

第18回制度設計専門会合 事務局提出資料

送電設備増強判断・費用負担に関する 費用便益分析の検討

平成29年5月31日（水）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

資料の構成

- 検討の背景
- 検討の視点・位置付け
- 海外事例
- 今後の進め方

検討の背景

- 電力需要の継続的な拡大が見通せない中、新たな電源連系ニーズにこたえつつ、電気料金の最大限の抑制を図る観点から、流通設備増強判断やその費用負担について、考え方を整理する必要があるのではないか。

検討の背景(まとめ)

【現行制度】




<設備形成の判断>

- 連系線：電力広域的運営推進機関、電気事業者、国の要請によって電力広域的運営推進機関が建設を検討。
- 地内系統：原則として系統混雑を許容せずに各一般送配電事業者が流通設備を増強。


<費用負担>

- 費用負担は、費用負担ガイドライン等に基づき、一般負担・特定負担に切り分け。連系線の費用負担は電力広域的運営推進機関で整理。

送配電関連費用

- 新規電源連系ニーズに対応した設備増強 
- 高経年対策投資 
- 経営効率化による調達価格低減 

需要

- 2030年までの電力需要は概ね横ばい(経済成長分を省エネ・効率化で吸収) 

検討の視点

電力広域的運営推進機関及び一般送配電事業者は以下を検討することとなっている（電力広域的運営推進機関 長期方針より抜粋）

○流通設備効率の向上

（１）電源連系や設備形成の検討に関しての想定潮流の合理化及び精度向上（想定潮流の合理化、合理化した想定潮流を前提とした電源連系や設備形成を行うための課題整理及びルールを検討、混雑発生を許容した電源連系及び潮流管理を行うための課題整理及びルールの検討）

○電源連系と流通設備形成の最適化

- （２）費用対便益に基づく流通設備増強判断
- （３）電源と流通設備の総合コストの最小化

(電力・ガス取引監視等委員会の考え方)
上記の検討が電気料金の最大限の抑制に資するよう、費用便益分析手法、設備増強判断の手続き等について妥当であるか考え方を整理する必要があるのではないか。 ※検討の視点は後述

現状・今回の検討の範囲

【現状】

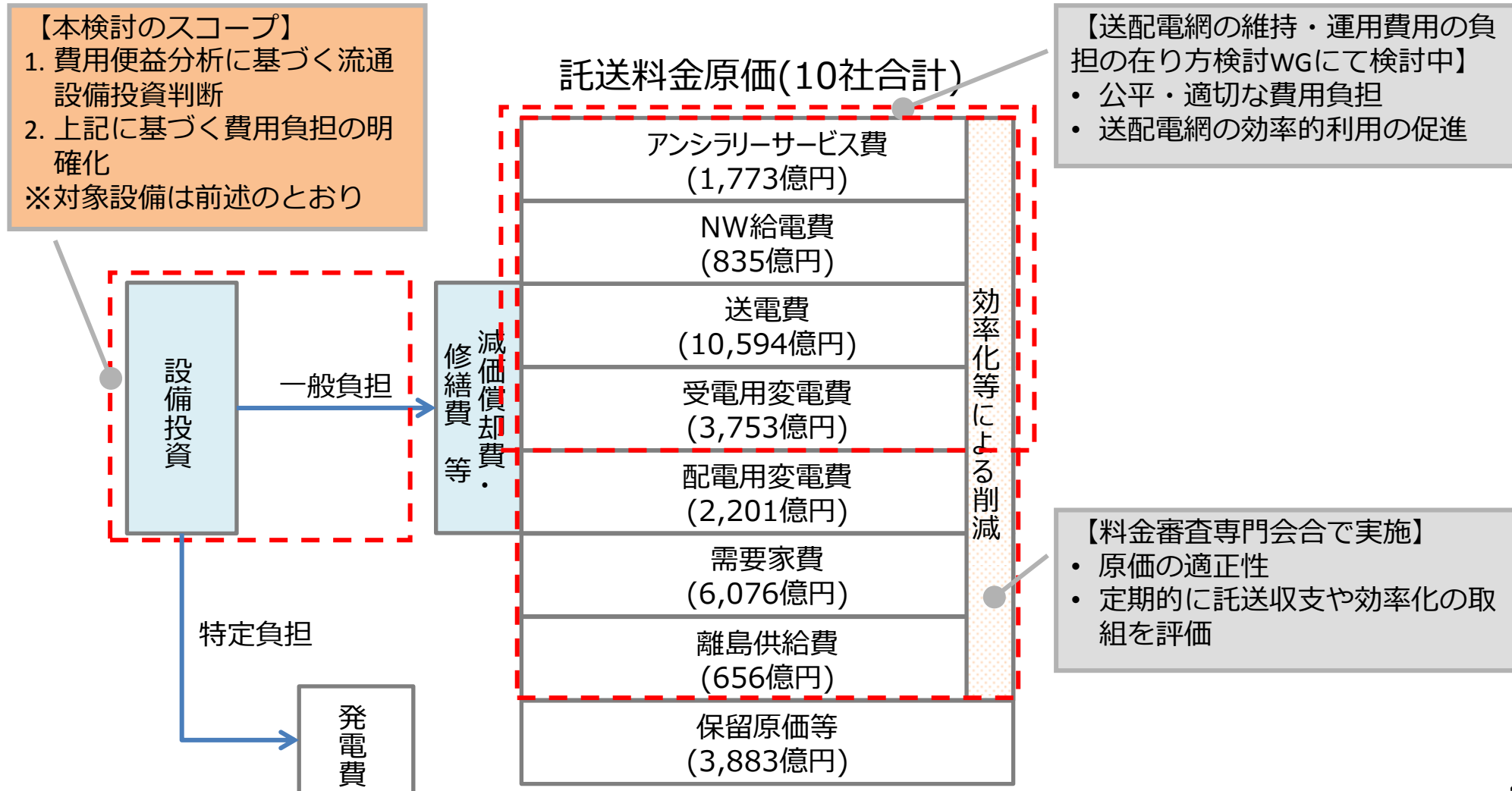
- 電力広域的運営推進機関は、全国大での広域連系系統（連系線＋地内基幹系（上位二系統））の整備及び更新に関する方向性を整理した長期方針として、広域系統長期方針を策定することとなっている。
- 本年3月に公表された広域系統長期方針では、連系線増強について、実際の流通設備判断は、確度の高い電源計画及び詳細な系統対策の内容を踏まえる必要があることを前提としながら、エネルギーミックスの実現を前提とした燃料費抑制効果の試算を実施。
※東北東京間、東京中部間の連系線については、電力広域的運営推進機関が広域系統整備計画を策定済み。
- 加えて、地内基幹系も含めて、想定潮流の合理化及び精度向上（混雑を許容した連系及び潮流管理を行うための課題整理及びルール検討を含む）、費用対便益に基づく設備増強判断、電源と流通設備の総合コスト最小化を進める方針が示されている。

【今回の電力・ガス取引監視等委員会における検討の対象】

- 電力広域的運営推進機関が、広域連系の具体的な案件への適用に向けて、検討していく費用対便益評価
※地内基幹系については、混雑許容の電源連系及び潮流管理の課題整理及びルールの検討とあわせて適用を想定。

(参考) 費用対便益に基づく流通設備増強判断の位置付け

- 電気料金の最大限の抑制に向けた、電力・ガス取引監視等委員会における検討事項の関係性は以下のとおり。

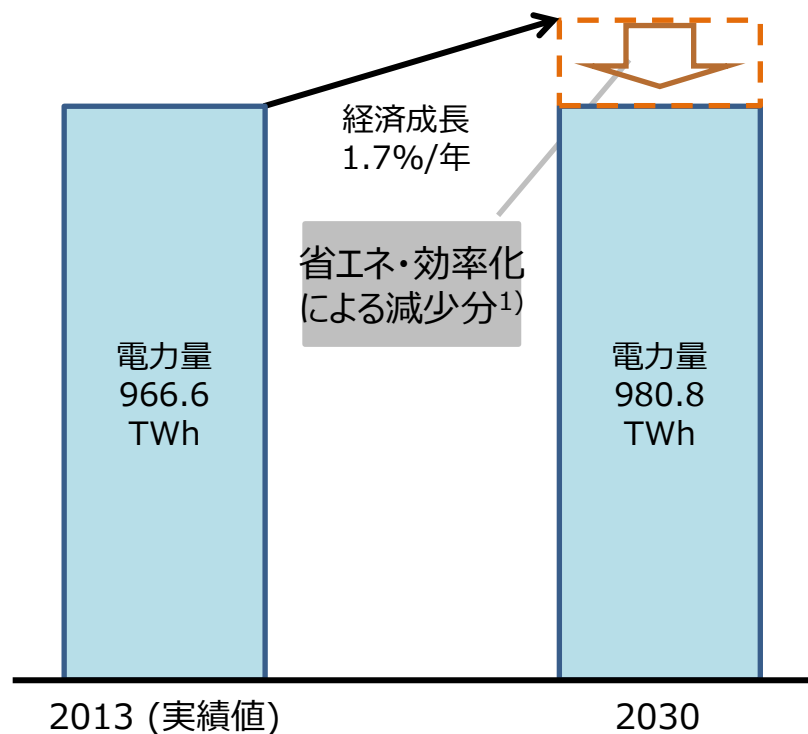


2030年エネルギーミックス

- 電力需要は概ね横ばいとなる見込みの中、再生可能エネルギーは今後大幅に拡大。

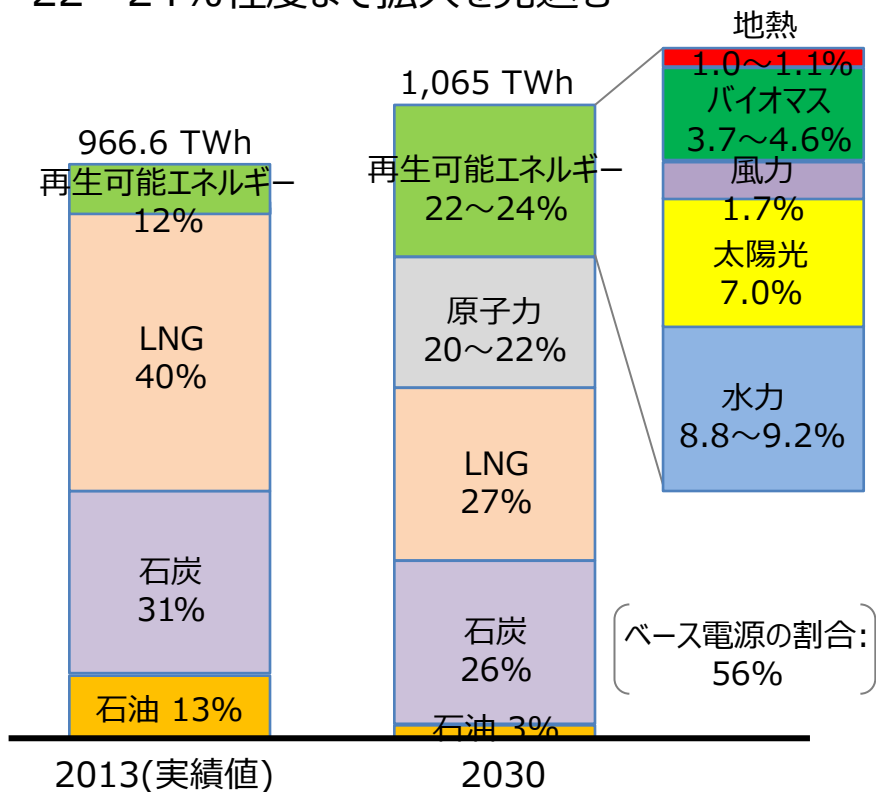
電力需要の変化

- 経済成長と同等の省エネ・効率化が見込まれるため、電力需要は概ね横ばいとなる見込み



電源構成の変化

- 現在、10%強の再生可能エネルギーは全体の22~24%程度まで拡大を見込む



注1: エネファームは給湯の効率化分のみが含まれており、発電分は省エネ扱いとはなっていない

出典: 資源エネルギー庁

電力需要の変化：供給計画

- 全国大では需要は逡増見込みだが、供給区域別では関西、四国では需要減少となる見込み。

単位：百万kWh

		推定実績	想定										平均増減率(%) 2015～26
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
需要（送電端）合計	北海道	31,349	31,462	31,577	31,623	31,824	32,040	32,241	32,461	32,665	32,884	33,088	0.4
	東北	81,584	81,776	82,055	82,727	83,401	84,073	84,745	85,418	86,090	86,761	87,431	0.7
	東京	279,831	281,901	283,257	284,218	285,210	286,063	286,924	287,628	288,367	289,123	289,776	0.2
	中部	130,616	130,602	131,014	130,934	130,888	130,875	130,886	130,920	130,972	131,038	131,116	0.0
	北陸	29,623	29,650	29,719	30,013	30,035	30,116	30,199	30,281	30,362	30,445	30,527	0.4
	関西	142,276	141,436	140,684	140,668	140,653	140,636	140,620	140,602	140,586	140,569	140,554	▲ 0.3
	中国	61,409	61,528	61,764	61,908	62,272	62,635	62,998	63,361	63,724	64,088	64,454	0.5
	四国	27,460	27,373	27,189	27,173	27,165	27,173	27,197	27,231	27,271	27,311	27,349	▲ 0.1
	九州	86,703	86,790	87,065	87,107	87,195	87,282	87,367	87,449	87,529	87,608	87,684	0.1
	沖縄	7,889	7,962	8,017	8,072	8,129	8,186	8,243	8,300	8,357	8,414	8,471	0.8
全国		878,740	880,480	882,341	884,443	886,772	889,079	891,420	893,651	895,923	898,241	900,450	0.2

電源構成の変化：再生可能エネルギー電源受け入れのための系統増強

- エネルギーミックス達成のためには地熱・バイオマス・風力・太陽光(非住宅)ともに現行の約3～4倍の設備容量が必要であり、それを受け入れるための系統整備は急務。

送配電網の増強ニーズの拡大

種別	設備容量 (万kW)		C:現状との比率(A/B)
	A:2030年断面	B:現状	
地熱	約140～約155	52	2.7～3.0
水力	4,847～4,931	2,056(一般) 2,594(揚水) 4,650(計)	1.0～1.1
バイオマス	602～728	252	2.4～2.9
風力(陸上)	918	約270	3.4
風力(洋上)	82	-	-
太陽光(住宅)	約900	約760	1.2
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340	4.1

送配電網の増強ニーズの拡大

東北北部等で系統の**空容量がゼロ**に

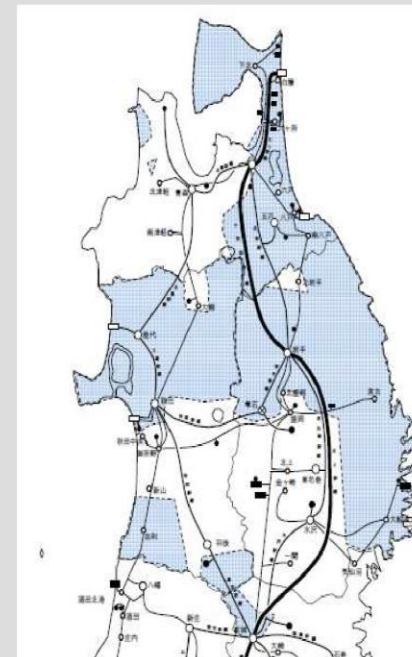


図1 平成28年4月28日付公表

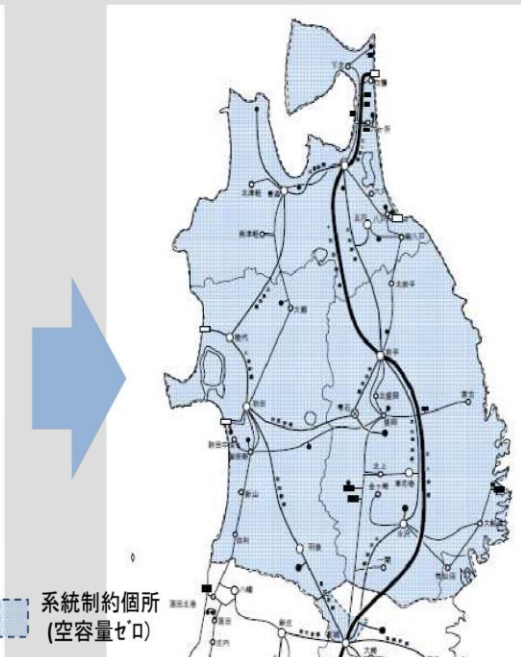
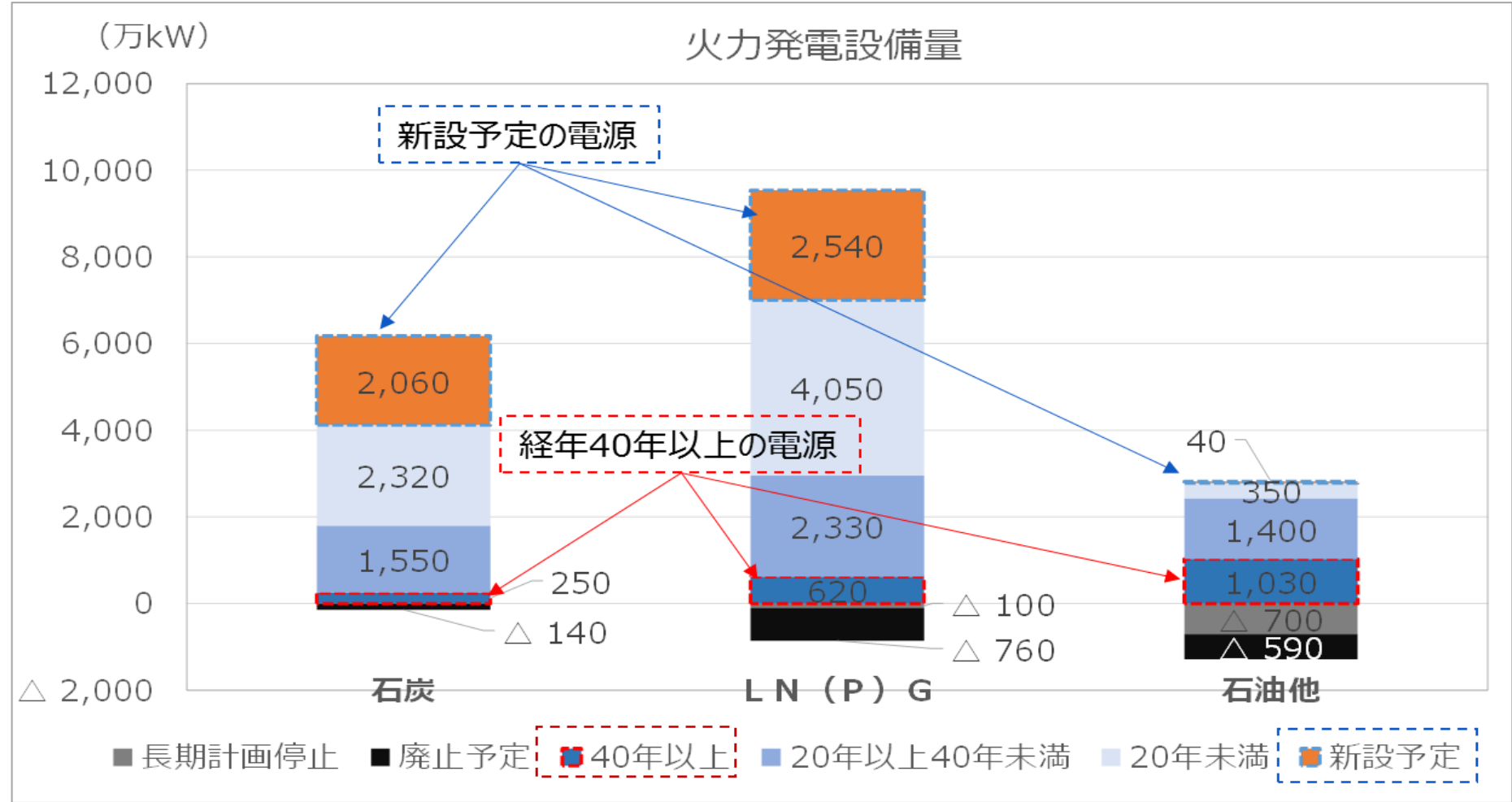


図2 平成28年5月31日付公表

電源構成の変化：火力電源の新設・停止・廃止

- 今後10年間に約4,640万kW分の電源の新設計画がある一方、約2,280万kW分の電源の長期計画停止及び廃止が予定されている。



注) 新設計画及び長期計画停止、廃止の数値は2016年8月時点の供給計画提出分及び連系申込分。 注) 2016年3月末時点の経年数

出典：電力広域的運営推進機関 広域系統長期方針

流通設備効率の低下

- 需要が概ね横ばいとなることが見込まれる中、新規電源連系起因の系統増強ニーズは拡大。流通設備の効率は近年低下傾向。

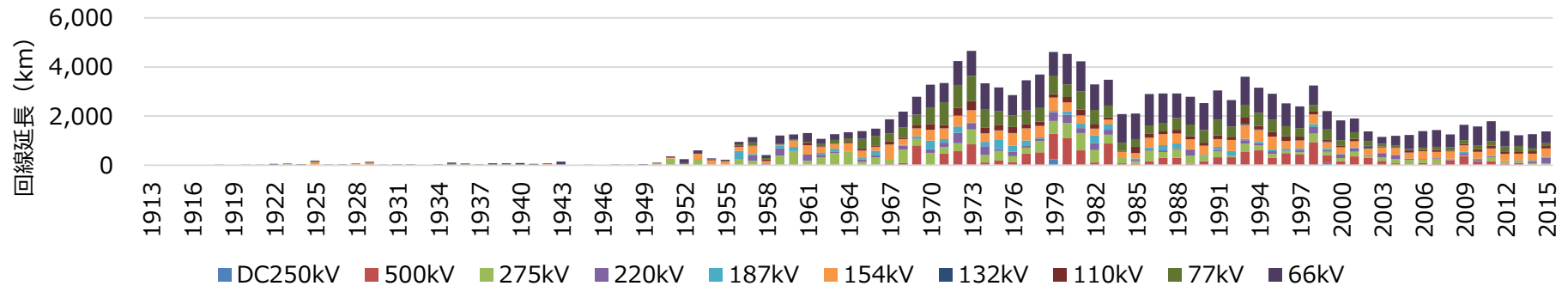


高経年化対策投資の拡大

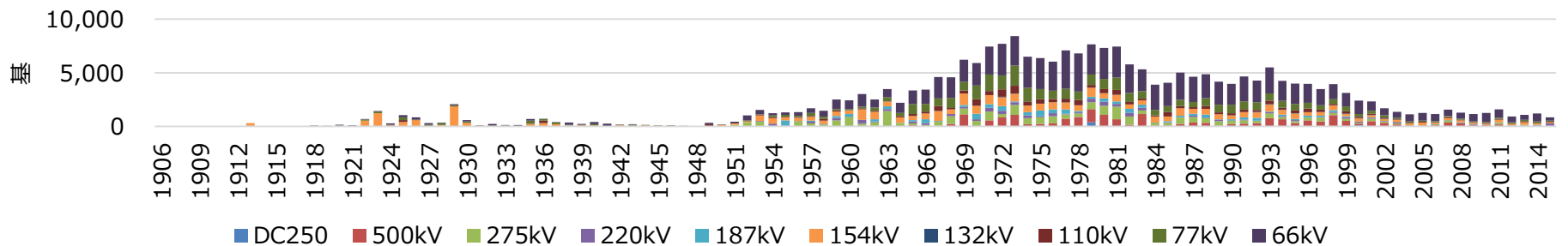
- 我が国の送配電網は、今後、高度経済成長期に整備した設備の更新に多額の資金が必要となる。

送配電設備の高経年化対策の必要性

2015年度末 架空線（66kV～500kV）：電圧別

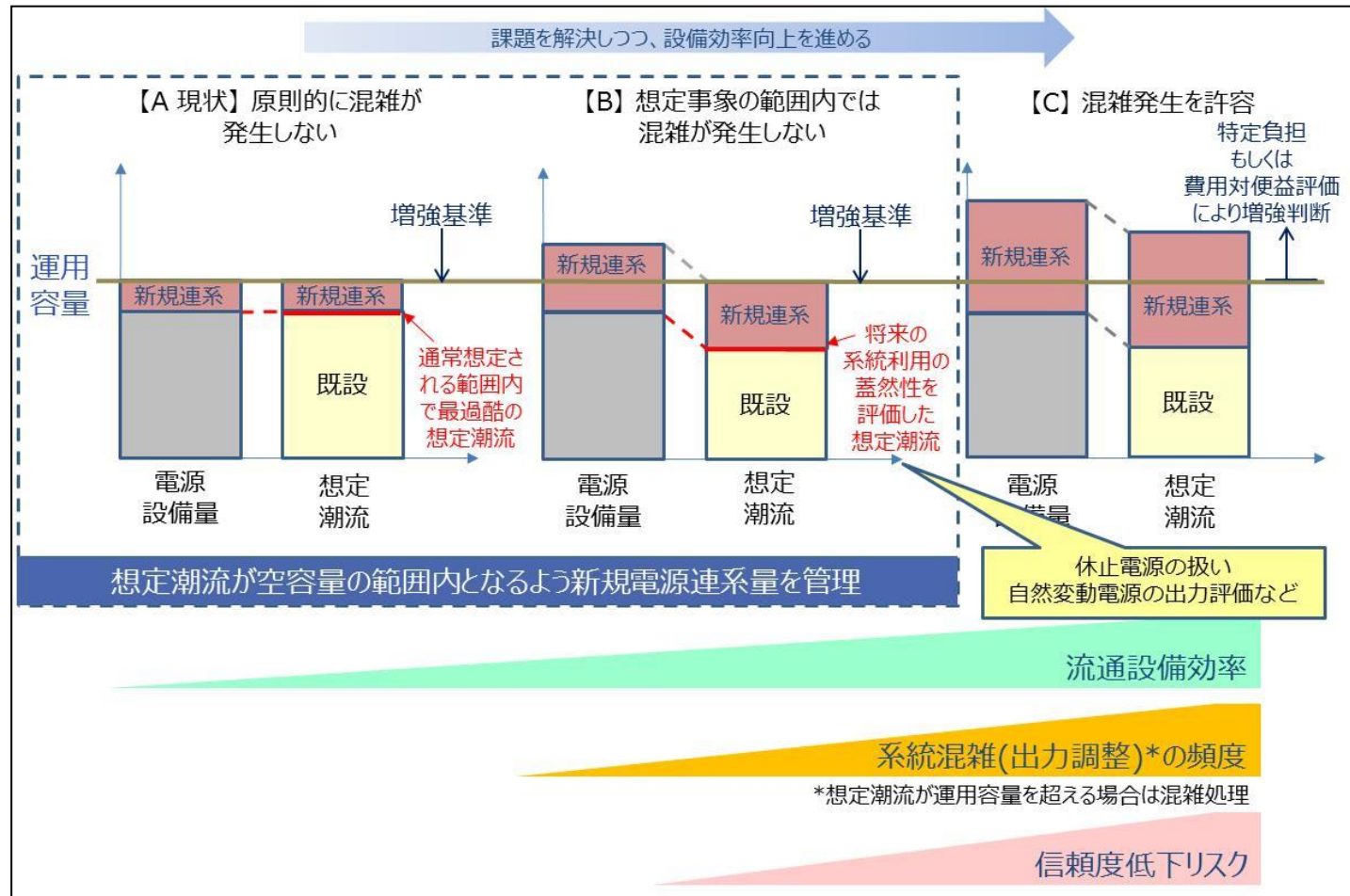


2015年度末 鉄塔（66kV～500kV）：電圧別



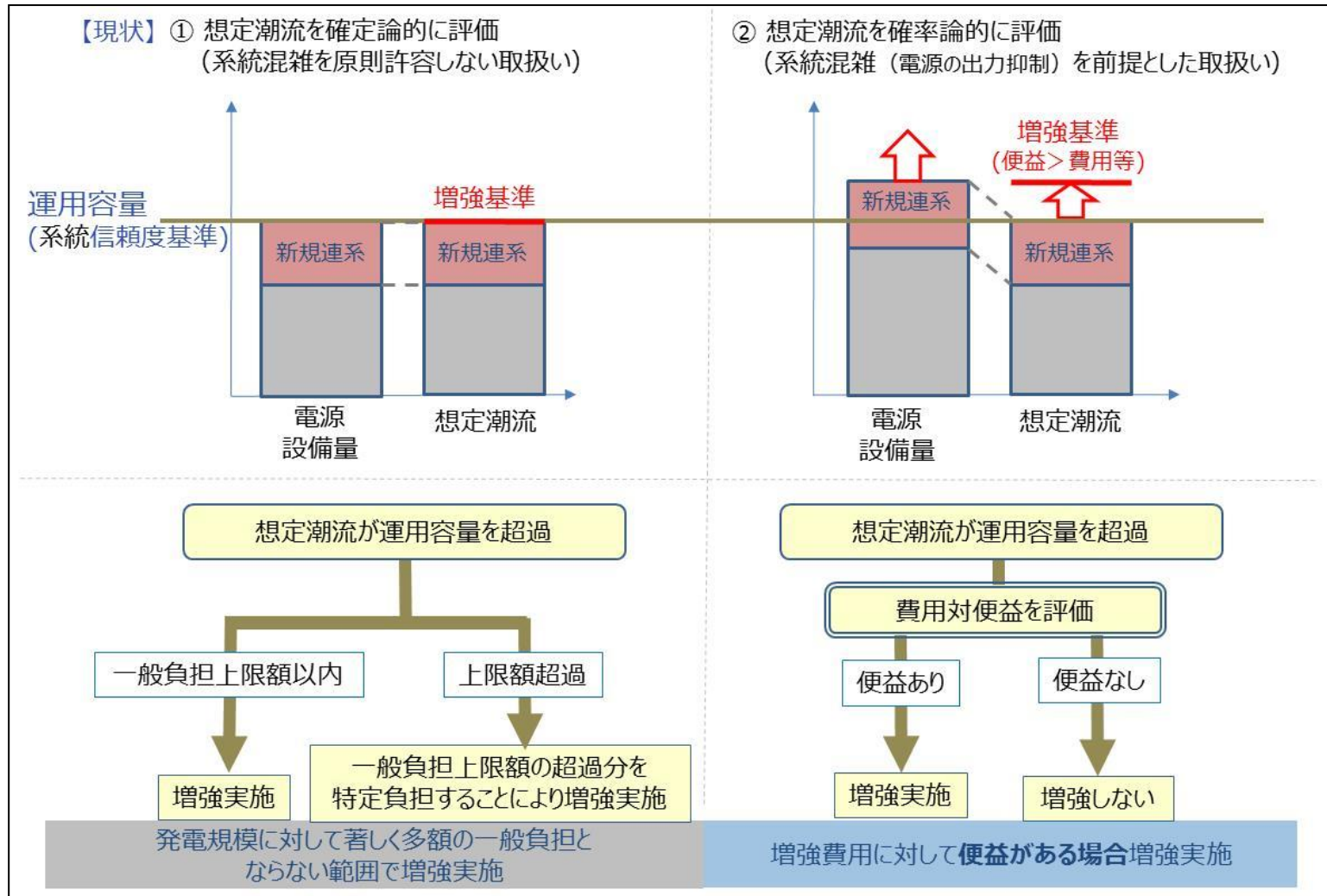
新規電源連系時の増設基準（1/2）

- 電力広域的運営推進機関及び一般送配電事業者は電源連系や設備形成の検討に関しての想定潮流の合理化及び精度向上（想定潮流の合理化、合理化した想定潮流を前提とした電源連系や設備形成を行うための課題整理及びルール of 検討、混雑発生を許容した電源連系及び潮流管理を行うための課題整理及びルール of 検討）の検討を行うこととしている。



新規電源連系時の増設基準（2/2）

- 電力広域的運営推進機関は、長期的な潮流シナリオに基づく確率論的な想定潮流により設備増強に伴う年間総発電費用の低減効果、供給力や系統維持能力が向上することとの価値等の社会的便益を総合的に評価した上で投資の合理性を判断する手法について、検討を進める。



(参考)現行制度：発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針の要点

- 発電設備の設置に伴う系統増強に関する費用負担の考え方に関する指針（※）を平成27年11月に資源エネルギー庁が公表。全額特定負担とされていた再エネ電源起因の基幹送電線の増強等について、本指針により原則一般負担化。

（※）「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」（通称：費用負担ガイドライン）

電源線	}	電源線省令の定義・考え方を適用（新たな考え方を提示するものではない。）
ネットワーク側の送配電等設備		

本検討において運用上の考え方を明らかにする。
ただし、低圧の配電設備に発電のための特別な供給設備を設ける場合及び配電用変電所変圧器の逆潮流対策のために必要な設備を設ける場合は、本指針の対象外とする。

<費用負担の考え方（まとめ）>

1. 特定負担額・一般負担額の算出

- （1）ネットワーク側の送配電等設備のうち、**基幹系統**を構成する送配電等設備の増強等にかかる費用については、原則として**一般負担**。
（2）**基幹系統以外**の送配電等設備の増強等にかかる費用については、**以下の観点から**、特定負担とすべき額（以下「**特定負担額**」という。）**及び一般負担とすべき額（以下「一般負担額」という。）を算定**。

- （a）設備更新による受益
- （b）設備のスリム化による受益
- （c）供給信頼度等の向上による受益

2. 一般負担の限界

一般負担額のうち、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」として電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が指定する基準額を超えた額については、上記にかかわらず、特定負担。

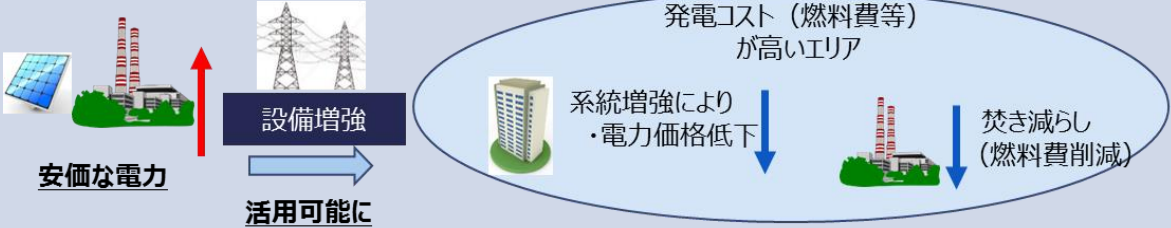
3. 一般負担とされた費用の一般電気事業者間での精算

特定の発電設備の設置に伴い当該発電設備が立地する供給区域のネットワーク側の送配電等設備の増強等をする場合で、他の供給区域へ発電した電気を送電する場合における増強等費用については、**事業者間精算制度により精算**。

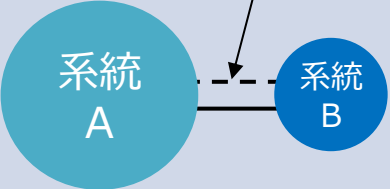
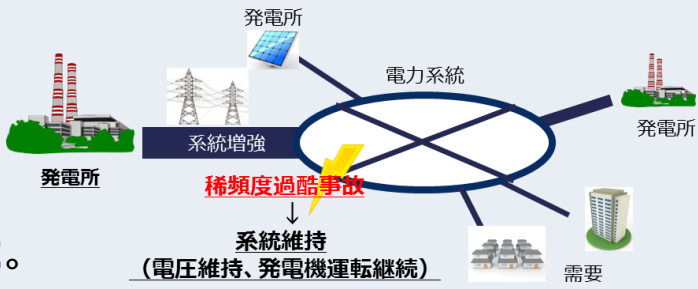
費用対便益に基づく流通設備増強判断：

評価項目例(1/2)

- 電力広域的運営推進機関の広域系統長期方針において、電力系統利用の円滑化・低廉化、適切な信頼度の確保、設備の健全性維持の観点から、便益項目として以下が例示されている。

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	<div> <div> <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>  </div> <div> <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> </div> </div>
	送電損失	<div> <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> </div>
	CO2排出量	<div> <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> </div>

費用対便益に基づく流通設備増強判断： 評価項目例(2/2)

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EUE※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。 ※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 EUE：ある期間において供給力不足が見込まれる電力量

費用対便益に基づく流通設備増強判断：費用対便益評価に関する考察

- 電力広域的運営推進機関の広域系統長期方針では仮定のシナリオに基づき連系線の増強費用と燃料費抑制効果の比較を実施している。

（i）費用対便益評価に関する考察

表6は、潮流シミュレーションの結果に基づき、各連系線の増強費用（年経費率換算）と燃料費抑制効果を比較した結果を示したものである。今回の試算では燃料費抑制による便益（効果）は、連系線の増強費用を上回らなかった。

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って変わり得るが、今回は一定の仮定²²を置いて流通設備増強費用の試算（概算）を行った。また、連系線の運用容量制約をなしとした場合と現在の運用容量を制約条件とする場合の燃料料費を比較し、その差分を年間燃料費抑制効果としたが、今回前提としている設備増強後の規模では、運用容量による制約が残り得るため、この効果は減少する可能性があることに留意が必要である。

	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※4	シナリオ②※5
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、割引率を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、連系線の制約なし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。
※4 導入量が偏在する傾向が強い風力発電及び太陽光発電について、全国の導入見込量及びFIT制度における設備認定量を基礎として、各エリアに按分した量が導入されるシナリオ
※5 導入量が偏在する傾向が強い風力発電及び太陽光発電について、各エリアの偏在が極力緩和するように導入されるシナリオ

以上のとおり、今回の試算では、連系線増強の便益は費用を下回るものとなったが、本試算はあくまで仮定のシナリオに基づくものであること、燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源の計画や運用、新たな電源連系二ーズを的確に把握した上で、必要性を判断していることが重要である。

資料の構成

- 検討の背景・位置付け
- 検討の視点
- 海外事例
- 今後の進め方

検討の視点

- 電気料金の最大限の抑制の観点から、費用対便益に基づく流通設備増強判断について、以下の視点から電力・ガス取引監視等委員会としての考え方を整理していくこととしてはどうか。

【検討の視点】

電気料金の最大限の抑制に資するよう、電力広域的運営推進機関や一般送配電事業者が検討する費用便益分析手法、設備増強判断等について、以下の点について妥当性を確認する必要があるのではないか

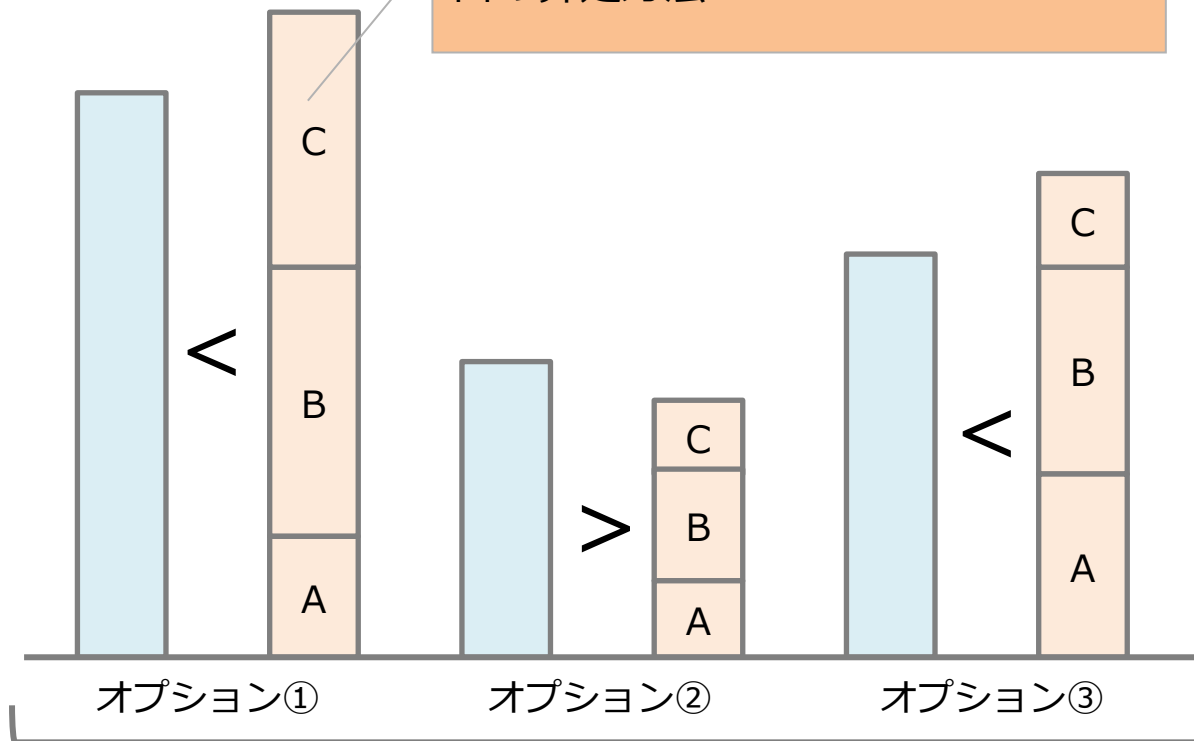
- ① 費用便益分析の対象項目及び各項目の算定方法
 - － どのような便益を評価対象項目とするか
 - － また各評価項目をどのように算定するか
- ② 費用便益分析結果に基づく投資意思決定方法
 - － シナリオ（電源構成、需要等）をどのように設定すべきか
 - － 投資意思決定において、複数の対応案を考えるべきか
 - － 複数案ある場合に、どの対応案を採用するか
- ③ 費用便益分析を踏まえた費用負担
 - － 上記の費用便益分析結果を踏まえて意思決定した後に、関係者の費用負担をどのように行うべきか

(参考)検討の視点のイメージ

費用便益分析による設備投資判断

■ 増強費用
■ 便益

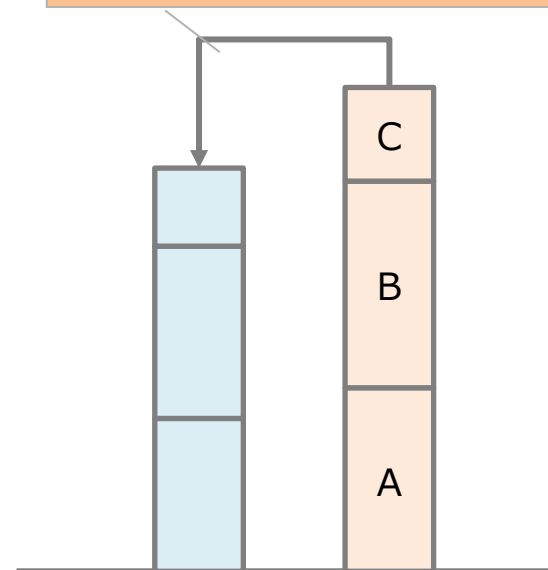
①費用便益分析の対象項目及び各項目の算定方法



②費用便益分析結果に基づく投資意思決定方法

費用負担

③費用便益分析を踏まえた費用負担



検討のアプローチ

- 本日は本検討の背景・視点及び海外事例の要点を整理。

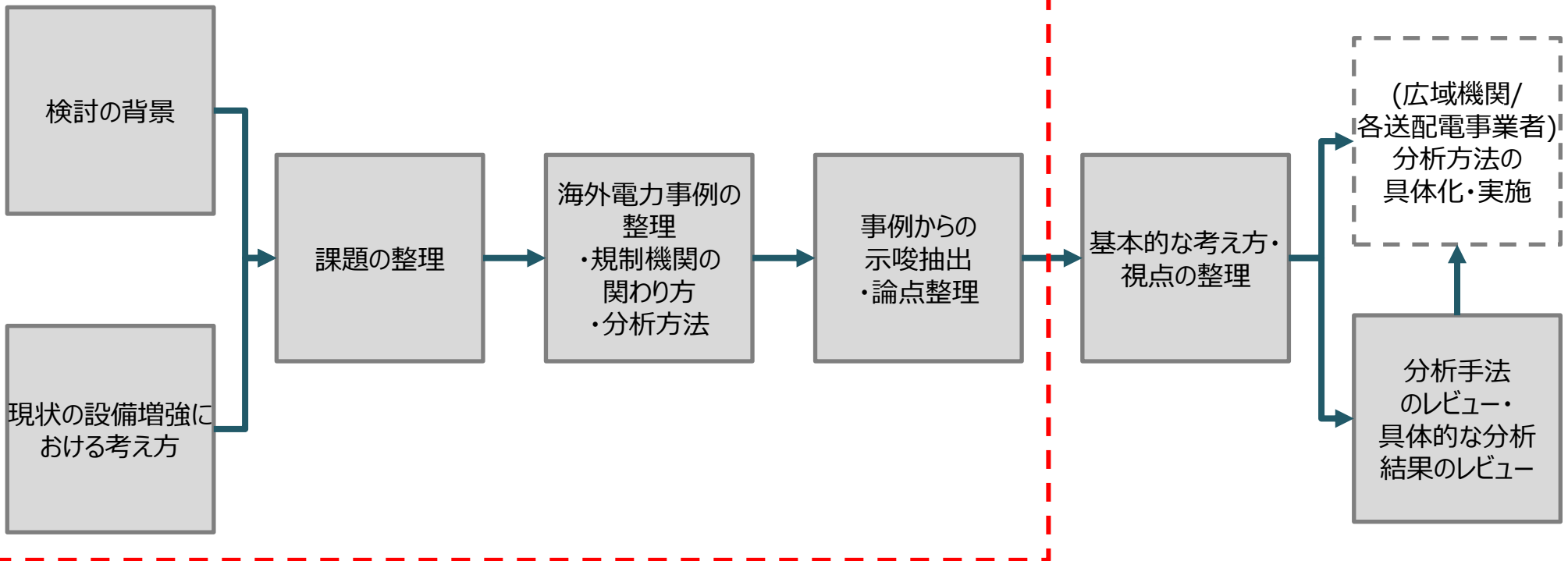
①現状の課題の整理

②国内外の事例調査
からの示唆抽出

③規制機関
としての
提言の検討

④分析手法
具体化

本日の議論の範囲



資料の構成

- 検討の背景・位置付け
- 検討の視点
- 海外事例の要点
- 今後の進め方

- EU大のエネルギー市場の統合や再エネの系統接続の拡大を目的に、ENTSO-Eの策定するTYNDP(Ten-Year Network Development Plan)に対して、費用便益分析手法の確立、適用がEU regulation347/2013にて規定されている。

概要

費用便益分析の実施目的・背景

- ・ 従来、各国のTSO（送電事業者）は発電・需要が完結することを前提に、国内の送電網の増強を進め、国際連系線の増強は進んでこなかった
- ・ これに対して、**EU大でのエネルギー市場の統合や再エネの系統接続の拡大**という目的に向けて、**国際連系線の建設**がすすむように、市場統合の効果、系統信頼性上の便益などを可視化するため、EU regulation347/2013でCBAの確立、運用が規定された

費用便益分析の対象範囲

- ・ ENTSO-Eの作成する**TYNDP**(Ten-Year Network Development Plan)の全プロジェクトに対して、費用便益分析の実施を求めている
 - － 国際連系線の増強
 - － 国内の基幹送電線の増強（再エネ導入拡大のボトルネックの場合）

※EU加盟国のTSOが上記以外の国内の送電線建設に費用便益分析を実施しているケースも存在するが、EU regulation上では規定されていない

(略称参考)ACER：Agency for the Cooperation of Energy Regulators（欧州の規制機関の団体）、ENTSO-E：European Network of Transmission System Operators for Electricity、TYNDP：Ten-year Network Development Plan、PCI：Project for Common Interest(共通利益プロジェクト) EU commissionが選定、行政手続きの簡素化や財政支援が受けられる

出典:EU commissionヒアリング結果、EU regulation347/2013

(参考)EU regulation347/2013の要点

ポイント

費用便益分析の実施目的・背景

Europe 2020 Strategyを受けて、EU regulation347/2013にて費用便益分析の実施を求める

- Europe 2020の基本原則の一つに、更なる資源の効率化、更なる安定性、更なる競争経済がある
- ヨーロッパ全体の送電網の更新について緊急性が高いこと、大陸レベルで送電網を相互接続すべきこと、特に再生可能エネルギーの統合が、EU2020Strategyのフラグシップイニシアチブの1つとなっている

費用便益分析手法を確立するプロセス

分析手法確立プロセス・対応期間まで規定

- EU regulationで検討の方向性を示す→ENTSO-Eがドラフト作成 → ACERが確認し、EU commission及びNRAにコメントを照会(3ヶ月以内)→ ENTSO-Eはコメントを受けて修正・提出(3ヶ月以内) → EU commissionが承認
→ENTSO-Eのwebサイトで分析手法を公表(2週間以内)

費用便益分析の要件

評価項目(案)、分析のためのインプットデータについて言及

- 対象プロジェクト：Project for common interest (PCI)
- インプットデータ：需要、燃種ごとの発電容量、地理的な位置条件、燃料価格、炭素価格、送電保証、（可能であれば）配電網及びその進化新規の大規模電源（CCDの容量含む）、最終投資決定における蓄電池、送電プロジェクトを反映すること
- 評価指標（案）：「温室効果ガス、送電ロス」、「将来の発電・送電投資に関する将来費用」、「運用上の柔軟性（regulating power、アンシラリーサービスの最適化を含む）」、「System resilience」

その他

- 感度分析の実施
- 定期的な分析手法の改善

分析手法確立から運用における役割分担

- 分析手法の確立から、個別プロジェクトの評価まで、EU commissionまたはACERが幅広く関与している。

PCI（共通利益プロジェクトの選定）

PCIの運用

費用便益分析手法の確立

- ENTSO-Eが作成
- ACERが意見表明
- EU commissionやEU加盟国が意見表明
- EU commissionによる分析手法の承認

TYNDP(Ten-Year Network Development Plan)の策定

- ENTSO-Eが2年おきに策定
- 全プロジェクトに対して費用便益分析を実施
- ACERが意見表明

PCI(Project of common interest)の選定

- TYNDPに基づき、次年度に実施
- Reginal Group(EU commission chair、EU加盟国、規制機関、TSO)による選定
- アセス方法がReginal Groupによって決定
- ACERによる意見表明

※PCIは行政手続きの加速化を享受。また財政支援への応募要件

PCIモニタリング

- TSOがannual reportを提出
- ACERが上記をまとめたレポートを作成
- Reginal Groupに提出

Cross-Border Cost-Allocation (CBCA)

- 規制機関の間で調整
- 調整がつかない場合はACERが仲介

上記プロセスに基づき2015年に承認されたCBA1.0でTYNDP2016の評価がされている。
また、CBA2.0のドラフトに対して、EU commissionによるレビューが実施されているところ

● CBA1.0では金銭評価と非金銭評価によるmulti-criteria analysisを実施

分析の前提となるシナリオ (ENTSO-Eヒアリング結果より)

- ENTSO-Eが各国TSOを通じて情報収集し、作成。加盟国と長期にわたる調整を実施。
- 特に電源構成の見通しは、政治的でもあるが、各国が示している見通し等を活用しつつ、意思決定の制約が生まれるような前提を両端にとり複数visionを作り、それを各国が確認するコンサルテーションプロセスを経る。
- シナリオはCO₂、再エネなどについてEU目標と整合的なものとしているが、加盟国には、目標達成と整合的でないシナリオをサポートすることもある。

CBA1.0における評価項目

	概要	評価
B1: Serurity of supply	系統信頼度の改善	MWh/年
B2:Socio-economic welfare	設備増強に伴う年間総発電費用の低減効果	ユーロ/年
B3:RES integration	再エネ連系可能量	GWh/年
B4:Variation of losses	送電ロス発生量の変化	ユーロ/年 GWh/年
B5:Variation in CO2 emission	CO ₂ 排出量の変化	t/年
B6: technical resilience/ System safety	極端な系統の状態に耐えうる、系統の能力	KPI評価
B7: Flexibility	系統の柔軟性 (balancingサービスの取引を含む)	KPI評価

CBA2.0策定における主な論点(ACERヒアリング結果)

課題
整理

事例
からの
示唆

提言の
方向性

具体化

- 複数シナリオのウェイト付けや、評価方法の更なる定量化・金銭評価・費用負担との紐付け等について、ACERは改善点を指摘している。

主な指摘

シナリオ

- 複数シナリオの確率でウェイト付けをし、確率的評価をする

評価項目・ 方法

- 評価項目の更なる定量化・金銭評価
 - Security of Supply, Adequacy, Sustainability : 定性項目の定量化（確率的手法の導入をさらに進めないと、確率の低い最悪ケースをベースに便益計算されるおそれがある。N-1を維持する考え方は前提だが、確率的評価をしないと過大評価となるおそれがある）
 - System Security : 1.0では単純なValue of Loss Loadの計算だけであるが、想定する停電となる地点の需要家のプロファイル（産業か家庭か等）も正確に反映させて、確率的評価をする。レジリエンス等の評価も加えるべく検討中。
 - CO2費用 : Social Welfareにも一部入っており、ダブルカウントの問題

費用負担との 紐付け

- CBA1.0の段階からCBAと費用負担の紐付けが不十分で、CBA2.0でも解消されていない

(参考)TYNDP2016:全体像

- TYNDPに係る連系線・変電所の新設・更新等には費用便益分析に基づく評価が行われる。



プロジェクト概要・費用便益分析結果（次頁）

(参考) TYNDP:個々のプロジェクトの情報

課題
整理

事例
からの
示唆

提言の
方向性

具体化

- 個々のプロジェクトに関する投資情報及び費用便益分析の結果が確認可能。

Investments		説明	送電容量への 貢献	変電所		現状の ステータス	運用開始 予定	TYNDP2014 からの変化	
Investment ID	Description	GTC Contribution	Substation 1	Substation 2	Present Status	Commissioning Date	Evolution since TYNDP 2014	Evolution Driver	
424	A new 1400MW HVDC bipolar installation connecting Western Norway and Great Britain via 720km subsea cable.	100%	Kvilldal (NO)	Blythe (GB)	Under Construction	2021	Investment on time	On time	

送電容量への貢献度
(2020年時点)

送電容量への貢献度
(2030年時点)

資本コスト

系統信頼度

社会経済厚生

再エネ連系可能量

送電ロス(量/金額)

CO2排出量

General CBA Indicators	
Delta GTC contribution (2020) [MW]	NO-GB: 1400 GB-NO: 1400
Delta GTC contribution (2030) [MW]	NO-GB: 1400 GB-NO: 1400
Capex Costs 2015 (M€) Source: Project Promoter	1850
Cost explanation	
S1	Negligible or less than 15km
S2	Negligible or less than 15km
B6	+
B7	++

ノルウェー
⇒イギリス

イギリス
⇒ノルウェー

再エネ導入量等の異なる
複数シナリオで評価

Scenario specific CBA indicators	EP2020	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
B1 SoS (MWh/yr)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
B2 SEW (MEuros/yr)	190 ±30	140 ±10	190 ±10	170 ±30	140 ±10
B3 RES integration (GWh/yr)	90 ±20	150 ±150	850 ±60	840 ±170	870 ±390
B4 Losses (GWh/yr)	875 ±87	475 ±47	275 ±27	275 ±27	475 ±105
B4 Losses (Meuros/yr)	37 ±4	25 ±3	12 ±2	16 ±2	32 ±7
B5 CO2 Emissions (kT/year)	2200 ±350	1500 ±400	700 ±300	-900 ±300	-900 ±600

資料の構成

- 検討の背景・位置付け
- 検討の視点
- 海外事例の要点
- 今後の進め方

今後の進め方（案）

- まずは海外事例を中心に深掘り調査を実施し、御議論いただくための基礎情報を整理する。

時期	内容
5月	<ul style="list-style-type: none">• 検討のキックオフ （検討の背景、海外電力事例の一部紹介）• 海外現地調査
6～7月	<ul style="list-style-type: none">• 基本的な考え方、検討の視点の整理