

**資料 2**

# マスタープラン検討に係る中間整理について

2021年 6月3日  
電力広域的運営推進機関  
理事・事務局長 都築直史

## 中間整理の位置づけ

- **今回の中間整理は、これまでの議論に基づき、将来の不確実性を分析するために設定した複数シナリオによる分析結果と、その結果から導かれる第1次の系統増強案をとりまとめ、公表したものである。**
- **ただし、本結果は、エネルギー政策に対して電力ネットワーク面での分析をフィードバックするものであり、最終的な系統増強の結論ではない**ことに留意する必要がある。※
- 今後、費用便益評価手法の高度化など、本委員会においてご指摘いただいた課題について検討を深めるとともに、エネルギーミックスなど政策の方向性を踏まえ、**更に分析を進めるための基礎とすることで最終的なマスタープランの検討に活かしていく。**
- 一方で幅を持たせたシナリオによる分析でも、**カーボンニュートラルを目指すという大きな政府の方針において、どのシナリオでも共通して必要な増強工事というものが想定される**ことから、こうした増強工事の内、既に2021年となった現在、2030年程度の至近年度を想定した検討は早期に着手する必要もあり、マスタープランと並行した議論が必要である。

※ 中間整理はこれまでの議論の整理であり、現行長期方針を改定するものではない。

## 2. 中間整理における検討シナリオ

- 中間整理で採用した複数シナリオについては、官民協議会※をベースとした「電源偏在シナリオ（2ケース）」、ケーススタディとして加えた電源の一部を需要地近傍に配置した「電源立地変化シナリオ」、再エネ導入が進展した「再エネ5～6割シナリオ」の4つのシナリオで分析を実施。
- 上記分析では、シナリオにより設定された電源構成や電源立地が実現された場合を前提としたことから、電源の開発・導入に係るコストは考慮せず、電力ネットワーク増強によるコスト（Cost）と便益（Benefit）について分析を行った。
- なお、再エネを含む全ての電源の上げ・下げ両方向の調整力は、市場取引により確保されること、及び再エネ比率の増大により慣性力及び同期化力が著しく低下するケースでは、同期調相機等の対策により慣性力及び同期化力が確保されることを前提とした。

※洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会

電源偏在シナリオ  
(30GW)

電源偏在シナリオ  
(45GW)

〈ケーススタディ〉  
電源立地変化シナリオ

〈ケーススタディ〉  
再エネ5～6割シナリオ

国の官民協議会をベースとした場合の増強規模等を確認

電源偏在シナリオ（45GW）の洋上風力の1/2が、仮に需要地近傍へ立地すると仮定した場合※1、増強コストへの影響について確認

電源偏在/電源立地変化シナリオで増強した後、更に再エネ5～6割まで導入されたと仮定した場合※2、B/Cへ与える影響について、電力需要を変化させて分析

※1 電源ポテンシャルの一部は開発計画が進んでいることを踏まえ、半分程度の需要立地を変化させたもの

※2 洋上風力45GWに加え、太陽光は約4倍断面（ $76 \times 4 = 300\text{GW}$ ）、陸上風力も約4倍断面（ $11 \times 4 = 44\text{GW}$ ）を導入比率で配分

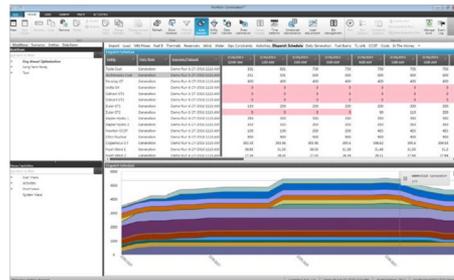
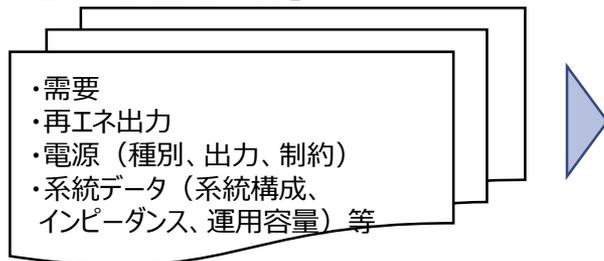
（留意事項）

電源立地変化/再エネ5～6割シナリオは、ケーススタディのため仮に電源立地を設定したシナリオである。例えば、電源立地変化シナリオについては、需要地近傍に風況の良い地点は多く存在しないことから、電源側のコストを含めると全体費用は大きくなる可能性がある。

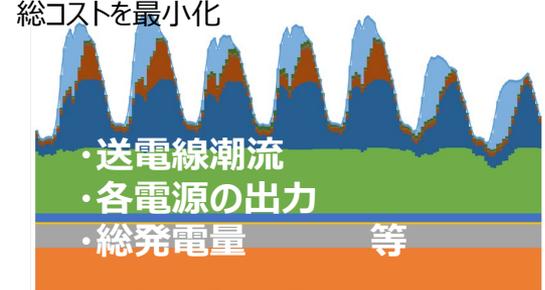
### 3. シミュレーションツールと入力諸元

- 送電線潮流や発電所の最適化運転の算定に関して非常に優れているツールに、広域機関が収集した発電所データと系統データ（構成、運用容量等）を入力した、日本全体の連系線と基幹系統を模擬した動的シミュレーションツールを構築。
- 8760時間の系統状況を想定し、系統制約の下、総コストが1週間単位で最小となるメリットオーダーシミュレーションを実施し、総発電量、総コスト、再エネ抑制量等を算定。
- 2030年度エネルギーミックスや供給計画をベースとしてシナリオごとに前提条件を設定。

#### 【シミュレーションツール】



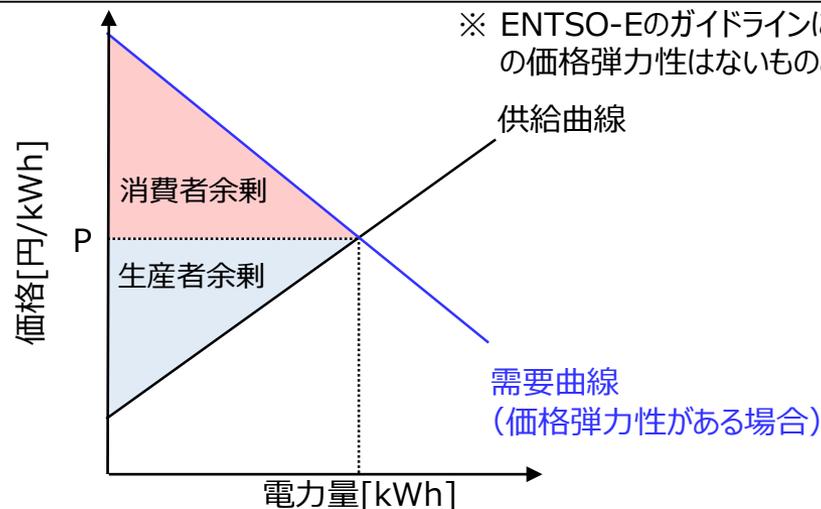
総コストを最小化



#### 【主な入力諸元の概要】

項目		設定内容（詳細は次スライド以降を参照）
	需要	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 現行エネルギーミックスの需要を用い送電端需要を算定</li> </ul>
電源構成	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 2030年度エネルギーミックス、供給計画がベース（蓋然性が高いもの等を補正）</li> <li>■ 太陽光・風力の設備量については、各シナリオ毎に設定</li> <li>■ 利用率については、2019年度供給実績に基づき設定</li> </ul>
	火力	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 供給計画がベース</li> <li>■ 石炭火力は、エネルギーミックス水準（2030年度のkWh比率26%）で設定</li> </ul>
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 2030年度エネルギーミックス水準（2030年度のkWh比率22%）で設定</li> </ul>
	揚水	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 供給計画最終年度の年度末設備量で設定</li> </ul>

- 社会的便益は、消費者余剰<sup>※1</sup>と生産者余剰<sup>※2</sup>の合計(下図の赤・青色部面積)で表される。
- 系統増強における費用便益評価で算出する便益は、**With(系統増強あり)** と**Without(系統増強なし)** で、**社会的便益がどのように変化するか(面積の差)**で求められる。
- 系統増強によってもたらされる**社会的便益(消費者余剰と生産者余剰の変化)**は、**需要の価格弾力性<sup>※3</sup>がない状況では、総燃料コストの変化と等しくなる。**
- なお、需要の価格弾力性については、将来に向けて引き続き検討進めていくが、**マスタープラン検討においては、需要の価格弾力性がないモデルで検討。**<sup>※</sup>



※ ENTSO-Eのガイドラインには、現在、ほとんどのヨーロッパ諸国で需要の価格弾力性はないものとして検討されていると記載

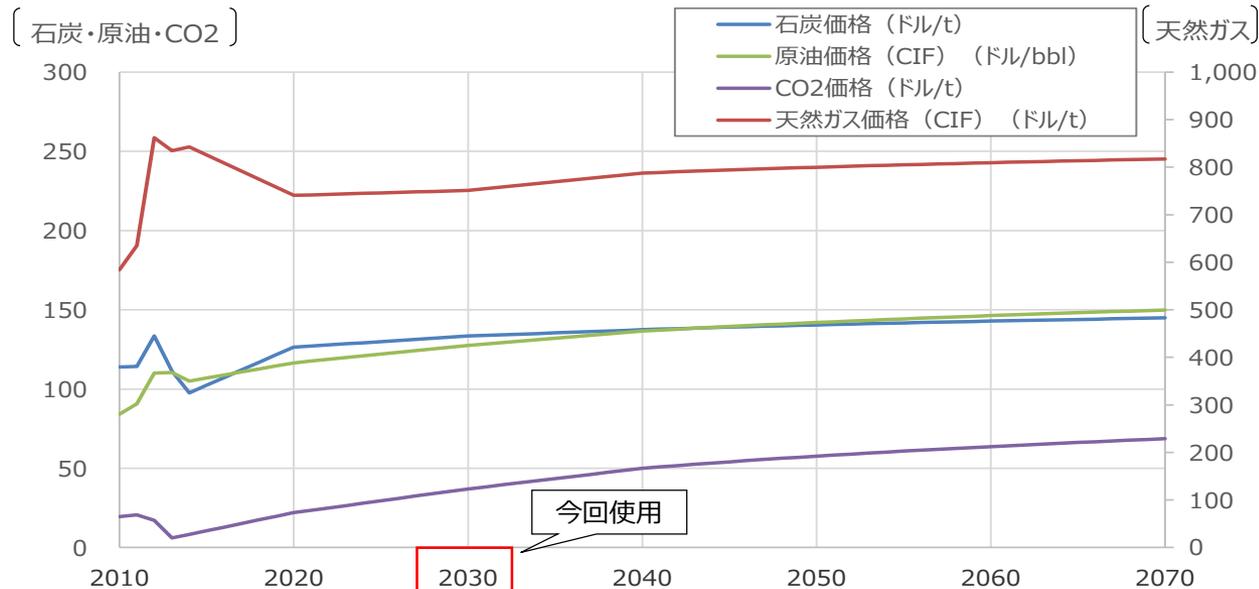
- ※1 消費者余剰：消費者が支払っても良いと考える金額から、実際の購入できた金額を差し引いたもの  
(例) 人参1本を100円の予算で買おうと思っていたが、50円で買った ⇒ 消費者余剰は、100円-50円=50円
- ※2 生産者余剰：生産者が売っても良いと考える金額から、実際に生産に要した費用を差し引いたもの  
(例) 人参1本あたり30円の費用がかかったが、実際には50円で売れた ⇒ 生産者余剰は、50円-30円=20円
- ※3 価格弾力性：商品の価格が変動することにより、その需要や供給の量が変化すること。

■ 燃料費、CO2対策コストには、国の審議会（発電コスト検証WG）の値を基本とするが、**国際エネルギー機関のWEO2020※でも感度分析を実施**。再エネ電源の燃料費・CO2対策コストについては0円/kWhとした。

※ 国際エネルギー機関（IEA）が毎年発行しているレポート「World Energy Outlook」

	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT コンベンショナル	石油	[円/kWh]
燃料費+CO2対策コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8	
燃料費	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9	
CO2対策コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9	

発電コスト検証ワーキンググループにおける燃料価格及びCO2価格の見通し※（新政策シナリオ）



第29回広域系統整備委員会 資料 2-(3) 一部修正

出典：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」

- 将来の不確実性を考慮し感度分析を実施。燃料費、CO2対策コストは、WEO2020の「公表政策シナリオ」、「持続可能な開発シナリオ」(2040年)を考慮。
- 電源は原子力利用率を60%±20%、電力需要は(電化進展)5%増を考慮。

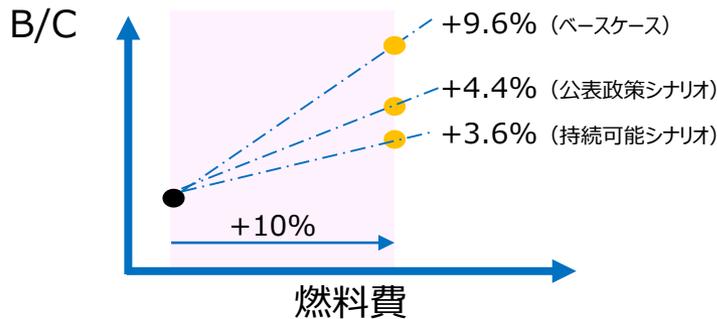
## 《燃料費 + CO2対策コスト》

円/kWh

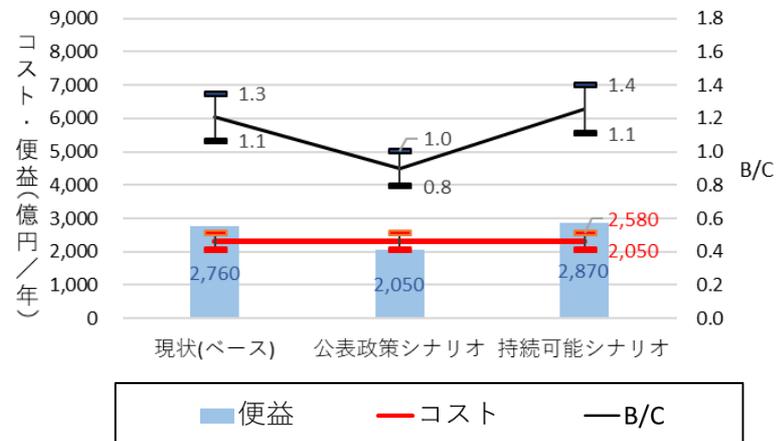
シミュレーション値	石炭	1500℃級(MACC)	1350℃級(ACC)	1100℃級(CC)	コバンシヨル	石油
現状 (2030年, 発電コスト検証WGベース)	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
WEO2020 (2040年, 公表政策シナリオ) 換算値	10.9	9.5	9.8	11.5	13.4	22.1
WEO2020 (2040年, 持続可能な開発シナリオ) 換算値	20.9	11.8	11.9	14.2	16.5	25.4



燃料費の感度分析のイメージ  
(電源偏在シナリオ30GW)



電源偏在30GWシナリオ B/C・コスト・便益



# 5. 増強案と費用便益比 電源偏在シナリオ (45GW)

**官民協議会ベース**  
(電源ポテンシャル考慮)

- 50Hzエリア (北海道～東京) は北海道東北に洋上風力約23GW導入に800万kW程度の増強。長距離送電で経済性や系統安定性という面で優位となるHVDC送電を活用。
- 60Hzエリア (九州～中部) は関門連系線～中国・関西 (陸上) とつなぐルートを現状の2倍程度 (556万kW) に増強。
- 総投資額は約3.8～4.8兆円に及ぶがB/C $\geq$ 1.0となった。

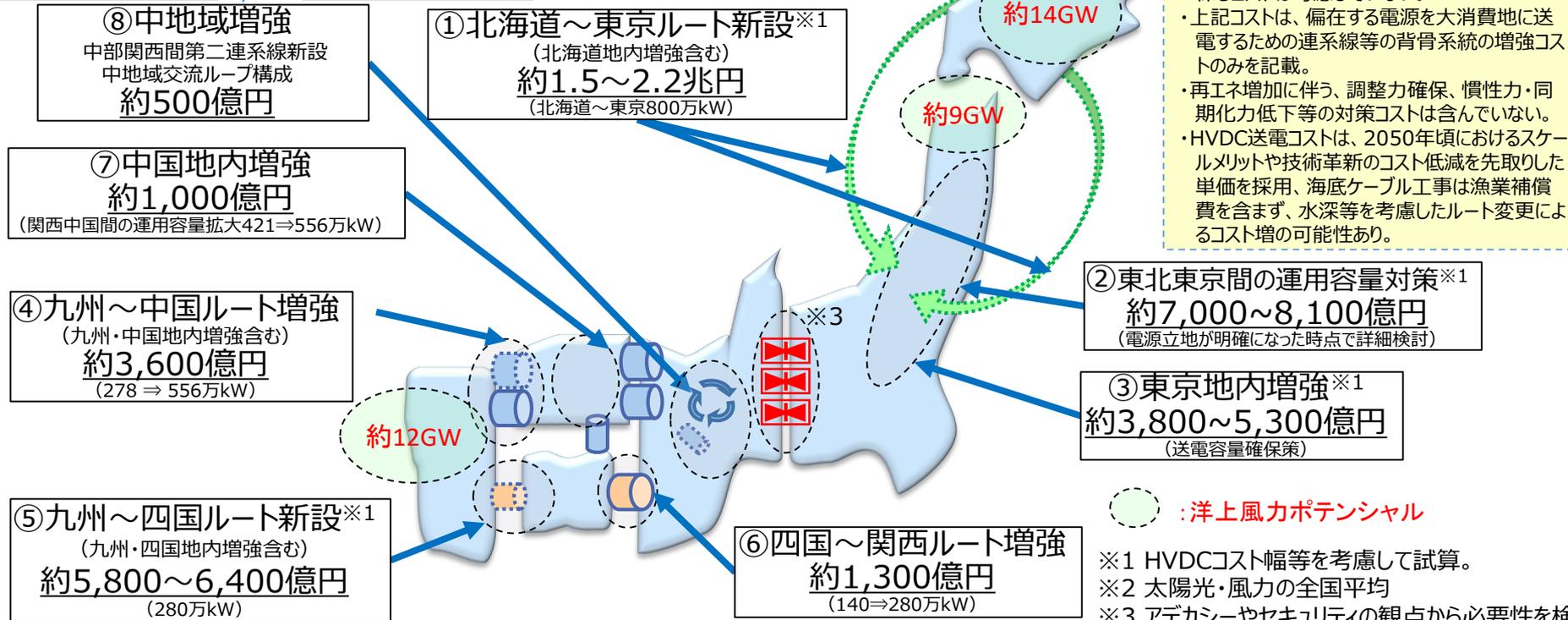
## 電源偏在シナリオ (45GW)

再エネ比率  
42%

必要投資額<sup>※1</sup> 約3.8～4.8兆円  
費用便益比(B/C)<sup>※1</sup> 1.13～1.44

### 再エネ出力制御率<sup>※2</sup>

増強前	増強後
約17%	約4%



**【留意事項】**

- ・電源構成や電源立地が実現された場合を想定したシナリオであるため、電源の開発・導入に係るコストは考慮していない。
- ・上記コストは、偏在する電源を大消費地に送電するための連系線等の背骨系統の増強コストのみを記載。
- ・再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。
- ・HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は漁業補償費を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算。  
 ※2 太陽光・風力の全国平均  
 ※3 アデカシーやセキュリティの観点から必要性を検討

## 5. 分析結果まとめ

- 電源偏在シナリオ（30GW、45GW）は、国の官民協議会で示された現実的なエリア別導入量に基づいて増強案を検討したもの。
- ケーススタディの2シナリオについては、電源立地を既設備・需要に基づく設定としており、**実際は追加コスト等が発生する可能性がある**。また、再エネ5～6割シナリオでは**再エネの余剰活用を含めた需要側対策も今後検討する必要がある**。

分析項目	官民協議会ベース（電源ポテンシャル考慮）		ケーススタディ	
	電源偏在シナリオ（30GW）	電源偏在シナリオ（45GW）	電源立地変化シナリオ（45GW）	再エネ5～6割シナリオ
系統増強の投資額※1 （NW増強コスト※2）	約2.2～2.7兆円 （約0.2～0.26兆円/年）	約3.8～4.8兆円 （約0.36～0.45兆円/年）	約1.5～1.7兆円 （約0.13～0.16兆円/年）	約2.0～2.6兆円 （約0.19～0.24兆円/年）
（参考）燃料費※3 CO2対策コスト	約3.21兆円/年 約1.67兆円/年	約2.81兆円/年 約1.57兆円/年	約2.82兆円/年 約1.57兆円/年	約2.17兆円/年 約1.16兆円/年
費用便益比（B/C）	1.07 ～ 1.35	1.13 ～ 1.44	1.29 ～ 1.53	0.95 ～ 1.21
純便益（B-C）	約200～800億円/年	約600～1,500億円/年	約500～800億円/年	約▲100～400億円/年
再エネ出力制御率 （増強後、太陽光・風力）	約2%	約4%	約4%	<b>約39%</b> <b>（需要側の対策が必要）</b>
再エネ比率	37%	42%	42%	53%
CO2削減量 （うち系統増強によるもの）	約3,500万t （約500万t）	約5,400万t （約1,200万t）	約5,300万t （約400万t）	約1億2,600万t （約1,300万t）

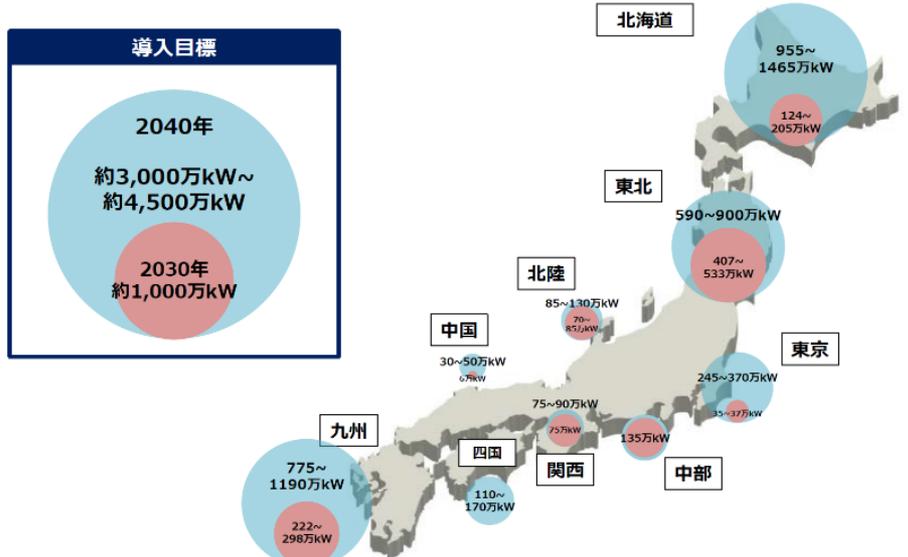
※1 偏在する電源等を大消費地に送電するための連系線等の背骨系統の増強コストのみを記載しており、再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。  
また、HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は漁業補償費を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

※2 系統増強を行うことで毎年発生する費用（減価償却費、運転維持費など）

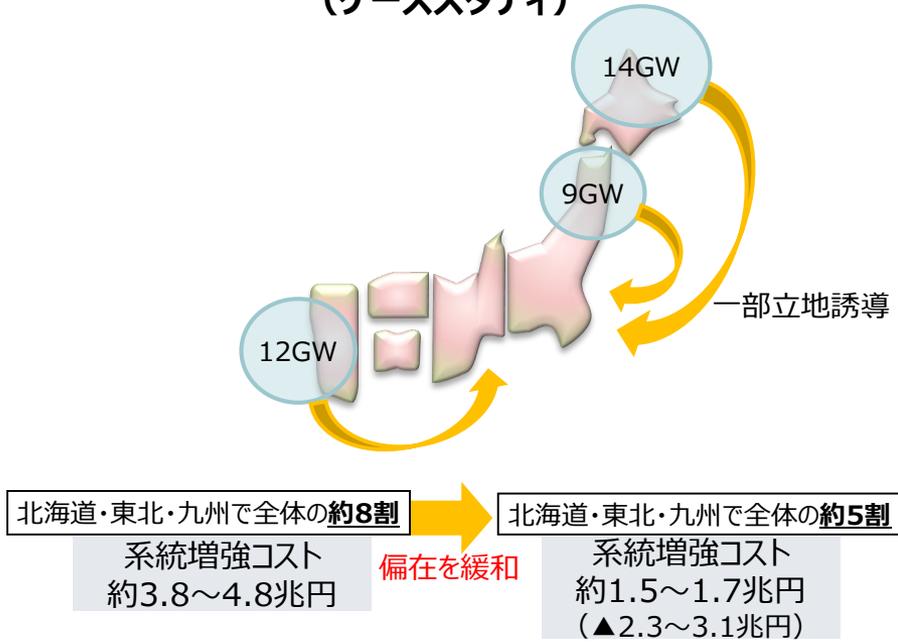
※3 燃料費は、シミュレーションで計算された発電量のみを計上

- **カーボンニュートラルの実現に向けては、更なる再生可能エネルギーの導入も想定されることから、ネットワーク側の視点で偏在電源の一部を緩和させた場合の影響について、ケーススタディで分析。45GWの導入量でも**増強コストを抑制（約2.3~3.1兆円）**できることから、**エネルギー政策面では電源立地誘導なども含めて検討が進むことが期待される。****
- **ただし、需要地近傍に風況の良い地点は多く存在しないことから、立地誘導自体が困難である可能性や、電源側の追加コストを含めると全体費用は大きくなる可能性があることにも留意が必要。**

【参考】エリア別の導入イメージ



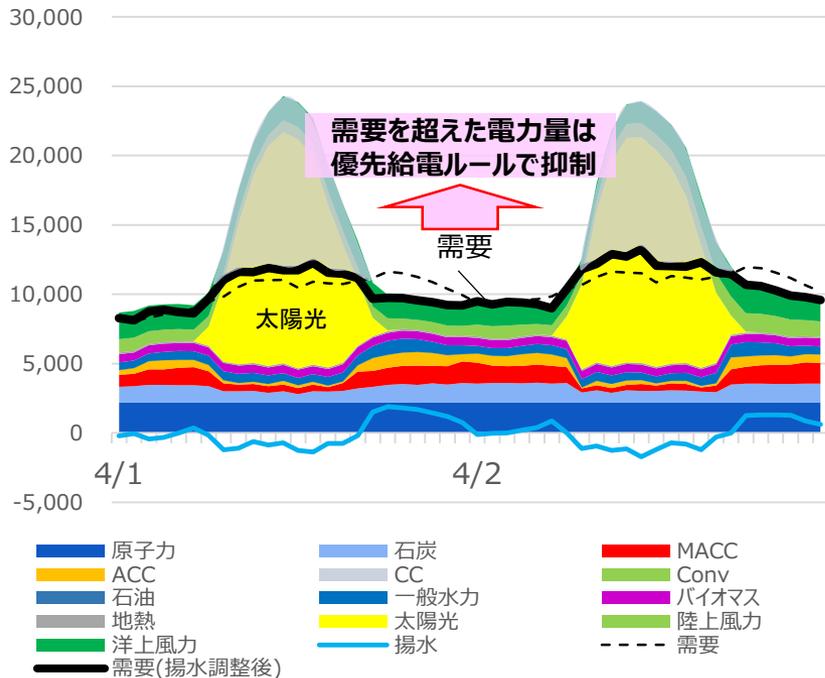
電源の偏在を一部緩和することによる影響 (ケーススタディ)



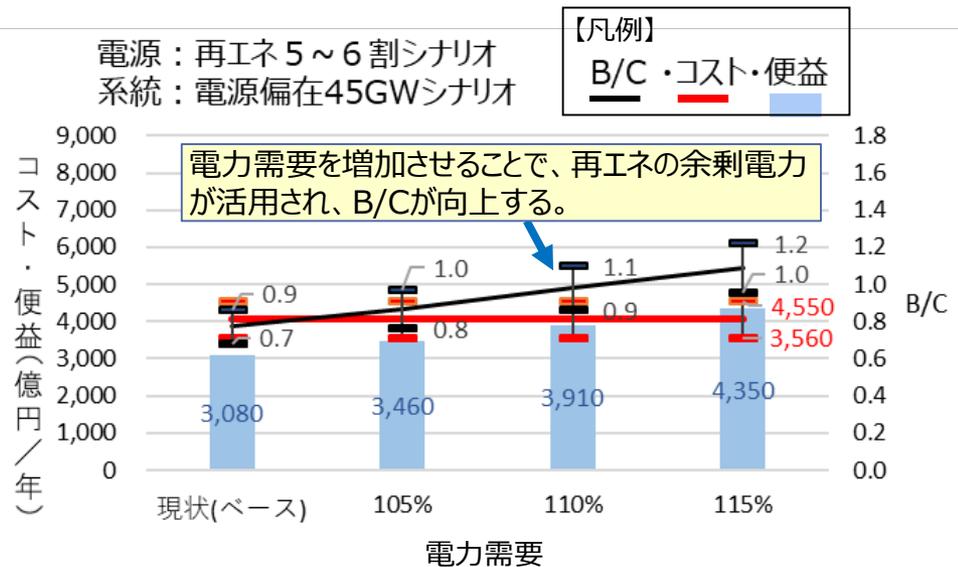
※2030年については、環境アセス手続中（2020年10月末時点・一部環境アセス手続が完了した計画を含む）の案件を元に作成。  
 ※2040年については、NEDO「着床式洋上風力発電支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）報告書」における、LCOE（均等化発電原価）や、専門家によるレビュー、事業者の環境アセス状況等を考慮し、協議会として作成。なお、本マップの作成にあたっては、浮体式のポテンシャルは考慮していない。

- 2050年のカーボンニュートラルに向けたケーススタディとして、再エネ比率を高くするべく電源構成のみを変更した「**再エネ5～6割シナリオ**」では、**全国的に再エネ出力制御が発生（増強前42%⇒増強後39%）**しているため、**再エネの余剰電力を有効活用できるような需要側の対策が必要**と考えられる。
- また、電源偏在シナリオにおける電力需要をパラメータとした感度分析結果からも、**電力需要の増加によって再エネの余剰電力を有効活用され、B/Cが向上**することが確認されたことから、**水素転換や蓄電池を考慮したシナリオなどの検討も進めていくべき**と考える。

再エネ5～6割シナリオの4月全国需給[万kW]



電源偏在シナリオで増強後、再エネ5～6割導入されたケーススタディ  
(電力需要をパラメータとした感度分析結果)



- 系統増強のリードタイムも踏まえると、2050年の姿を念頭に置くことも重要な視点。その点からは、「再エネ比率 5 ～ 6 割」はメインシナリオになる可能性も十分にあり得るものであり、需要側の対策（シナリオ）なども含め、今後とも前広な検討が求められる。
- マスタープラン策定に向けて上記検討も必要となるが、その一方で、具体的なエネルギー政策を実現するためには、系統増強のリードタイムも踏まえると、現時点で**複数シナリオの増強案の中にも早期に整備計画として進めていくべきものも含まれている**と考えられるため、**そのような増強案の具体化についても検討を進める。**

**中間整理以降の検討課題**

- 国のエネルギー政策との連携
  - 国のエネルギー政策とも連携し、**ネットワーク側から分析結果のフィードバックを継続**  
(例) 次期エネルギーミックス、非効率石炭フェードアウト、発電コスト検証ワーキンググループの発電コスト見直しなど
- エネルギーミックス等を踏まえたシナリオによる分析
  - **再エネの余剰電力を有効活用できる需要側の対策の検討**  
(例) EV、水素転換、蓄電池なども考慮した「分散化シナリオ」などの検討
- 再エネ導入に伴う調整力の検討（北海道エリアを事例として検討）
  - 洋上風力の**平滑化効果等を考慮した調整力確保に向けた検討**
- レジリエンス面からの検討
  - **慣性力・同期化力やレジリエンス面から必要な対策・コストの検討**
- 具体的な整備計画に向けた検討の深化
  - **マスタープランから整備計画を具体化する仕組みの検討**
  - **早期に整備計画として進めていく増強案の具体化**
- その他
  - 費用便益評価手法のリバイズ、新技術に関する検討 など

■ 今回は中間整理の一部を抜粋したものであり、全体版はH Pに掲載。データについても公表。

[https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2021/210524\\_masutapuran\\_chukanseiri.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2021/210524_masutapuran_chukanseiri.html)



電力広域的運営推進機関  
Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

ENHANCED BY Google



ホーム

広域機関とは

広域機関システム  
計画提出

スイッチング  
30分電力量

需要想定  
供給計画

広域系統長期方針  
整備計画

システムアクセス

容量市場・  
発電設備等の  
情報掲示板

トップ > 各種委員会・検討会 > 広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 > 2021年度 > マスタープラン 中間整理

更新日：2021年5月31日

## 各種委員会・検討会

### ▶ 運営委員会

平成30年北海道胆振東部地震  
▶ に伴う大規模停電に関する検  
証委員会

### ▶ 広域系統整備委員会

広域連系システムのマスタープラ  
▶ ン及び系統利用ルールの在り  
方等に関する検討委員会

## マスタープラン 中間整理

- [マスタープラン検討に係る中間整理\(概要版\)](#) (1139KB)
- [マスタープラン検討に係る中間整理](#) (6131KB)

## マスタープラン検討に係る中間整理 (データ)

- [マスタープラン検討に係る中間整理 \(データ\)](#) (18265KB)

委員等名簿

委員長	
秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 (RITE) システム研究グループ グループリーダー・首席研究員
委員	
市村 拓斗	森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士
岩船 由美子	東京大学 生産技術研究所 特任教授
小野 透	(一社) 日本経済団体連合会資源・エネルギー対策委員会 企画部会長代行
北 裕幸	北海道大学大学院 情報科学研究院 教授
城所 幸弘	政策研究大学院大学 教授
高村 ゆかり	東京大学 未来ビジョン研究センター 教授
辻 隆男	横浜国立大学 大学院工学研究院 准教授
永田 真幸	一般財団法人電力中央研究所 システム技術研究所 副所長
藤井 康正	東京大学 大学院工学系研究科 教授
松村 敏弘	東京大学 社会科学研究所 教授
圓尾 雅則	SMB C日興証券株式会社 マネージング・ディレクター
村上 千里	(公社) 日本消費者生活アドバイザー・コンサルタント・ 相談員協会 環境委員長
下線: 委員長不在時、代理として選任する委員	
オブザーバー	
伊藤 英臣	東京ガス株式会社 電力事業部 担当部長
大久保 昌利	関西電力送配電株式会社 執行役員 工務部・系統運用部担当
岡本 浩	東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長
佐藤 悦緒	電力・ガス取引監視等委員会 事務局長
野口 高史	株式会社 J E R A 最適化本部 最適化戦略部長
祓川 清	一般社団法人日本風力発電協会 副代表理事
増川 武昭	一般社団法人太陽光発電協会 企画部長

(五十音順、敬称略)

以上

	審議事項
第1回	➤ 1次案のとりまとめに向けた検討の進め方
第2回	➤ 費用便益評価に基づく設備形成ルール (混雑を前提とした設備形成) ➤ 供計第10年度のシミュレーション結果 (地内系統含む)
第3回	➤ 高経年化対策ガイドラインの全体概要、記載事項の方向性 ➤ 混雑管理勉強会での議論状況 (中間報告①) ➤ 個別の地内混雑系統の取扱い
第4回	➤ アデカシー面の便益推定手法について
第5回	➤ 混雑管理勉強会の成果 (中間報告②) ➤ 高経年化設備のリスク量算定方法等、ガイドラインの記載内容
第6回	➤ 1次案の策定に向けて
第7回	➤ 混雑管理勉強会の成果 (最終報告) ➤ 高経年化対策ガイドライン一次案の提示等
第8回	➤ 1次案とりまとめの方向性について
第9回	➤ マスタープランに関する議論の中間整理について (連系線を中心とした増強の可能性)
第10回	➤ マスタープラン検討に係る中間整理について