長期方針では、10年を超える期間を見通した全国の電力系統のあるべき姿及びその実現に向けた広域連系系統の整備に関する基本的な考え方を示す。
- 長期方針取りまとめ後、国における議論等も踏まえつつ、その基本的な考え方を踏まえた設備形成の実現に向けて、各種課題について具体的な検討を進めていく。
- また、広域系統整備計画等の検討は、長期方針にて示す基本的な考え方を踏まえ、今後の電源計画・運用や電源連系ニーズ等を見通した上で進めていく。

2-2. 全国の広域連系系統に関する長期方針の策定② 4

【広域系統長期方針の位置づけ】

○国の政策方針や広域系統長期方針、広域系統整備計画、個別の工事計画の関係を図示すると以下のイメージ。



長期方針取りまとめ

長期方針策定に当たっての基本方針（広域連系系統のあるべき姿）

- 3つの軸に沿って、適切に設備形成・運用されている状態
Ⅰ. 適切な信頼度の確保、Ⅱ. 電力系統利用の円滑化・低廉化、Ⅲ. 電力流通設備の健全性確保

広域連系系統の整備に関する基本的な考え方（設備形成の考え方）

- 設備利用効率の向上（既存設備の最大限活用）
- 電源連系と流通設備の最適化（費用対便益の観点、全体コスト最小化の観点）
- 設備健全性の維持

広域機関における検討

長期方針を踏まえた流通設備対策の具体的検討

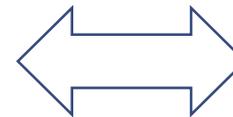
- 設備利用効率向上に関する課題対応
- 電源連系と流通設備形成の最適化に関する課題対応（費用対便益評価、系統アクセスルール等）
必要により送配電等業務指針等の見直し

長期方針を踏まえた広域系統整備計画の検討

- 個別の計画策定プロセスの検討

- ・地域間連系線の利用ルールに関する検討会
- ・調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

- ・発電事業者の維持・運用コストの費用負担の考え方
- ・全体コスト低減の観点



- ・連系線利用ルール

- ・設備増強時の費用負担の考え方

国における検討

監視等委員会
制度設計専門会合
(送配電網の維持・運用費用の負担のあり方WG)

電力システム改革貫徹のための政策小委

電力基本政策小委

電力システム小委
制度設計WG

・費用負担ガイドライン

今後検討していくこと

- 前頁までの課題を踏まえ、以下の対策を検討していくこととしてはどうか
- なお、その際に留意すべきことは何か

	課題 (再掲)	今後検討していくこと	
A発電	<ol style="list-style-type: none">1. 託送料金は小売事業者が100%負担しているため、<u>系統増強コストを勘案せず、発電所が立地される可能性</u>2. <u>最大潮流をもとに送配電網が構築されるため、導入される電源によっては、送配電設備の利用率低下も懸念される</u>3. 電源由来のコストの一部が一般負担となっている	<ul style="list-style-type: none">• 発電事業者の負担の在り方• 発電所の立地を踏まえた負担のあり方 等	<ul style="list-style-type: none">• 固定費のリバランス (以下の組み合わせ)<ul style="list-style-type: none">- 設備容量に応じた容量料金 (発電容量課金)
B小売	<ol style="list-style-type: none">1. 固定費率と基本料金回収率の乖離によって、電気を多く消費する需要家から、より多くの固定費を回収している2. 上記比率の乖離によって、自家発電保有者については、本来支払うべき固定費相当分が割安となっている	<ul style="list-style-type: none">• 需要側の立地を踏まえた負担のあり方 等	<ul style="list-style-type: none">- 基本料金回収率の見直し- 自家発電保有者による固定費負担 等
Cネットワーク利用	<ol style="list-style-type: none">1. VPPの拡大や自家発電設備と合わせた電池の利用等、次世代のネットワーク利用も考慮した託送料金体系の在り方を検討する必要2. 上記の事象に対応した送配電ロスの扱い	<ul style="list-style-type: none">• 下位系統内の潮流等高度なネットワーク利用を考慮した負担のあり方• 送電ロス低減のための役割分担のあり方 等	

5. 連系線の割り当てルールの方向性

(1) 場合分け

1. 連系線の割り当てルールは、いくつかの場合ごとに、方向性が異なると考えられるため、以下の場合ごとに分けて、議論を整理する。
2. また、以下のように、様々な視点から、網羅的に検討を深めていく。

場合分け

以下のような連系線利用者(発電・小売事業者)に対し、それぞれ、連系線の割り当てルールをどのように考えるか。

- ① 基本的な考え方
 - a) 現時点、空容量である場合
 - b) 既に利用登録が行われている場合
- ② 特定負担の場合
- ③ 長期固定電源の場合

検討の視点

- (1) 広域機関の視点(長期の供給力の計画・確保)
- (2) 一般送配電事業者の視点(短期の系統運用)
- (3) 連系線利用者(発電・小売事業者)の視点(長期、短期)
- (4) 再エネ事業者の視点
- (5) 金融機関の視点
- (6) 法制面の視点
- (7) 市場運営者の視点
- (8) 経済性・システム開発の視点
等

方向性

- (1) 「先着優先の原則」に基づくルール
- (2) 物理的送電権
直接的オークション等の方式による物理的送電権の付与
- (3) 間接的オークション
間接的オークション等の方式による連系線の実質的な割当て(金融的送電権の導入によるリスクヘッジ手法の提供も含む。) 等

また、割当て後の連系線混雑管理ルール(長期固定電源、自然変動電源、特定負担、市場取引の位置付け等を含む。)をどのように考えるか。

- これまで「あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方」について検討を進めてきた。
- 昨年度末に中間報告として取りまとめた広域系統長期方針策定に当たっての基本方針と今年度の検討内容を踏まえ、広域系統長期方針として取りまとめる。

目次（案）	記載内容（案）
1. はじめに	・検討の背景を記載
2. 広域連系系統の特徴・変遷	・広域連系系統の特徴・変遷及び環境変化を踏まえた将来を見通した基幹系統整備にかかる課題を記載
3. 広域系統長期方針策定の基本方針（広域連系系統のあるべき姿）	・広域系統長期方針策定の基本方針である3つの軸及びその背景等を記載 Ⅰ. 適切な信頼度の確保 Ⅱ. 電力系統利用の円滑化・低廉化 Ⅲ. 電力流通設備の健全性確保
4. あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方	・あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方及びその背景を記載 ① 流通設備効率の向上 ② 電源連系と流通設備形成の最適化 ③ 設備健全性の維持 ④ 系統整備の実現性向上
5. おわりに	・今後の進め方、まとめを記載

3-3. あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方（要点（案）） （① 流通設備効率の向上）

■ 「流通設備効率の向上」に関する記載の要点は以下のとおり

		委員会で示した方向性等
基本的な考え方		<ul style="list-style-type: none"> ・流通設備の効率向上の取組みを第一に据えて、既存設備を最大限活用することで、新たな電源連系ニーズに応えつつ、長期的な電力料金の低減を目指す。
項目	想定潮流の合理化及び精度向上による既存設備の最大限活用	<ul style="list-style-type: none"> ・電源の稼働状況や特性等を踏まえ、将来的な系統利用の蓋然性を見通した電源の稼働評価をすることで、想定潮流の合理化を図る。 ・自然変動電源の地域性、不等時性の実績を踏まえ、出力規模を適切に見込んだ出力評価を行うことで、想定潮流の精度向上を図る。
	システムの合理化	<ul style="list-style-type: none"> ・想定される将来潮流に応じた系統構成の最適化やスリム化を図る。
	送電能力の向上	<ul style="list-style-type: none"> ・費用対効果の高い系統対策、新技術の適用等による送電能力向上の可能性を追求する。
	設備信頼度の維持	<ul style="list-style-type: none"> ・高経年化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新を計画的に推進し、適切な設備信頼度を維持する。

3-3. あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方（要点（案）） （② 電源連系と流通設備形成の最適化）

■ 「電源連系と流通設備形成の最適化」に関する記載の要点は以下のとおり

		委員会で示した方向性等
基本的な考え方		<ul style="list-style-type: none">・新たな電源連系ニーズに対応することが必要である一方、長期的な電力料金の低減を図ることも必要であり、その両立を図った合理的な設備形成を進めるため、維持すべき信頼度は確保した上で、電源連系に対応した系統整備の合理性評価を行うことが有効である。
項目	費用対便益	<ul style="list-style-type: none">・長期的な潮流は不確実性の拡大が見通される。このような状況下において、確定論的な増強クライテリアだけに頼った投資判断では、その合理性が必ずしも適切に判断できない可能性がある。・大規模な系統増強を実施すべきか否かは、長期的な潮流シナリオに基づき、電源導入による電力料金の低減や供給力・調整力としての価値等を総合的に便益評価し、投資の合理性を判断することが有効であると考えられる。
	総合コスト最小	<ul style="list-style-type: none">・全国の電力料金の低減を目指すためには、特に電源と流通の総合コストを最小化する全体最適の観点が必要。・再エネ導入拡大を見込んだエネルギーミックスをより低コストで達成するためには、基幹系統の空容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であることを確認。

3-3. あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方（要点（案）） （③ 設備健全性の維持）

■ 「設備健全性の維持」に関する記載の要点は以下のとおり

		委員会で示した方向性等
基本的な考え方		<ul style="list-style-type: none"> 高度経済成長期に建設された設備が今後大量に更新時期を迎える。これらの更新工事のピーク及び全体物量に適切に対応し、中長期的に設備の健全性を維持していくためには以下の対策に取り組むことが必要。
項目	計画的な更新工事の実施	<ul style="list-style-type: none"> 単純な更新の先送りでは将来的に高経年設備が増加することになるため、計画的に更新工事を実施し、作業の平準化を図る。
	設備形成の合理化	<ul style="list-style-type: none"> 劣化更新のタイミングを迎えた設備において、将来想定される潮流に合致した適切な設備構成（規模の選定、同種設備の統廃合など）となるよう設備形成の合理化を図る。
	年間対応能力の維持向上	<ul style="list-style-type: none"> 今後、大量の高経年設備の更新に対応していく必要があることから、工事会社を含めて対応能力を高め、年間対応能力の維持向上に努める。

3 - 3. あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方（要点（案）） （④ 系統整備の実現性向上）

■ 「系統整備の実現性向上」に関する記載の要点は以下のとおり

	委員会で示した方向性等
系統整備の実現性向上に向けての対応	<ul style="list-style-type: none">・電源建設の短工期化により、電源と流通設備の建設工程がマッチングしなくなりつつあるなどの課題にも留意することが必要。・送電線建設において土地収用が必要となるような場合に、今までは電力需給ひっ迫や供給支障発生回避等の観点からの公益性が認められてきた。将来に向けては、エネルギー基本計画における電源構成の実現に向けた設備形成が求められること、また、電力小売自由化の進展や再生可能エネルギーの導入に伴い、多様な電源の連系ニーズが高まっているなどの昨今の状況を踏まえると、流通設備の公益性が益々高まっている。その中で、流通設備の整備を計画的に進めていくためには、その実現性を担保する諸制度（重要送電線指定制度、事業認定制度等）の活用についても考えていくことが必要。・流通設備のあるべき姿を実現するためには、設備効率を向上させることが必要であり、そのための重要な対策として、送電能力の向上を図ることが挙げられる。また、再生可能エネルギー拡大や設備健全性維持への対応も重要な課題であるため、現在、検討が進められている技術課題への対応状況について例示する。