

マスタープラン 1 次案の策定に向けて

2021年 1月15日
広域連系システムのマスタープラン及び
システム利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局

- 先般、国の審議会において、マスタープラン1次案のシナリオの諸元及び洋上風力の導入目標が示された。
- 2021年春のマスタープラン1次案策定に向け、国の議論状況を踏まえたシミュレーションの前提条件および今後の検討の進め方についてご議論頂きたい。

【主な論点】

➤ シミュレーションの前提条件について【論点1】

- ・マスタープラン1次案策定に向けて、国のベースシナリオ諸元に基づき、広域機関が保有あるいは一般送配電事業者から集約したデータを活用したシミュレーションの前提条件を設定し、系統増強による便益試算等の分析を進めてよいか。
- ・なお、洋上風力については、官民協議会で議論された目標値（30~45GW）を採用する。

➤ 長期展望における増強案検討の進め方について【論点2】

- ・マスタープラン1次案においては、洋上風力立地地点から大消費地への潮流を基調として、連系線等を中心とした増強案を検討することとしてはどうか。
- ・なお、洋上風力立地地点から大消費地へ大量の電力を送るため、長距離送電で優位となる直流送電も考慮して検討を進める。
- ・2050年カーボンニュートラルに向けた国の議論に資するように、パラメータとして燃料費・CO2対策コスト、太陽光・陸上風力の導入量、原子力発電の設備利用率、技術革新により低減の可能性があるHVDC*コストにより感度分析を行う。

	2020年度									2021年度
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	詳細検討
本委員会 開催予定		第1回 ◆	第2回 ◆	第3回 ◆	第4回 ◆	第5回 ◆	第6回 ◆	第7回 ◆	第8回 ◆	第9回 ◆ 一次案

項目	時期	主な内容
検討の進め方	第1回	➤ 一次案のとりまとめに向けた検討の進め方
1. 広域系統整備の長期展望 (設備形成ルールと1次評価 に基づく増強系統)	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	➤ 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6回	➤ 一次案の策定に向けて 📩 (今回)
	第8回以降	➤ 一次案における長期展望について(連系線を中心とした増強の可能性)
2. 混雑管理の在り方	第3回	➤ 混雑管理勉強会での議論状況 (中間報告①)
	第5回	➤ 混雑管理勉強会の成果 (中間報告②)
	第7回	➤ 混雑管理勉強会の成果 (最終報告)
3. 高経年設備の更新の在り方	第2回	➤ ガイドラインの全体概要、記載事項の方向性
	第5回	➤ 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7回	➤ ガイドライン一次案の提示等
一次案とりまとめ	第8回	➤ 一次案の骨子、一次案(案)の提示
	第9回	➤ 一次案 (来春目途)

【シナリオに関するご意見】

- 本来は電源コストとNWコストの全体コストを最小化することが目的であり、2050年度の温室効果ガス削減を前提に考えるならば、電源をどのように立地するかという観点も含め、全体最適を意識した検討が必要ではないか。
- マスタープランに電源コストを含まず、他の委員会等で電源立地を議論するための判断材料を示すのであれば、幅があるだけでなく、**多様なシナリオを示していく必要**がある。
- CO2対策コストが検討結果に与える影響は大きいと、複数のシナリオを検討する際には、**近年の日本のCO2対策コストは非常に高いと評価されていることを踏まえた想定も必要**ではないか。
- CO2対策コストについては、発電コスト等検証WGの時点で排出権取引市場が整備されていたEUを参考にしたが、現在では非化石取引市場など日本でも指標となり得るものが存在するため、**日本の実態に合った検討が必要**ではないか。
- 原子力については、今後順調に稼働できたとしても、3.11の教訓から、稼働停止が再度必要になる状況も考えられることから、**それぞれのパターンを検討しておく必要**があるのではないか。
- 将来の電源構成については、太陽光、風力のポテンシャルを十分反映して頂きたい。**洋上風力の設備利用率は陸上風力よりも改善**している点も考慮して頂きたい。

再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会（第21回） 基本政策分科会
再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第9回） 合同会議 資料3

マスタープランの前提となるシナリオの基本的な考え方

- マスタープラン策定の基本的な考え方として、前回の本合同会議では、現行のエネルギーミックスが2030年度を目標としていることなどを踏まえ、まずは目標時期として2030年度を基本としつつ、その先も可能な範囲で視野に入れる方向で御議論いただいた。
- これに対し、温室効果ガスの80%削減を目指す2050年度や、カーボンニュートラルを目指す今世紀後半のできるだけ早い時期を見据え、長期の視点で考える必要性について、多くの委員から御意見をいただいた。
- 実際に、地域間連系線や基幹送電線の増強には10～15年程度を要しうるものもあり、将来的な全国大での送電網の在り方を考えるに際しては、委員御指摘のとおり、2030年度を超えて長期の視点で考える必要がある。
- 他方、シナリオの策定に時間がかかれば、その分、具体的な増強工事の着手に遅れることとなるため、確度の高い将来において必要性の高い増強計画については、早期に進めていくことが重要である。
- また、マスタープランの対象としている地域間連系線や基幹送電線は、太陽光と異なり立地を選択することが困難な洋上風力等のポテンシャルが大きい地域から、東京等の大消費地に電力を送ることが、増強の主要因になると考えられる。

再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会（第21回） 基本政策分科会
再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第9回） 合同会議 資料3

マスタープランの前提となるシナリオの基本的な進め方

- 前ページに示した留意事項を踏まえて、マスタープランの策定においては、足下から着手できる増強計画の策定と、長期的な視点への示唆を両立させる観点から、以下を、シナリオの基本的な進め方としてはどうか。
 - ①まずは1次案策定に向けて、国として掲げた再エネ目標・見通しの達成を盤石にするため、2030年度より先を見据え、現行の2030年度エネルギーミックスにおける再エネ導入量の水準を達成しつつ、風力については官民協議会を踏まえた2030年度を超えた導入見通しを用いる等、明確に国として掲げた再エネ目標・見通しを前提としたシナリオをベースシナリオとする
 - ②その上で1次案策定を超えて、2050年度やそれ以降といった長期の議論の参考として、今後進められるエネルギー基本計画の議論を踏まえ、更なる再エネの大量導入や電化の進展などを想定して、可能な限り複数のシナリオを検討していく
- なお、ベースシナリオについては、来年春頃を目指すマスタープラン1次案の策定までには分析の時間に限りがあるものの、1次案の策定後においても、新たなエネルギーミックスの策定などを踏まえて、随時見直しを実施していく。

2050年における各電源の整理 (案)

- 2050年カーボンニュートラルを目指す上で、脱炭素化された電力による安定的な電力供給は必要不可欠。3E+Sの観点も踏まえ、今後、以下に限定せず複数のシナリオ分析を行う。議論を深めて行くに当たり、それぞれの電源の位置づけをまずは以下のように整理してはどうか。

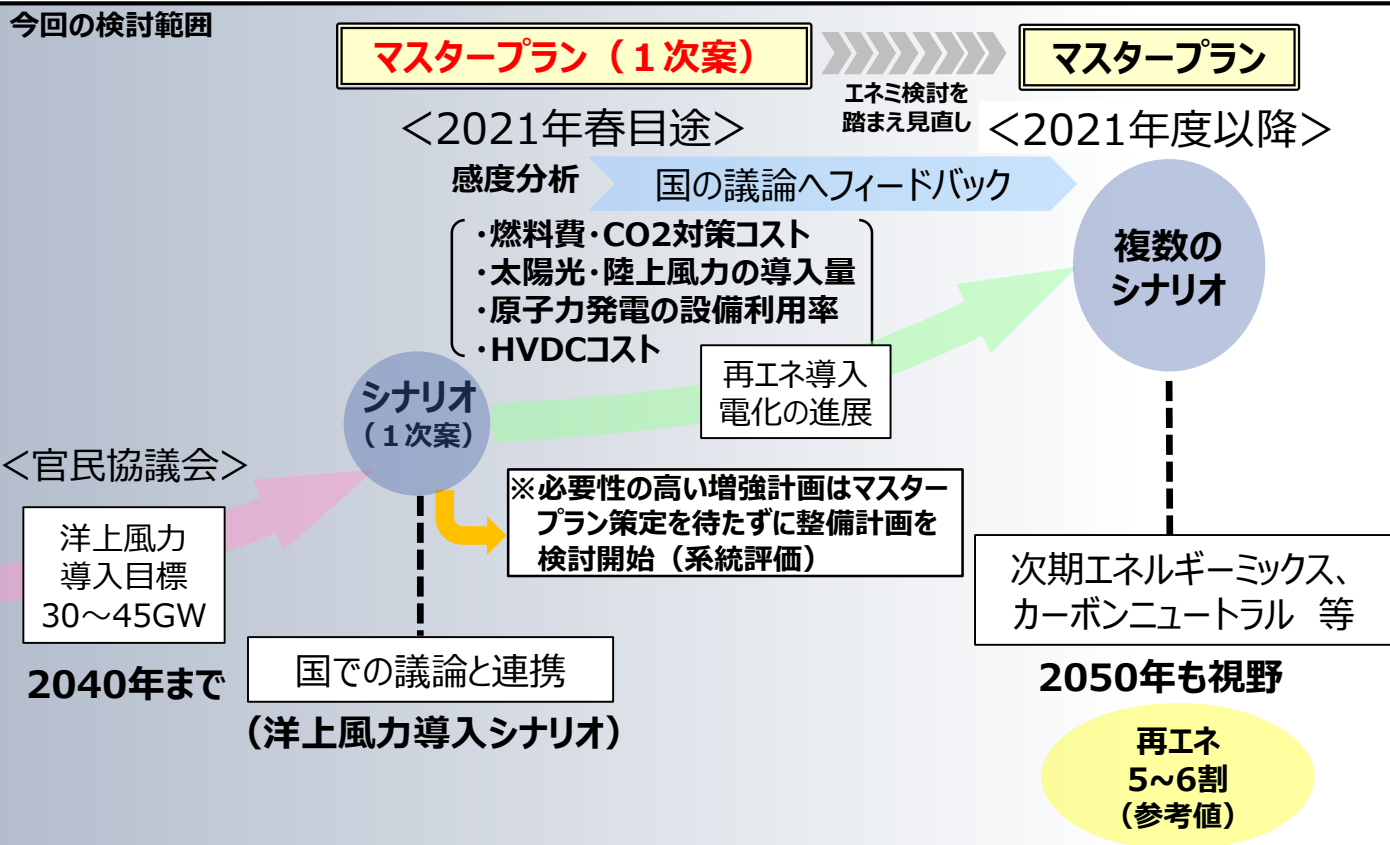
確立した脱炭素の電源	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> 2050年における主力電源として、引き続き最大限の導入を目指す。 最大限導入を進めるため、調整力、送電容量、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コストを最大限抑制する一方、コスト増への社会的受容性を高めるといった課題に今から取り組む。 こうした課題への対応を進め、<u>2050年には発電電力量(※1)の約5～6割を再エネで賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)として</u>はどうか。
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> 確立した脱炭素電源として、安全性を大前提に一定規模の活用を目指す。 国民の信頼を回復するためにも、安全性向上への取組み、立地地域の理解と協力を得ること、バックエンド問題の解決に向けた取組み、事業性の確保、人材・技術力の維持といった課題に今から取り組んでいく。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、化石+CCUS/カーボンリサイクルと併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。
イノベーションが必要な電源	化石+CCUS	<ul style="list-style-type: none"> 供給力、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、化石火力の脱炭素化が課題。 CCUS/カーボンリサイクルの実装に向け、技術や適地の開発、用途拡大、コスト低減などに今から取組み、一定規模の活用を目指す。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、原子力と併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。
	火力 水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼時に炭素を出さず、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、大規模発電に向けた技術確立、コスト低減、供給量の確保が課題。今からガス火力、石炭火力への混焼を進め、需要・供給量を高め安定したサプライチェーンを構築にも取り組む。 産業・運輸需要との競合も踏まえつつ、カーボンフリー電源として一定規模の活用を目指す。水素基本戦略で将来の発電向けに必要な調達量が500～1000万トンとされていることを踏まえ、水素・アンモニアで2050年の発電電力量の約1割前後を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。

※1：2050年の発電電力量は、第33回基本政策分科会で示したRITEによる発電電力推計を踏まえ、約1.3～1.5兆kWhを参考値(※2)とする。

※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。

- マスタープラン 1 次案のシナリオについては、**2030年度エネルギーミックス水準、官民協議会で議論された洋上風力の目標値（30~45GW）**を織り込んだものとする。
- 1次案では、**2050年カーボンニュートラルに向けた国の議論に資するように、以下に記載のパラメータにより感度分析を行う。**
- 1次案策定以降は、次期エネミの議論を踏まえつつ、それ以降の長期の議論に資するように、**更なる再エネの大量導入や電化の進展などを想定した複数シナリオについても検討を行う。**

【1次案の位置づけ】



再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第22回） 基本政策分科会
再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第10回） 合同会議 資料 1

マスタープラン1次案に向けた諸元設定

- 1次案においては、現時点において国として掲げた再エネ目標・見通しの達成を盤石にすることが重要である。このため、再エネの設定については以下を採用し、参考として感度分析をしてはどうか。
 - バイオマス・地熱・水力については、現行の2030年度エネルギーミックスの水準を採用
 - 太陽光と陸上風力については、最新の供給計画における10年後の想定値が、既にエネルギーミックスの水準を超過していることから、この値を採用
 - 洋上風力については、官民協議会で今後議論される目標値を採用
- また、需要・火力・原子力といったその他の設定については、現行の2030年度エネルギーミックス（電力のkWh構成）の値を基本として、既存もしくは既に想定されている新設の設備を前提として、以下のような早期にシミュレーション可能な設定をすることとして、まずは電力広域機関において1次案を策定し、本委員会に報告してはどうか。

<ベースシナリオの諸元>

需要	● 2019年需要実績をエネルギーミックス水準に補正
再エネ	● 基本的に2030年度エネルギーミックス、供給計画のうち大きいものを設定 ● 洋上風力は、官民協議会の議論を踏まえた目標値を設定
火力	● エネルギーミックス水準を初期値として設定 (火力の比率は、再エネの増加によってエネルギーミックス水準より減少することとなる)
原子力	● 2030年度エネルギーミックス水準に設定
燃料費・CO2対策費等	● 2030年度エネルギーミックスにおける採用方法と同様に設定 ● 蓄電設備は揚水のみを設定

1 (1) 政府による導入目標の明示

洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会 (第2回) 資料2-1

- 魅力的な国内市場の創出に政府としてコミットし、国内外からの投資の呼び水とすることが重要。
- そこで、政府は、以下の導入目標を掲げる。

導入目標

政府は、年間100万kW程度の区域指定を10年継続し、

2030年までに1,000万kW、2040年までに浮体式も含む3,000万kW～4,500万kWの案件を形成する。

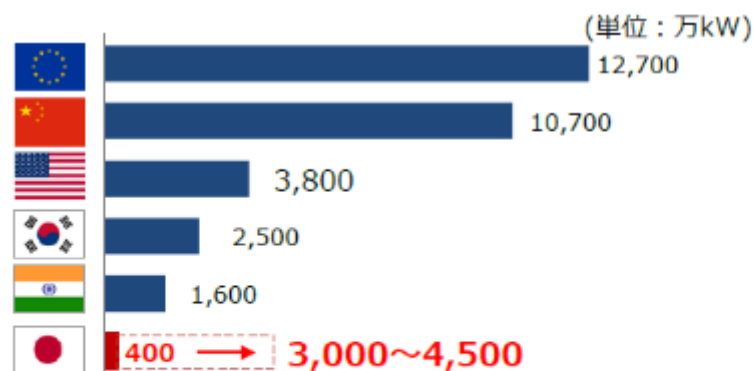
※2040年については、産業界が投資判断に必要とした4,500万kWを見据えて導入目標を引き上げ、世界第3位の市場を創出。

※4,500万kW達成には、浮体式のコストが、技術開発や量産化を通じて、今後大幅に低減することが必要。

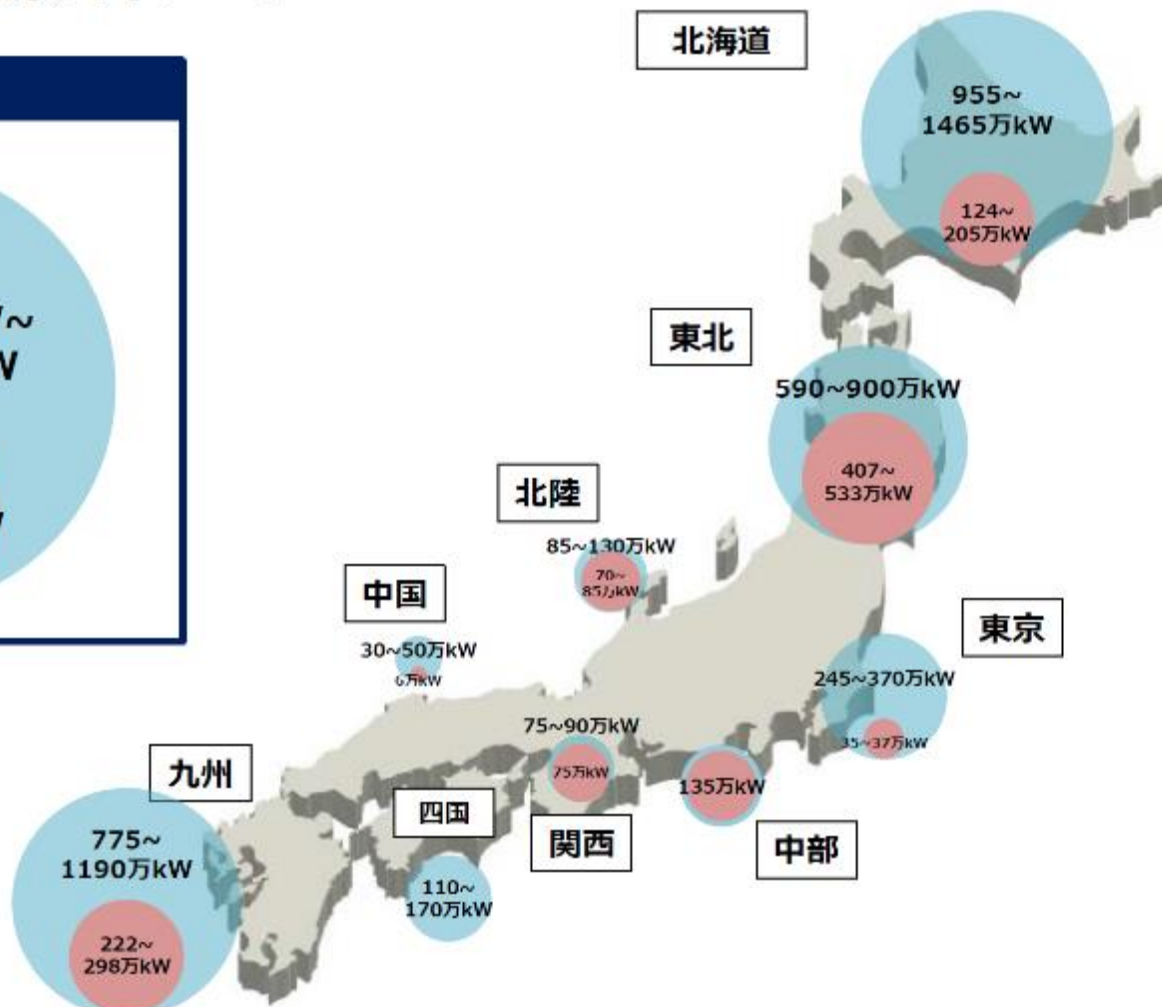
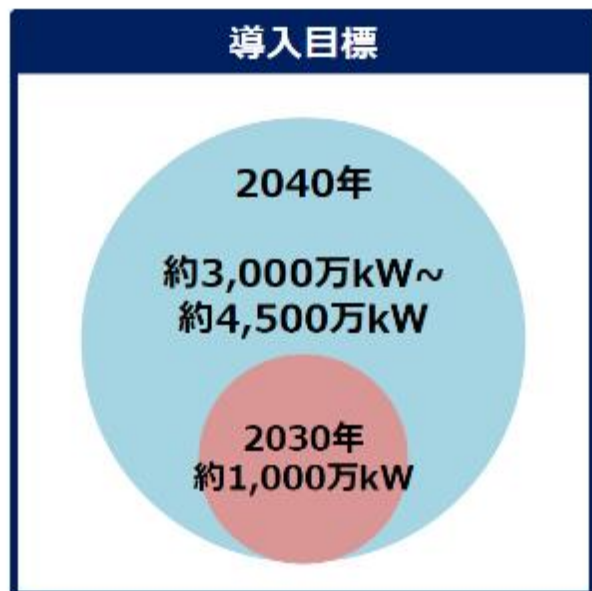
洋上風力発電の各国政府目標

地域/国	目標
EU	60GW (2030年)
	300GW (2050年)
ドイツ	40GW (2040年)
アメリカ	22GW (2030年)
中国	5 GW (2020年)
台湾	5.5GW (2025年)
	15.5GW (2035年)
韓国	12GW (2030年)

IEAによる各国政府目標を踏まえた洋上風力発電の導入予測(2040年)



【参考】エリア別の導入イメージ



※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「着床式洋上ウインドファーム開発支援事業（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。

- **国のベースシナリオ諸元に基づき、広域機関が保有あるいは一般送配電事業者から集約したデータを活用したシミュレーション前提条件を設定することにより、系統増強による便益試算等の分析を進めて良いか。**

項目		設定内容（詳細はスライド20～27参照）
	需要	<ul style="list-style-type: none"> ■ エネルギーミックスの需要（9,808億kWh）とする。 （各ノード需要は2019年度実績で按分、需要カーブは2019年度実績を補正）
電源構成	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 基本的に2030年度エネルギーミックス、供給計画のうち大きいものを設定 （供給計画については、東北北部募集プロセスなどの蓋然性が高いもの、一般送配電事業者に連系量を確認したものを含め、各ノードに割り当て） ■ 洋上風力は、官民協議会の議論を踏まえた目標値を設定※1（30～45GW）
	火力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 供給計画最終年度の年度末設備量に、一般送配電事業者へ契約申込済の電源を加えたものを各ノードに割り当て ■ 所内率、各月の最大稼働率、起動停止時間、最低出力を考慮 ■ 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※2
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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
	揚水	<ul style="list-style-type: none"> ■ 供給計画最終年度の年度末設備量で設定 （1週間単位で上池水量4割に戻す経済運用）
	調整力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 調整力として、各時間断面でエリア需要の8%分の上げ代/下げ代を揚水・火力で確保
	連系線	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2020年度長期計画の運用容量を基本に、電源構成の変化による運用容量の変化が大きいと考えられる連系線については個別に検討して設定（北本、FCはマージン確保） （北海道本州間連系設備増強、東北東京間連系線増強、東京中部間連系設備増強を反映）

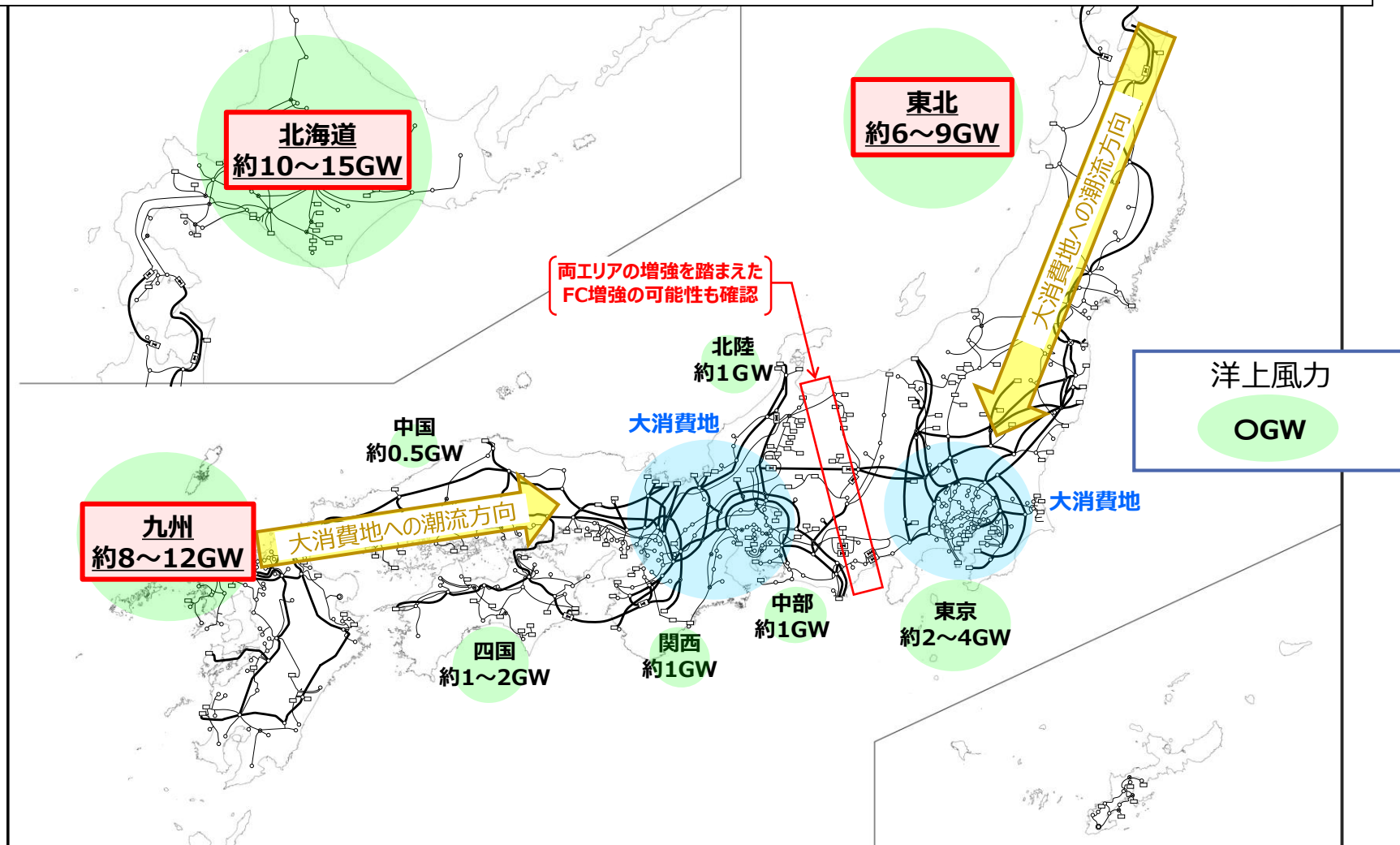
※1 年間利用率は約33%で設定、洋上風力の出力カーブは実績が少ないため、陸上風力のものを代用して検討

※2 非効率石炭フェードアウトは議論中のため、2030年度時点での経年40年以上と40年未満に区分して稼働率を設定
（経年40年未満は年間の約4割停止、経年40年以上は約7割停止として、2030年度kWh比率26%となるように調整）

3 長期展望における増強案検討の進め方について【論点2】

(1) 具体的な検討の方向性

- 前提とする洋上風力の約8割が北海道、東北、九州に集中していることから、**大消費地への潮流を基調（北海道→東京、九州→関西・中部）として、連系線等を中心とした増強案の検討を進めてはどうか。**



3 長期展望における増強案検討の進め方について【論点2】

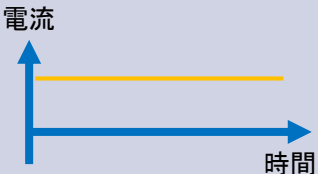


(2) 増強案の考え方（長距離送電）

- 増強案の検討においては、北海道、東北、九州から大消費地まで、**大容量の電力を長距離送電する必要**がある。
- このため、一般的な交流送電による増強だけでなく、**長距離送電でコスト面、系統安定度面で有利※とされる高圧直流送電（HVDC）についても検討**を行う。

※ 直流送電が優位となる送電距離の分岐点は、架空送電の場合500～800km以上、海底ケーブルの場合40～150km以上とされる。

” HVDC Links in System Operations Technical paper” (2019.12.2)

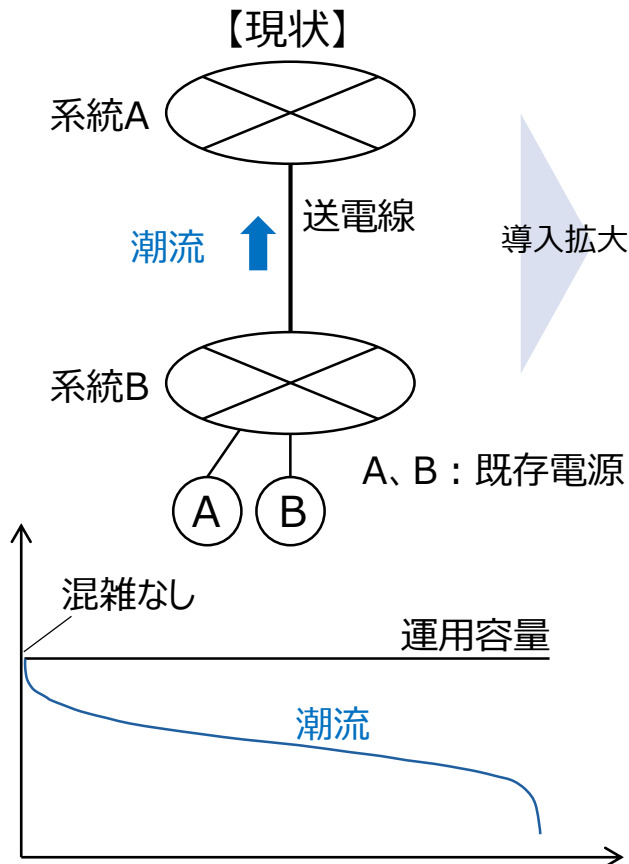
https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/20191203_HVDC%20links%20in%20system%20operations.pdf

送電方式	メリット	デメリット
直流送電  <p>電流</p> <p>時間</p>	<ul style="list-style-type: none">リアクタンスの影響が無いいため、長距離送電を行う場合に系統安定度の面で優位送電ロスが少ないため、長距離送電においてコスト的に優位	<ul style="list-style-type: none">交直変換装置が必要となり、追加コストが発生  <p>(交直変換装置)</p> <p>北斗変換所(北海道)</p>
交流送電  <p>電流</p> <p>時間</p>	<ul style="list-style-type: none">設備が簡素であり安価である。事故時の遮断、電圧の変換といった系統運用が容易	<ul style="list-style-type: none">長距離では安定度、送電ロスの面で不利

3 長期展望における増強案検討の進め方について【論点2】

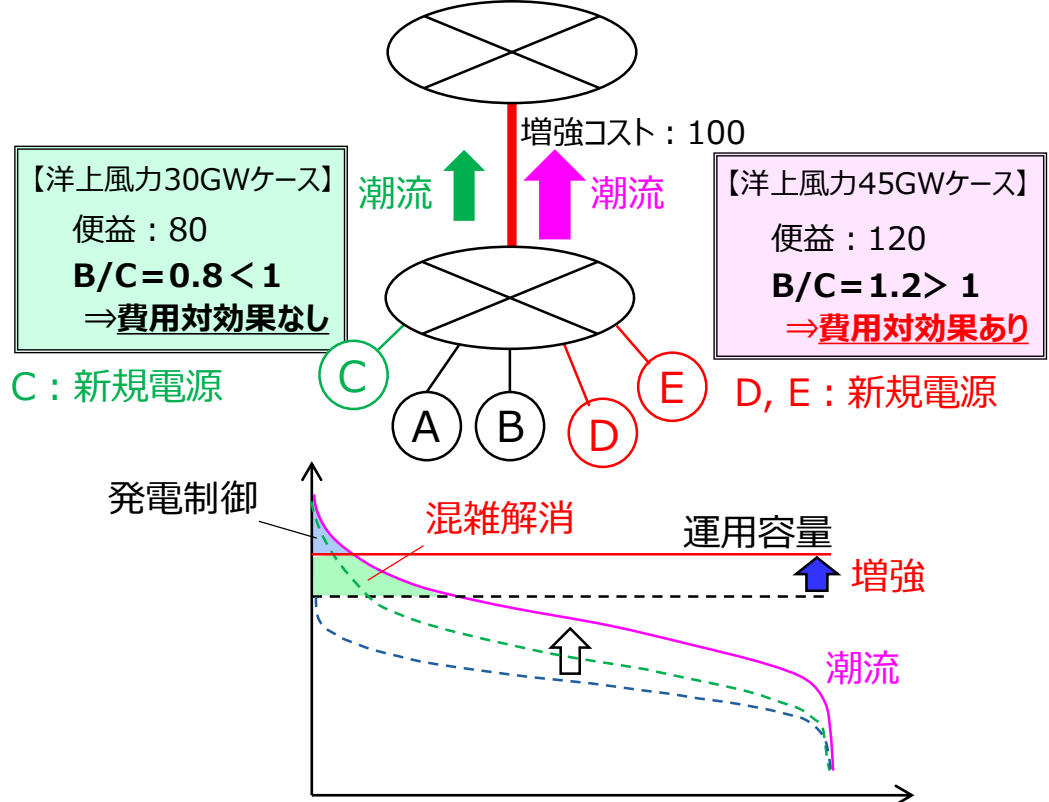
(3) 具体的な増強案の検討イメージ

- 系統混雑を前提として費用便益評価で増強判断を行う際、洋上風力導入目標が30~45GWで変化すれば、系統増強の費用便益比 (B/C) は変化する。
- このため、洋上風力導入目標の**30GWと45GWのケースにおいて増強が望ましい系統を抽出**する。



マスタープラン1次案シナリオ

【将来断面】 (洋上風力30GWと45GWで系統混雑状況が異なる場合の例)



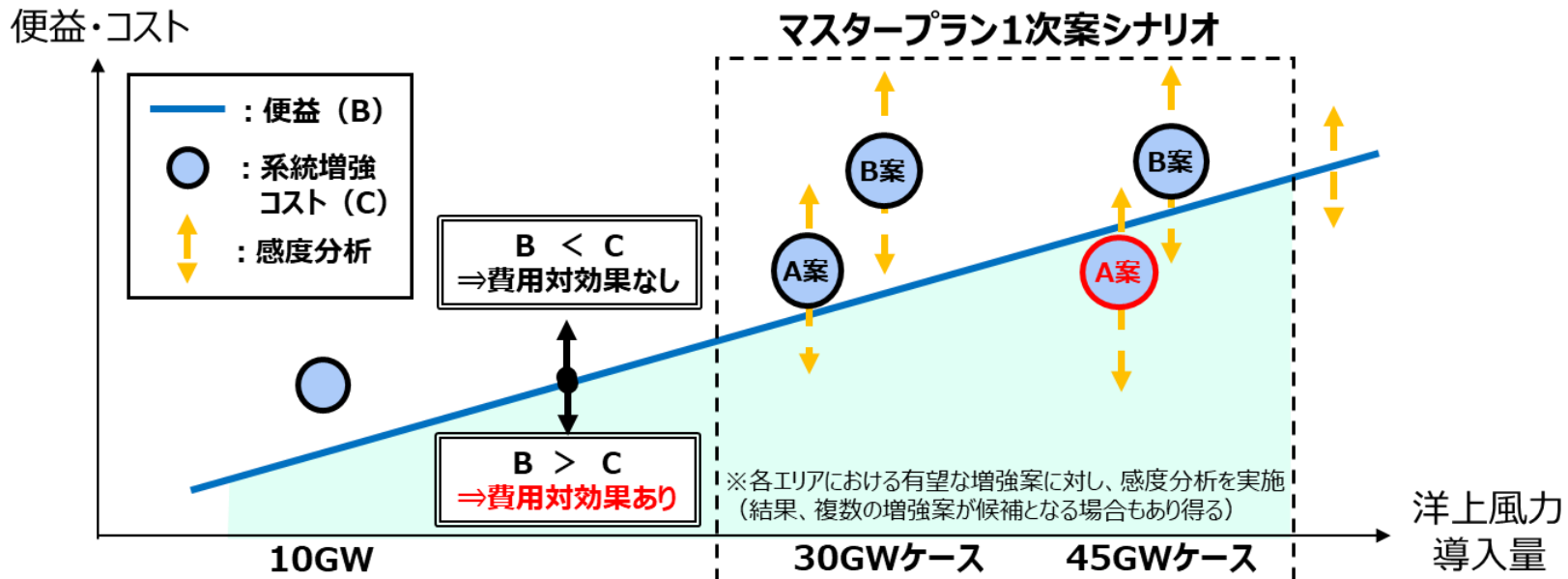
※グラフの潮流は一年間の潮流を大きいものから並び替えて得られた曲線のイメージ (必ずしも潮流が増加するとは限らないことに留意が必要)

(3) 具体的な増強案の検討イメージ

■ **2050年カーボンニュートラルに向けた国の議論に資するように、パラメータとして燃料費・CO2対策コスト、太陽光ほかの導入量、原子力発電の設備利用率、技術革新により低減の可能性のあるHVDCコストにより感度分析を行う。**

項目	パラメータによる感度分析
燃料費・CO2対策コスト	発電コスト検証WGに対して、WEO2020※1想定値などを用いて分析
太陽光・陸上風力の導入量	発電電力量の約5～6割を再エネで賄うことも想定し、導入量を増加させて分析※2
原子力発電の設備利用率	再エネ導入量を考慮したうえで、脱炭素電源としての活用を想定した分析
HVDCコスト	海外での導入コストも参考に想定したコスト幅

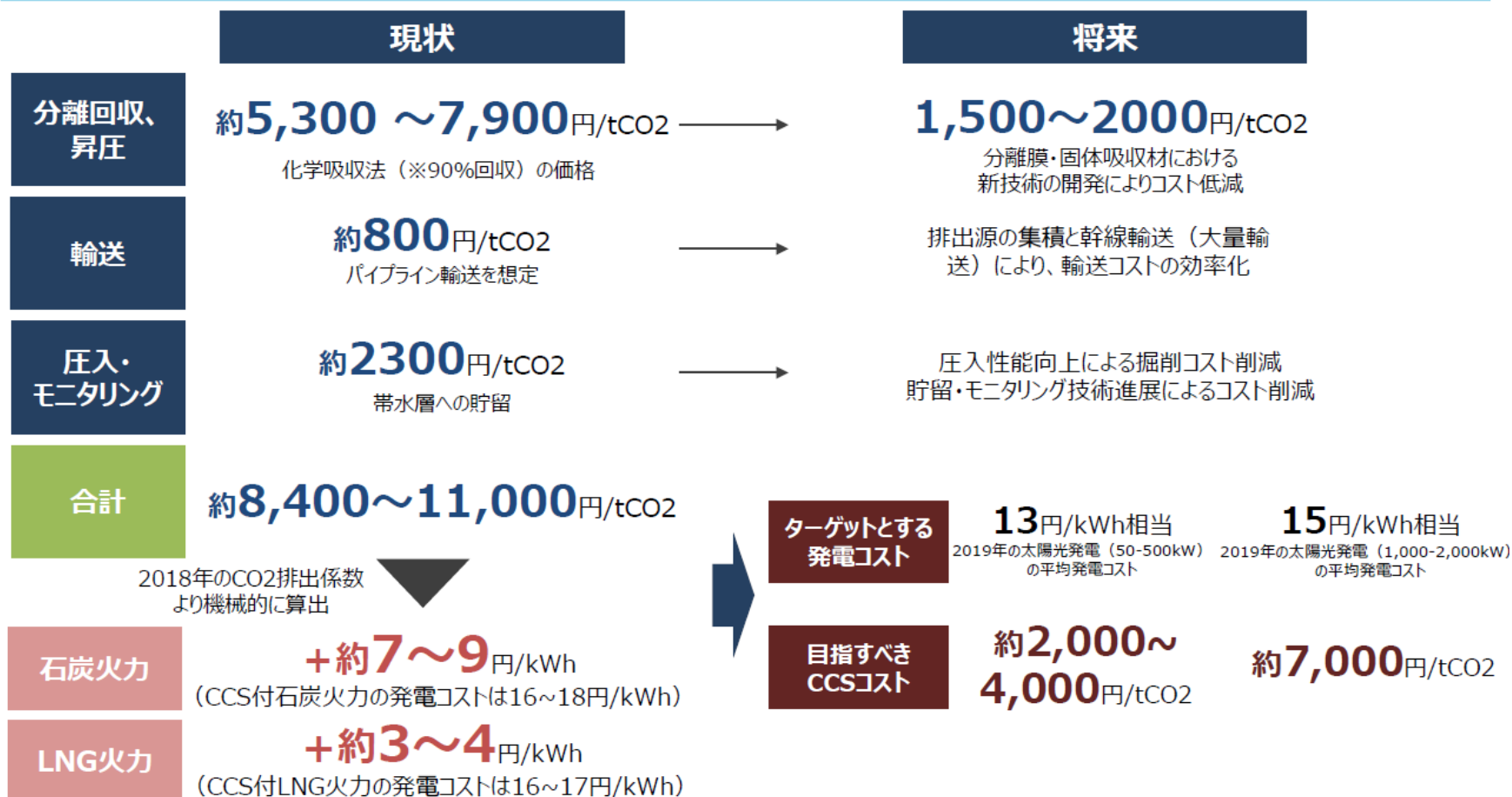
※1 国際エネルギー機関（IEA）が毎年発行しているレポート「World Energy Outlook」
 ※2 第35回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会資料「2050年における各電源の整理」の参考値を記載



※再エネ導入により一定の便益向上効果が得られると仮定した場合のイメージ（必ずしも便益が向上する系統だけではないことに留意が必要）

【課題①】CCUS/カーボンリサイクルの技術的確立・コスト低減 -CCS-

- 火力発電に対して、足下のCCSコストによる価格上昇は石炭火力：約7~9円/kWh、ガス火力：約3~4円/kWh。例えば化石+CCSの発電コストを足下の太陽光以下の価格水準とするためには、CCSコストを半分以下に低減する必要がある。



※ 現状の各CCSコストはRITEのH25試算結果
 ※ 石炭・LNG火力のCO2排出係数は総合エネルギー統計、環境省2018年度の温室効果ガス排出量（確報）より算出、発電コストはコスト検証WGの2020年値を採用

※ 左記の発電コストから機械的に試算、資本費・燃料費の将来的な変動や効率向上などは織り込んでいない点に留意

- シナリオの基本的な進め方について
 - マスタープラン1次案は、2030年度エネルギーミックス水準の達成状況、洋上風力については、官民協議会の目標値（30～45GW）を採用したシナリオとする。

- マスタープラン1次案に向けたシミュレーション条件について
 - 国で示されたベースシナリオ諸元に基づき、広域機関が保有あるいは一般送配電事業者から集約したデータを活用したシミュレーション前提条件を設定することにより、系統増強による便益試算等の分析を進める。

- 長期展望における増強案検討の進め方について
 - 前提とする洋上風力の約8割が北海道、東北、九州に集中していることから、大消費地への潮流を基調（北海道→東京、九州→関西・中部）として、連系線等を中心とした増強案の検討を進める。
 - なお、洋上風力立地地点から大消費地へ大量の電力を送るため、長距離送電で優位となる直流送電も考慮して検討を進める。
 - 2050年カーボンニュートラルに向けた国の議論に資するように、パラメータとして燃料費・CO2対策コスト、太陽光・陸上風力の導入量、原子力発電の設備利用率、技術革新により低減の可能性のあるHVDCコストにより感度分析を行う。

(シミュレーションの詳細設定)

	発電種別	出力計算式	所内率※1	出力範囲
再エネ	太陽光	時間毎の固定値（+出力抑制分 該当断面）	—	—
	風力	時間毎の固定値（+出力抑制分 該当断面）	—	—
	地熱	エリア毎設備量 * (1-所内率)	11.0%	—
	バイオマス	エリア毎設備量 * (1-所内率)	16.0%	—
	一般水力	時間毎の固定値（+出力抑制分 該当断面）	—	—
揚水		エリア毎設備量 * (1-所内率) * 出力範囲	0.4%	【範囲】 -100%（揚水） ～100%（発電） ※充放電効率： 70%
原子力		ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	4.0%	0,100%
火力	石炭	ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	6.4%	0,30～100%※2
	MACC		2.0%	0,20～100%※2
	ACC			
	CC			
	Conv		4.8%	0,30～100%※2
	石油			

※1 発電コスト検証ワーキンググループの「各電源の諸元一覧」

※2 「再生可能エネルギー技術報告書（第2版）」（NEDO）

燃 種	燃料費単価※1 (円/kWh)	変化率制約	調整力吐出能力	起動費※2	起動停止時間※3	一日あたりの 起動回数上限※3
石炭	10.4	制約なし	(稼働時出力－最低出力) を下げ代, (最大出力－稼働時出力) を上げ代として それぞれ吐出可能とする	1.6～15百万円 (20～100万kW)	8時間	1回
MACC	13.0			1.0～1.8百万円 (10～85万kW)	4時間	2回
ACC	13.4			4時間	2回	
CC	15.7			4時間	2回	
Conv	18.3			0.7～5.0百万円 (20～100万kW)	8時間	1回
石油	27.8			8.0～16.4百万円 (25～70万kW)	8時間	1回

最大稼働率※4		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
石炭	(経年40年以上)	(年間の約7割停止となるように設定)											
	(経年40年未満)	(年間の約4割停止となるように設定)											
MACC		74.9%	73.4%	79.5%	91.2%	94.9%	89.8%	81.2%	82.7%	92.2%	98.2%	98.0%	89.0%
ACC		75.3%	71.9%	81.3%	93.5%	97.3%	90.2%	83.3%	86.1%	93.4%	97.7%	96.5%	91.0%
CC		70.1%	67.2%	76.1%	92.3%	94.7%	90.6%	82.4%	83.8%	88.2%	93.2%	94.4%	85.5%
Conv		70.8%	73.4%	79.8%	93.1%	96.7%	93.6%	87.8%	86.9%	89.2%	94.7%	94.9%	84.3%
石油		67.5%	68.1%	75.8%	90.5%	96.0%	92.5%	83.3%	85.5%	92.3%	94.5%	95.0%	85.3%

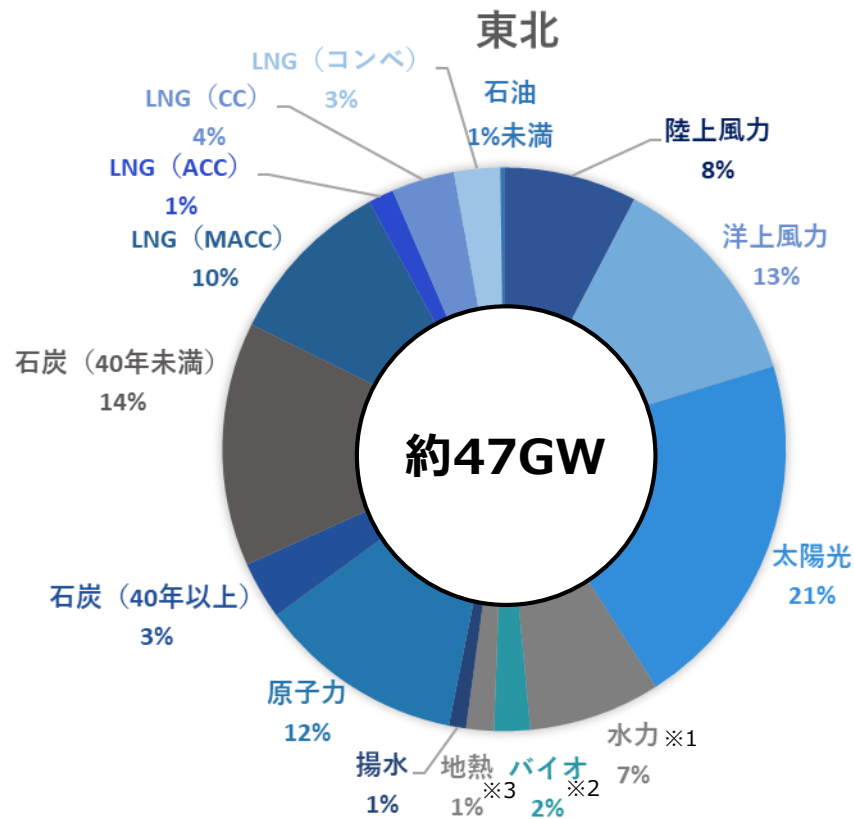
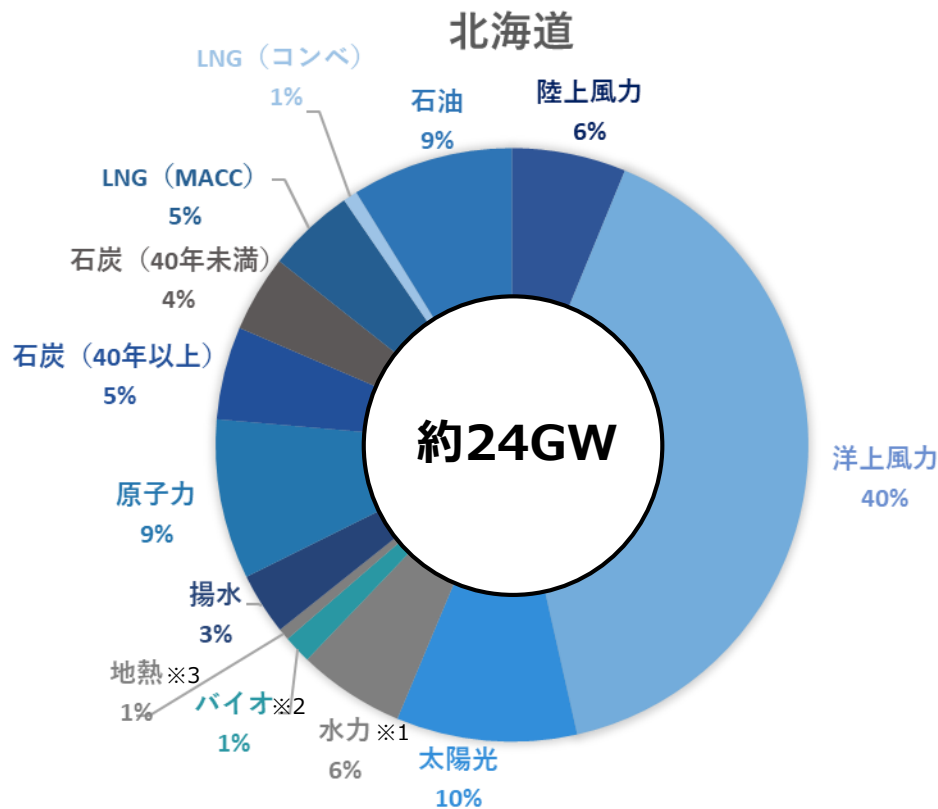
※1 発電コスト検証ワーキンググループにおける発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出

※2 「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価」から設定（2016, 電力中央研究所）

※3 第38回調整力等委員会 資料3-2

※4 最大稼働率=100%－過去五カ年平均補修率。ただし、石炭については、年間の平均稼働率が26%となるように調整

洋上風力30GWの場合を代表で掲載

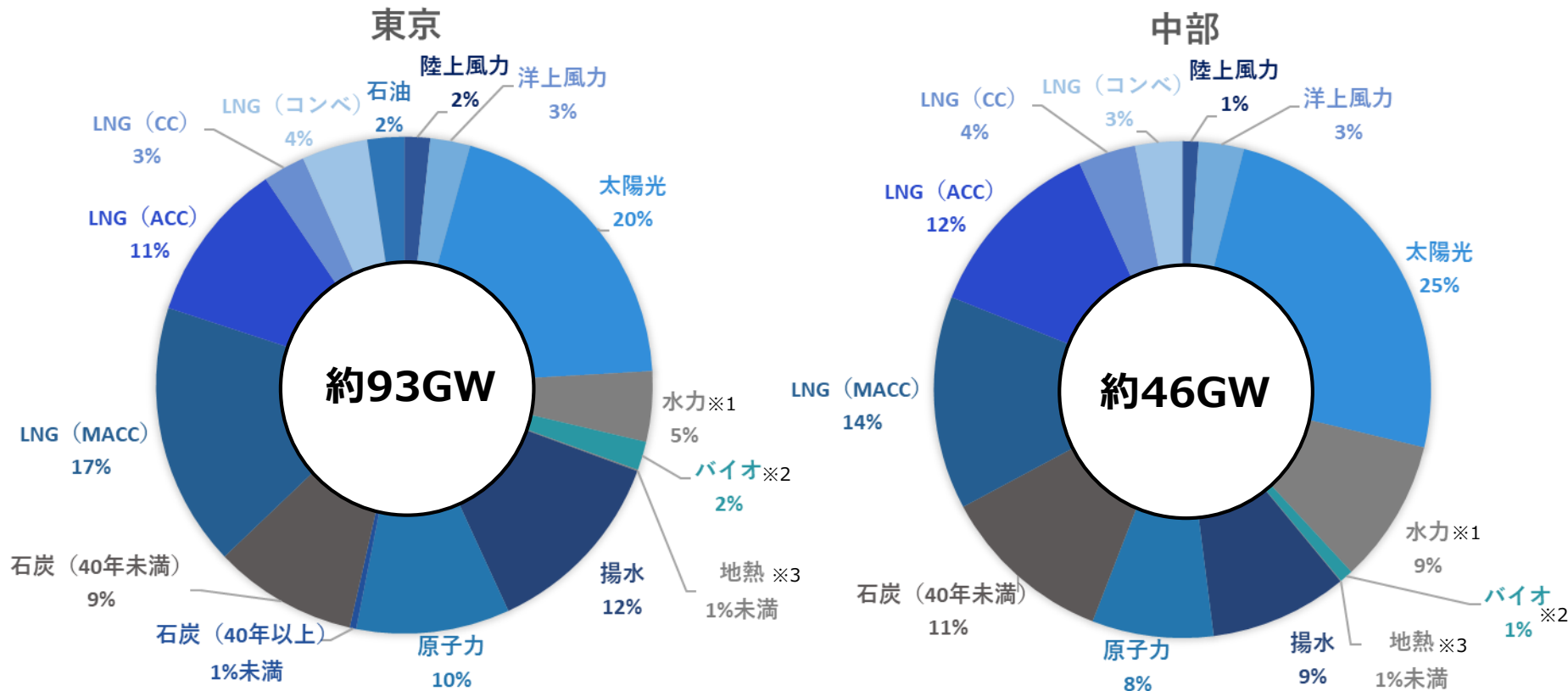


※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力（未開発分）を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分

※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分

※3 エネルギーミックス2030年度の導入量（155万kW）に対し、2020年度稼働済の案件に資源量調査を実施している地点の情報を加味して補正

洋上風力30GWの場合を代表で掲載

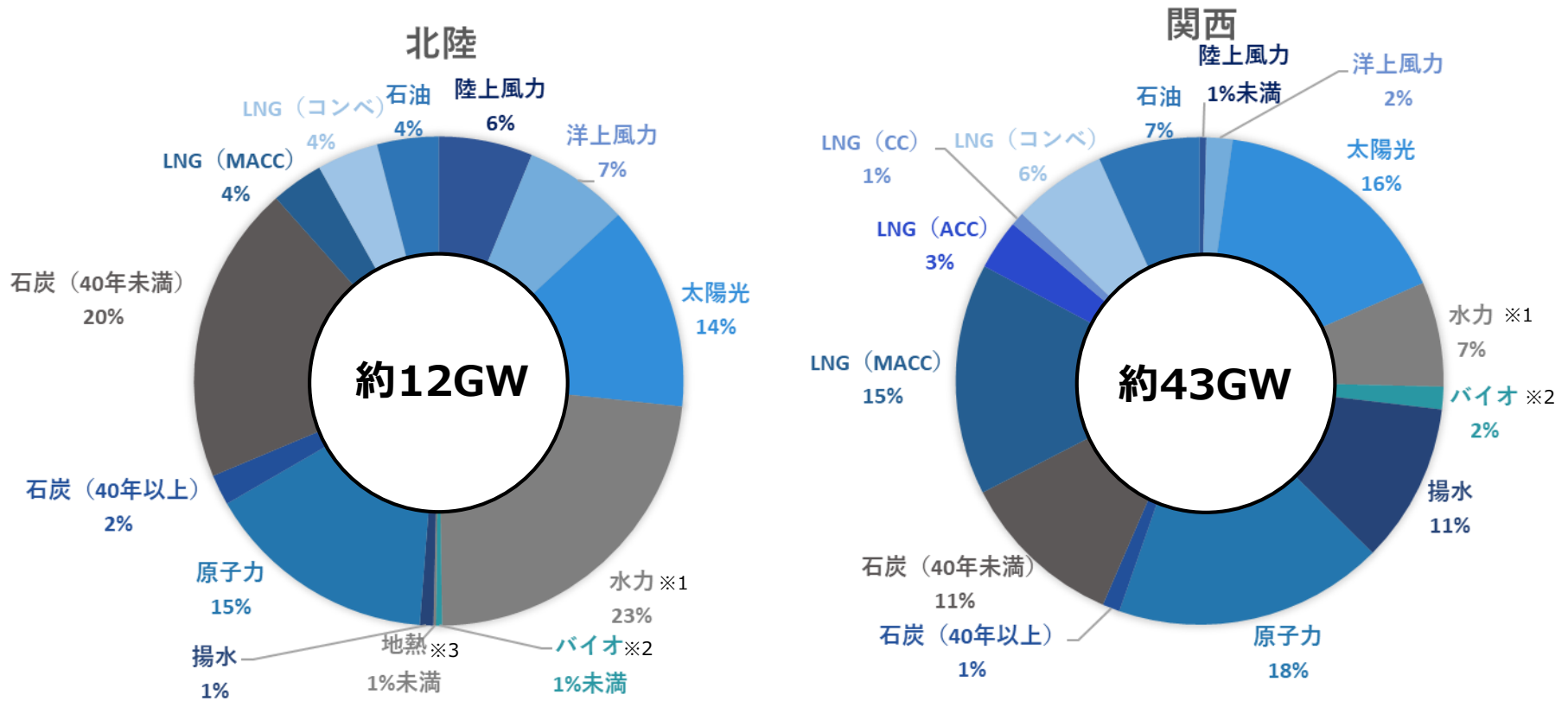


※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力（未開発分）を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分

※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分

※3 エネルギーミックス2030年度の導入量（155万kW）に対し、2020年度稼働済の案件に資源量調査を実施している地点の情報を加味して補正

洋上風力30GWの場合を代表で掲載

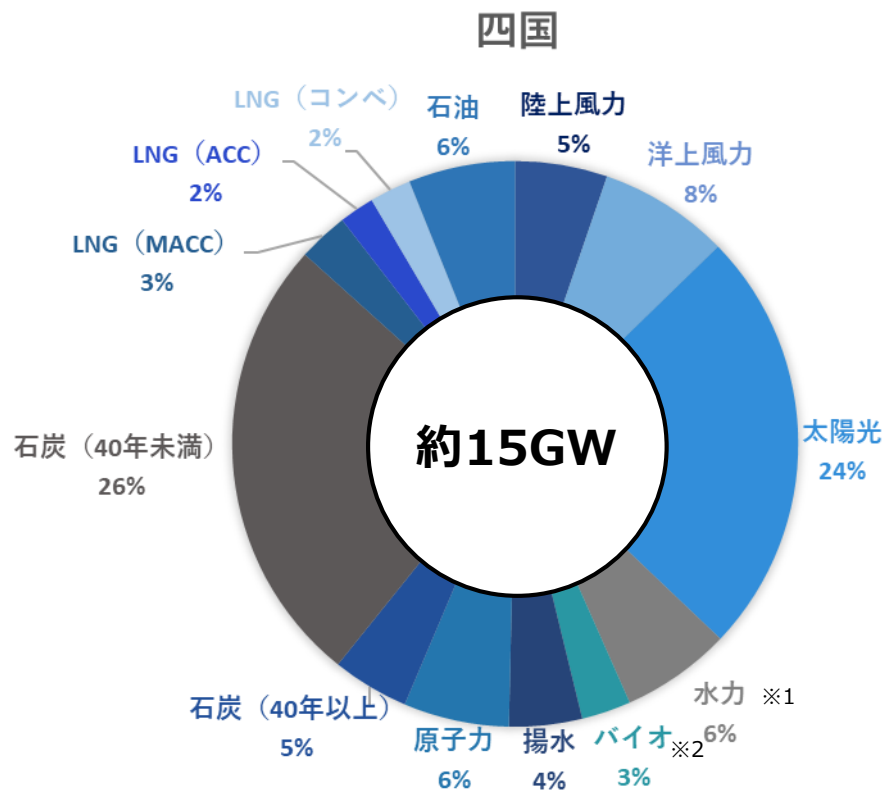
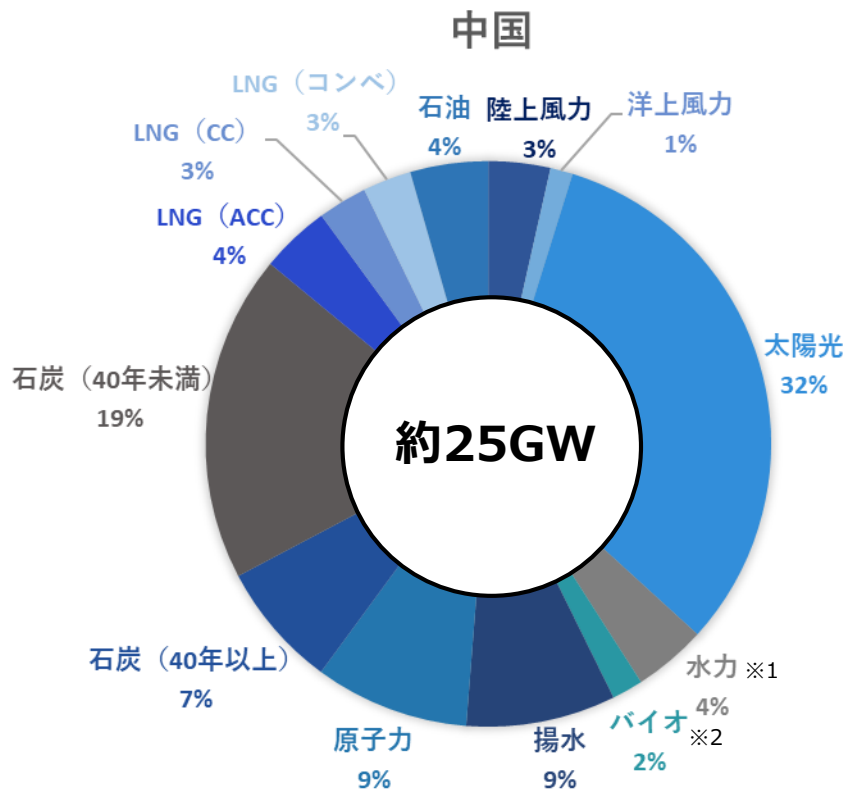


※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力（未開発分）を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分

※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分

※3 エネルギーミックス2030年度の導入量（155万kW）に対し、2020年度稼働済の案件に資源量調査を実施している地点の情報を加味して補正

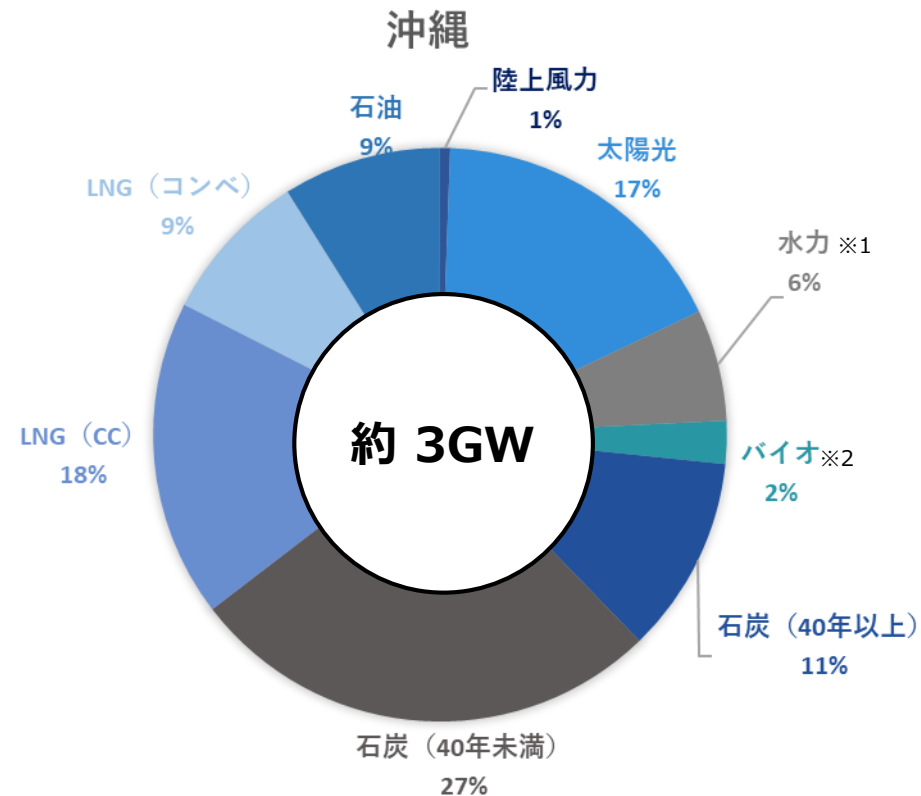
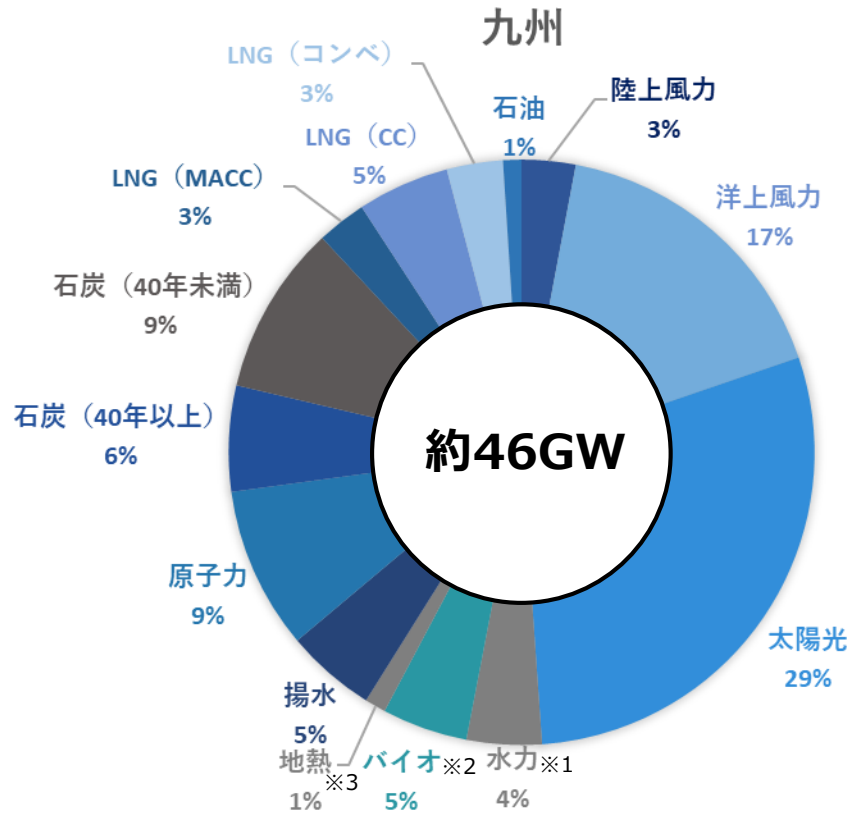
洋上風力30GWの場合を代表で掲載



※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力（未開発分）を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分

※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分

洋上風力30GWの場合を代表で掲載



※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力（未開発分）を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分

※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分

※3 エネルギーミックス2030年度の導入量（155万kW）に対し、2020年度稼働済の案件に資源量調査を実施している地点の情報を加味して補正