

# マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について

2021年 12月20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

	2021年度									2022年度
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	最終シナリオ
本委員会 開催予定	第11回 ◆		第12回 ◆	第13回 ◆		第14回 ◆	第15回 ◆		第16回 ◆	第17回以降 ◆最終案
時期	主な内容									
第11回	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 広域系統整備の具体化への対応について</li> <li>▶ アデカシー便益に係る検討の進め方について</li> </ul>									
第12回	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ マスタープラン策定に向けたシナリオ検討の進め方について（需要関係）</li> </ul>									
第13回	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 高経年化設備更新ガイドラインの試行結果およびガイドライン案について</li> <li>▶ 広域系統整備の具体化への対応について</li> </ul>									
第14回	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について</li> </ul>									
第15回	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ マスタープラン策定に向けたシナリオおよび評価方法の検討状況</li> </ul>									
第16回	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ マスタープラン策定に向けたシナリオおよび評価方法の検討状況</li> <li>▶ 広域系統整備の具体化に関する検討状況（シミュレーション）</li> </ul>									
2022 年度中	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ マスタープラン策定</li> </ul>									

- 昨年9月に国が取りまとめた「電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ」では、エネルギー基本計画の議論を踏まえ、**2022年度中を目途にマスタープランを策定**するとしている。
- 先般、**第6次エネルギー基本計画**（以下「エネルギー基本計画」）が**閣議決定**されたことを踏まえ、**広域系統長期方針（マスタープラン）**の最終とりまとめに向けた検討**スケジュール**を整理した。
- また、エネルギー基本計画において2050年カーボンニュートラルに向けたエネルギー政策の基本的な方向性が示されたことを踏まえると、マスタープランの中間整理で示した**再エネ5～6割シナリオ**という**ケーススタディの重要性が増している**。
- これらを踏まえ、最終とりまとめに向けた基本シナリオの設定等について、ご議論いただきたい。

## マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について

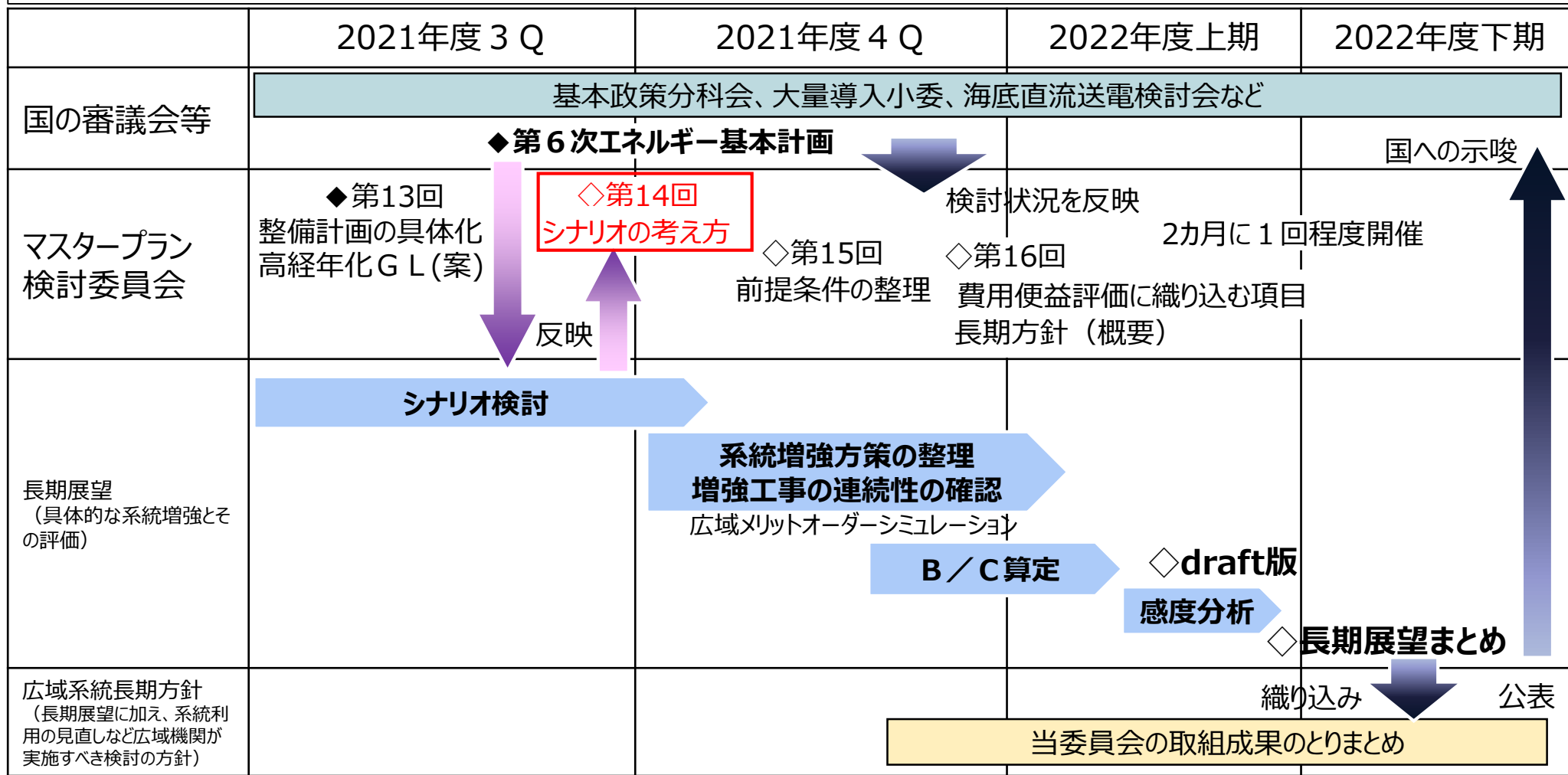
1. これまでの経緯と最終シナリオに向けた考え方
2. マスタープランとりまとめに向けたスケジュール
3. シナリオ設定の考え方【論点】
  - 基本シナリオについて
  - シナリオへの需要モデルの反映方法について
  - 複数シナリオについて
4. まとめと今後の進め方

## 1. これまでの経緯と最終シナリオに向けた考え方

- 中間整理においては、複数シナリオによる分析から導かれる第1次の系統増強方策をとりまとめ、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した。
- 先般、第6次エネルギー基本計画が閣議決定され、昨年10月に表明された「2050年カーボンニュートラル」や今年4月に表明された新たな温室効果ガス排出削減目標の実現に向けたエネルギー政策の道筋が示されたことから、これを基礎とした検討を実施する段階となった。
- なお、2050年のエネルギーミックスなどマスタープランを検討するための前提条件がエネルギー基本計画だけでは不足することから、広域機関としては、基本シナリオを作成しつつ、不確実性に対する系統面での分析に資する複数のシナリオについても検討することとしている。
- 今後、中間整理以降、ご議論いただいている費用便益評価手法の高度化など検討を深めつつ、具体的な基本シナリオ等の作成、シナリオに基づく増強方策の検討などに着手する。
- マスタープランの最終とりまとめは、2050年カーボンニュートラルが達成されることを前提とし、さまざまな将来の不確実性にも配慮しつつ、状況変化に柔軟に対応し、かつ系統整備のプランとしても連続性のある電力系統のあるべき姿を描くことを目指す。
- 具体的には、技術革新や社会実装など系統増強に有意な変化をもたらすものを抽出し、それらを変化させた複数シナリオについて供給力面、需要面から分析を行い、基本シナリオを軸とした系統整備を実施した場合でも連続性のある系統増強プランとなることを検討する。
- また、カーボンニュートラルの実現に向けては、電力システム全体を考えれば、まださまざまな選択肢がある。広域機関としても電力ネットワーク面だけの評価にとどまらず、実施可能な分析を行うことで、継続してエネルギー政策へフィードバックを行う。

## 2. マスタープランとりまとめに向けたスケジュール

- エネルギー基本計画を基礎とした検討を実施するにあたり、まずは基本シナリオ及び複数シナリオの考え方を整理。これらシナリオに対する具体的な系統増強方策について検討を行う。
- 系統増強方策に対する費用便益評価を行い、長期展望として取りまとめる。
- 長期展望に加え、系統利用の見直しなど広域機関が実施すべき検討の方針についてご議論いただき、広域系統長期方針を策定する。



(シナリオ全般)

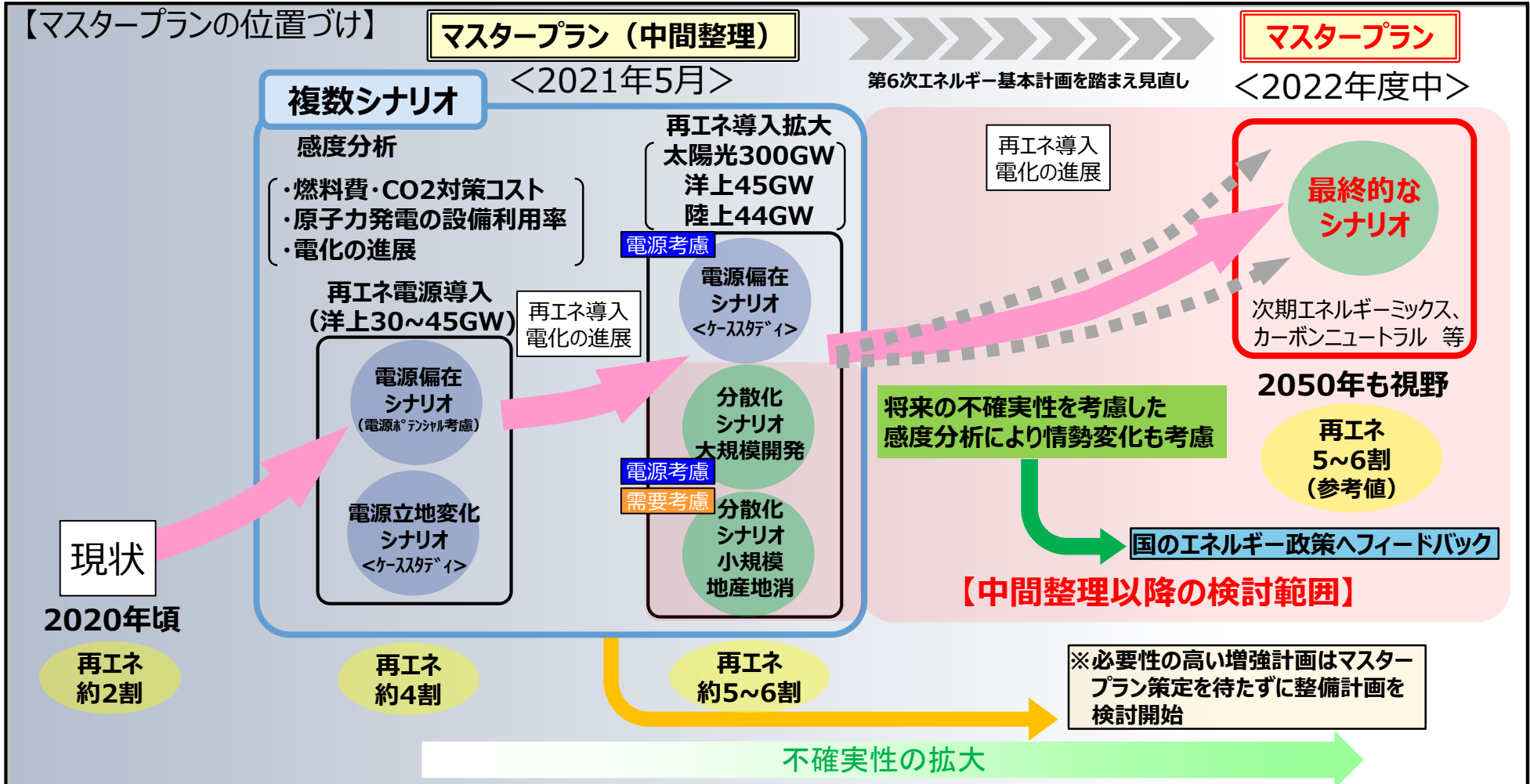
- 国民負担全体を抑制するという観点で、**どのような系統、電源立地、需要対策を指向すべきか**、電源コストの観点も含めてマスタープラン検討委員会においてしっかり検討して頂きたい。
- 再エネを5～6割導入した場合には出力抑制が大きくなるということであるが、どの季節、どの地域、どの時間帯の需要をどのくらい動かせば、どのくらい経済的効果があるのかという**ロードカーブそのものの変化の経済性を議論し**、その先に政策を取り込んでいけば効果があるというようなことを考えていくような2段階の進め方をした方が、30年も先の話なので効果的な議論ができるのではないか。
- **再エネがどこにどれだけ立地するのが最適か、どの地域のどの種類の再エネの割合がどのくらいが最適なのか**という議論は、マスタープランでも考える意義はあるのではないか。**需要の立地もどこにすれば最適なのか**ということも本来は議論すべきと思っている。
- 系統増強についてはできるだけ**投資が後で結果的に必要になるという二重投資が起らないようにすることが**、全体の費用効率性の観点から必要である。
- 国の制約をもとにマスタープランを考えようとしていて、マスタープランがもし既成事実化したらマスタープランを所与として更に他のことを考えると、一番望ましい姿からどんどん離れていくことも考えられるため、**一番望ましい状態は何か**ということを念頭においた方がよいのではないかと思う。

(需要関係)

- 電力需要が1.5倍になるという話もあり、そうなれば再エネ出力制御の考え方も変わらと思うので考慮頂きたい。また、電化に関してはEVだけが今後の検討課題に挙げられているが、今後、再エネですべて賄っていく場合には、**運輸だけでなく熱の電化として給湯や暖房も化石燃料から電化していかなければならないというシナリオもある**と思うので、そこも含めて検討を進めて頂きたい。
- 誰がどのような目的で導入するかという前提をある程度明確にしたうえで、**蓄電池の充放電に伴う需要を想定**する必要があると考えている。
- 大規模な再エネの近くに大規模プラントを立地するケースや、家庭でのEVやヒートポンプなど蓄電や消費もセットで普及していくようなケースも想定し、**発電の近くでできるだけ消費するような需要立地の偏在シナリオ**を検討いただきたい。
- **水素の電解装置をどこに配置するか、いつ製造するか**の想定については複数のシナリオを想定する必要があると思う。
- **水素を製造してから地域間輸送を行うのか、電力で送ってから水素を製造するのか**で系統増強の費用便益にも差が出てくるものと思う。
- シンプルに現状延長での**需要カーブをどこまで変えると、どのくらいの効果が得られるのか**という検討を是非やって頂きたい。

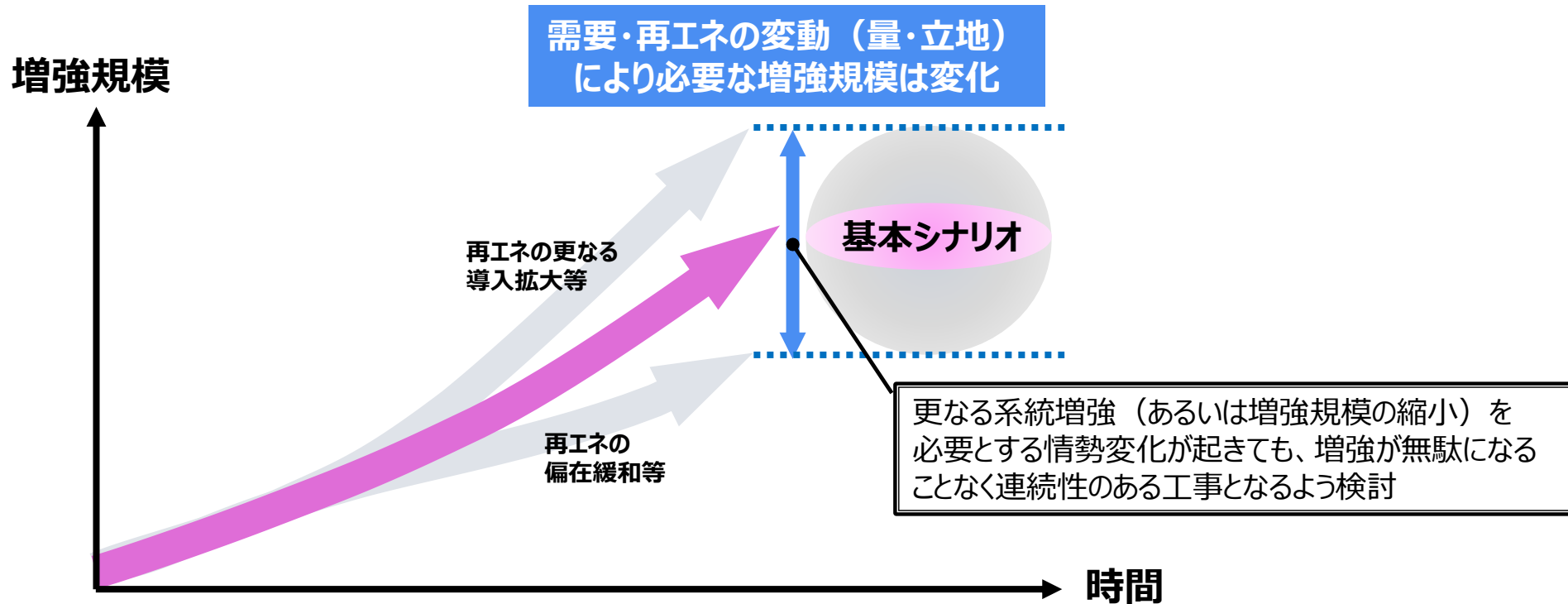


- マスタープランの最終的なシナリオは、中間整理の分析結果から得られた示唆を考慮するとともに、第6次エネルギー基本計画に基づく国のエネルギー政策と整合を図り、電力系統のあるべき姿を描く。
- 将来には技術革新や社会実装などの面での不確実性が存在することから、**将来的な情勢変化を考慮した複数シナリオ**を検討し、連続性のある増強方策とすることで、情勢変化にも柔軟に対応できるものとする。





- マスタープランにて系統のグランドデザインを示すことにより継ぎ接ぎの設備形成を回避するためには、一つの基本シナリオを前提として増強方策を検討する必要がある。
- ただし、将来の不確実性にも対応できるよう、例えば更なる系統増強を必要とするような情勢変化が起きてもマスタープランの増強が無駄になることなく連続性のある工事となるよう幅を持った検討を行うことで、マスタープラン自体に柔軟性を持たせることができる。(系統増強の規模縮小の場合も同様)



※図はあくまでイメージであり、実際の基本シナリオを想定したものではない

### 3. シナリオ設定の考え方について

#### (1) シナリオ検討の進め方【論点】

- マスタープランの最終とりまとめは、2050年カーボンニュートラルが達成されることを前提とし、さまざまな将来の**不確実性にも配慮しつつ、状況変化に柔軟に対応し、かつ系統整備のプランとしても連続性のある電力系統のあるべき姿**を描くことを目指す。
- 具体的には、技術革新や社会実装などの面で不確実性に対して、**系統増強への有意な変化**が生じるものを抽出し**複数シナリオで供給力面、需要面から分析**を行い、**基本シナリオを軸**とした系統整備を実施した場合でも**連続性のある系統増強プラン**となることを検討する。
- また、カーボンニュートラルの実現に向けては、電力システム全体を考えれば、まださまざまな選択肢がある。**広域機関としても電力ネットワーク面だけの評価にとどまらず、実施可能な分析を行うことで、継続してエネルギー政策へフィードバックを行う。**

#### 【論点】 シナリオ検討の進め方

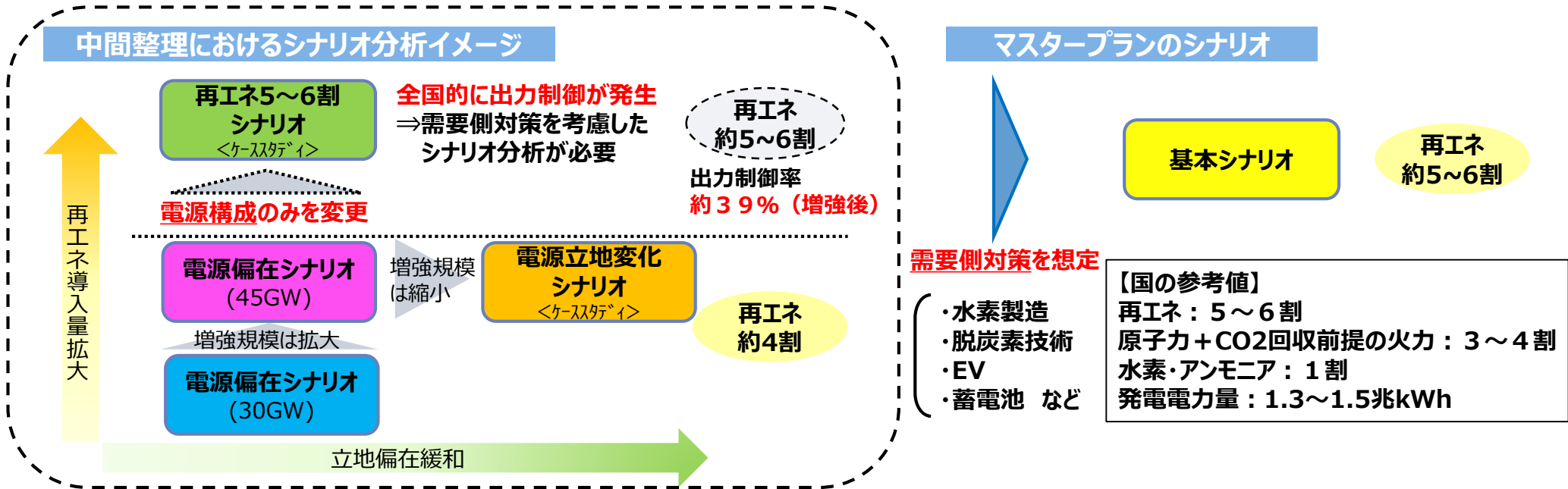
- **基本シナリオ**では、エネルギー基本計画を踏まえて重要性が増している**再エネ5～6割ケース**を想定した新たな電源構成と需要側対策を織り込むこととしたい。
- **複数シナリオ**では、シナリオの増強方策が無駄になることなく**連続性のある工事**であることを検討できるよう、ポテンシャルを考慮した上で需要地への近接性などの幅を考慮することにより、**増強規模が大きくなるケースと小さくなるケース**を幅を持って設定することとしたい。

# 基本シナリオについて

### 3. シナリオ設定の考え方について

#### (2) シナリオ検討の具体的な進め方 (基本シナリオ) 【論点】

- 中間整理時点では、エネルギー基本計画が策定前であり、当該時点で蓋然性が高いと考えられる官民協議会の導入目標値を設定のうえ、シナリオ分析を実施。加えて、2050年カーボンニュートラルを見据え、**電源構成を変更した「再エネ5～6割シナリオ」をケーススタディ**として実施。
- その結果、**全国的に再エネ出力制御が発生** (増強前42%⇒増強後39%)し、系統増強による有意な便益が見られなかった。
- 一方、エネルギー基本計画では、**蓄電池の普及拡大や水素利用の促進など、需要側の対策**も掲げられており、こうした施策による**電力需要の増加**を踏まえれば、**中間整理での評価についても異なる結果**となる。
- **マスタープランの基本シナリオ**では、エネルギー基本計画を踏まえた**新たな電源構成と需要側対策**を織り込むこととしたい。





(参考) 2050年における各電源の整理

- 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"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>こうした課題への対応を進め、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)としてはどうか。</li> </ul>
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>
イノベーションが必要な電源	化石+CCUS	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>
	火力 水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>

※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。

- 電源偏在シナリオ（30GW、45GW）は、国の「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」で示された現実的なエリア別導入量に基づいて増強方策を検討したもの。
- 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% （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



- 電源偏在シナリオ (30GW,45GW) は、国の「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」で示された現実的なエリア別導入量に基づき増強方策の検討を行ったものである。
- **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したところ、同じ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、**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。

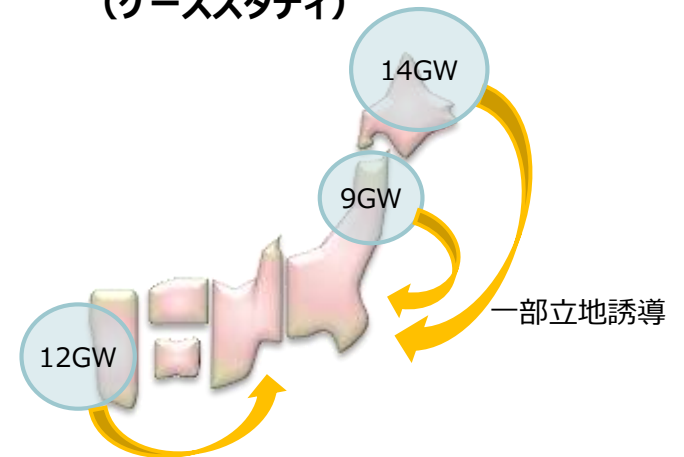
【参考】エリア別の導入イメージ



※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「若狭式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。

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

**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)**

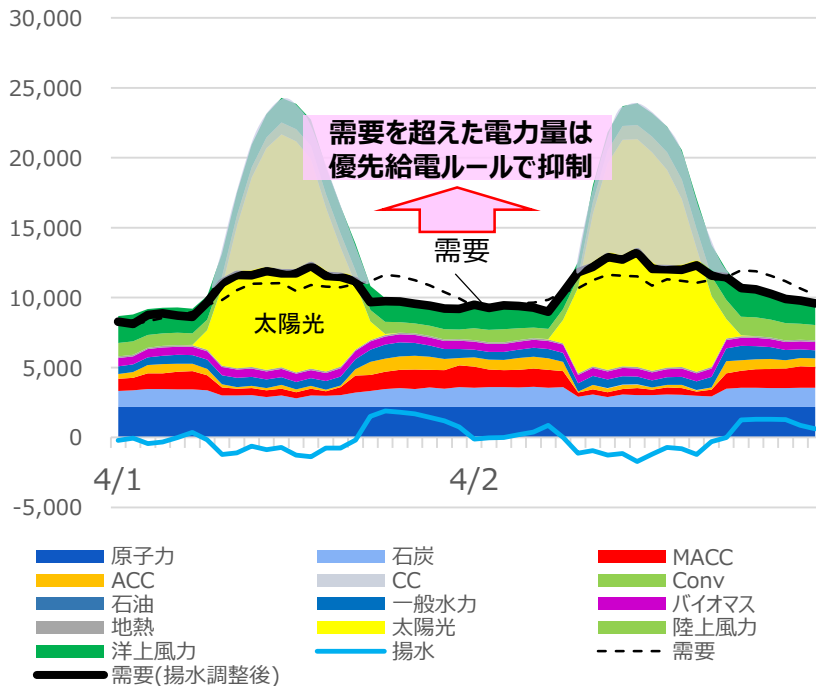


北海道・東北・九州で全体の <b>約8割</b>	偏在を緩和	北海道・東北・九州で全体の <b>約5割</b>
系統増強コスト 約3.8~4.8兆円		系統増強コスト 約1.5~1.7兆円 (▲2.3~3.1兆円)

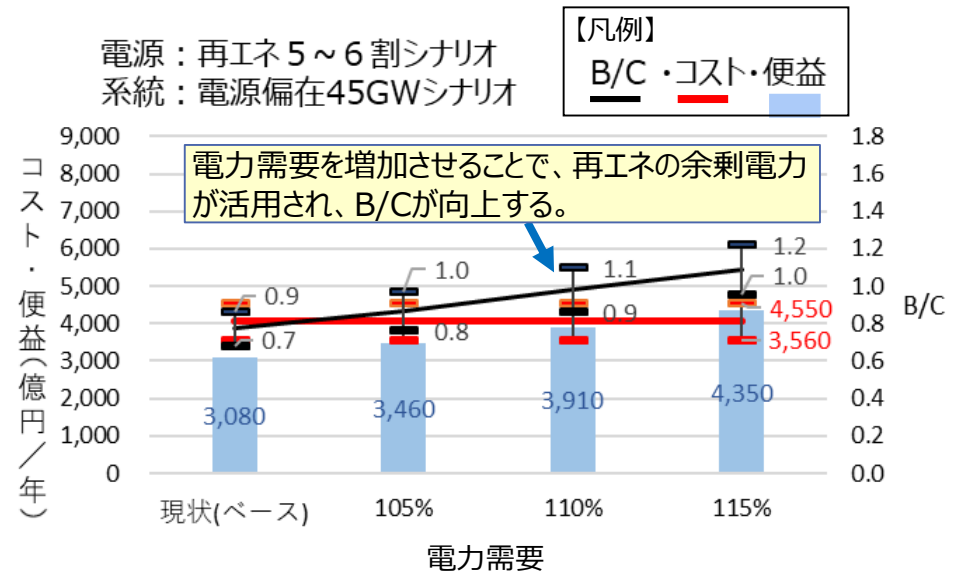


- 2050年のカーボンニュートラルに向けたケーススタディとして、再エネ比率を高くするべく電源構成のみを変更した「再エネ5～6割シナリオ」では、全国的に再エネ出力制御が発生（増強前42%⇒増強後39%）しているため、再エネの余剰電力を有効活用できるような需要側の対策が必要と考えられる。
- また、電源偏在シナリオにおける電力需要をパラメータとした感度分析結果からも、電力需要の増加によって再エネの余剰電力を有効活用され、B/Cが向上することが確認されたことから、水素転換や蓄電池を考慮したシナリオなどの検討も進めていくべきと考える。

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方策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、**そのような増強方策の具体化についても検討を進める。**

### 3. シナリオ設定の考え方について

#### (3) 基本シナリオの前提条件の考え方【論点】

- 中間整理では、電源構成のみを変更した「再エネ5～6割シナリオ」をケーススタディとして実施した。
- 基本シナリオでは、エネルギー基本計画や一定の仮定を踏まえ、電源および需要の設定方法について以下のとおり整理する。

#### <基本シナリオの前提条件（案）>

		基本シナリオ		再エネ5～6割シナリオ（中間整理）		
		設定内容	(参考) 電力量比率※2	設定内容	電力量比率	
需 要		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ エネルギー基本計画を踏まえた国の政策から2050年の需要を想定</li> <li>■ 3つのモデルに分類した需要カーブを設定（ベース需要、再エネ余剰時の需要創出、蓄電池モデル）</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ エネルギーミックス2030年需要9,808億kWhから自家発分を除いた8,721億kWh</li> <li>■ 2019年度実績カーブを設定</li> </ul>	—	
電 源 構 成	再エネ	太陽光	■ 約260GW（基本政策分科会資料※1より）	5割程度	■ 約300GW（機械的に4倍）	5割程度
		陸上風力	■ 約41GW（基本政策分科会資料※1より）		■ 約44GW（機械的に4倍）	
		洋上風力	■ 約45GW（官民協議会導入目標）		■ 約45GW（官民協議会導入目標）	
		水力 バイオマス 地熱	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）		■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	
	火 力 (化石+CCUS)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 供給計画最終年度の年度末設備量</li> <li>■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源（廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定）</li> </ul>	3～4割程度	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 供給計画最終年度の年度末設備量</li> <li>■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源</li> </ul>	3割程度	
原子力	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定	■ 既存もしくは建設中の設備を前提として設定		2割程度		
	水素・アンモニア	■ 既設火力が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定	1割程度	■ 設定なし	—	

※1 第43回にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

※2 設定内容を基にシミュレーションを行った場合に想定される比率

3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

(4) 各シナリオでの入力設定 (再エネ5～6割シナリオ)

〈ケーススタディ〉

再エネ5～6割シナリオ 34

- ケーススタディとして、各シナリオで増強後、更に再エネ5～6割まで導入されると仮定した場合にB/Cへ与える影響について確認するもので、電力需要も変化させて分析も行う。
- なお、電力需要や電源の立地については具体的な見通しが無いことから、過去実績や既導入比率を参考に仮に設定したものとなる。

再エネ5～6割シナリオ

【再エネ導入量 (太陽光・風力)】



導入時期: 2050年頃を想定

【系統増強前の需給バランス】



※ 四捨五入により合計が合わない場合がある

【シミュレーションでの追加設定】

- ・ 電源偏在シナリオ (45GW) をベースとして、太陽光 4倍 (76GW×4)、陸上風力4倍 (11GW×4) としたもの。(各エリアへは既導入比率により配分)

【その他】

再エネ比率 (系統増強前) : **51%**  
 再エネ出力制御率※ (太陽光・風力:系統増強前) : **42%**

※連系線等の背骨系統以外の地内系統制約は考慮していないことに留意が必要

# シナリオへの需要モデルの反映方法



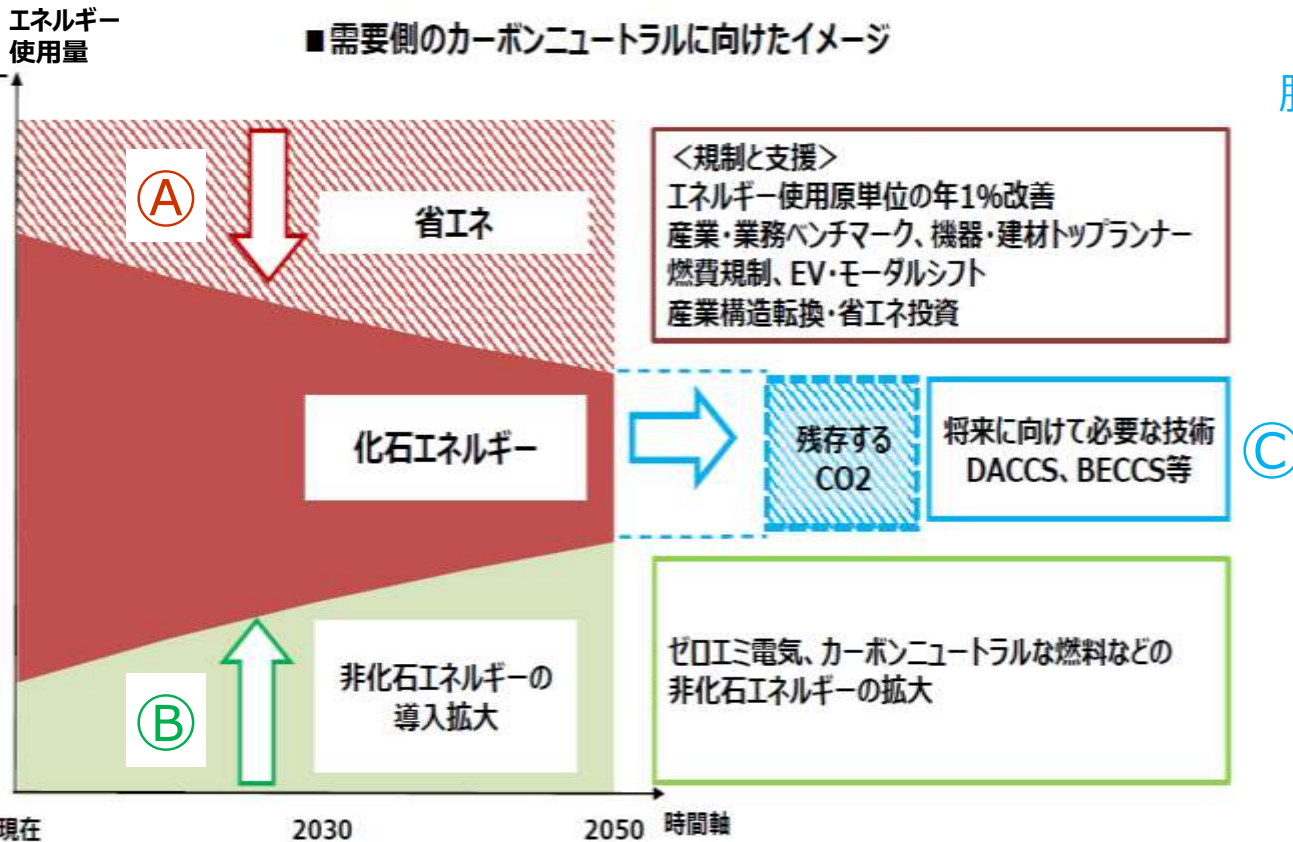
### 3. シナリオ設定の考え方について

#### (4) シナリオにおける需要の考え方について

■ シナリオに織込む電力需要は、中間整理の需要に対する示唆や、2050年カーボンニュートラル実現に向けた需要側対策の国の議論状況を踏まえ、**水素製造・EV等の蓄電池を活用した再エネ余剰対策や、電化・脱炭素技術の進展による需要増加**をエリア配賦を考慮して織り込むこととしたい。

総合資源エネルギー調査会 省エネルギー小委員会（第30回会合）資料より

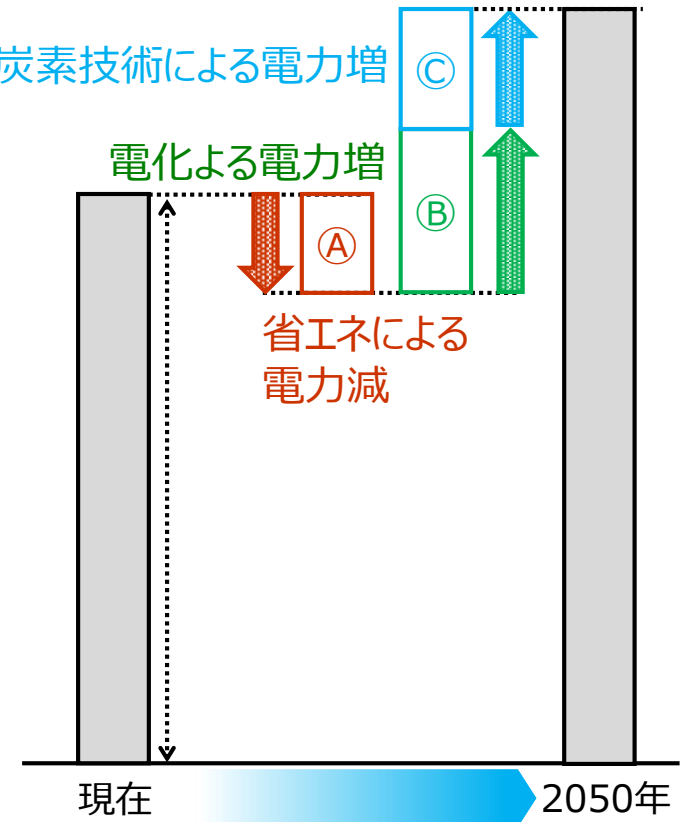
カーボンニュートラル実現に向けた電力需要のイメージ



脱炭素技術による電力増

電化による電力増

省エネによる電力減



- 中間整理の電力需要は、旧エネルギーミックスの2030年需要9,808億kWhから自家消費を除いた8,721億kWhに設定した。

マスタープラン検討に係る中間整理

## 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

## (3) シミュレーション入力諸元 (1/3)

27

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 (9,808億kWh) に電力調査統計の2019年度実績から求めた送電端需要/総需要の比 (離島分除く) を乗じて試算。  <math>9,808 \text{ 億 kWh} \times (\text{送電端需要: 自家消費を除き}) / (\text{総需要}) = 8,721 \text{ 億 kWh}</math>  <small>(各ノード需要は2019年度実績で按分、2019年度の需要カーブを採用し、長期エネルギー需給見通しの需要に合うように補正)</small> </li> </ul>	
電 源 構 成	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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  <small>(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)</small></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<sup>※1</sup></li> </ul>
	火 力	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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</li> <li>■ 所内率、各月の最大出力、起動停止時間、最低出力を考慮</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<sup>※2</sup></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<sup>※3</sup></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  <small>(1週間単位で上池水量4割に戻す経済運用)</small></li> </ul>
調整力	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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</li> </ul>	
連系線	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 2020年度長期計画の運用容量を基本とする。(北本、FCはマージン確保)  <small>※ 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は反映</small></li> <li>■ 系統増強やそれに伴う電源構成の変化による運用容量・マージンは、個別に検討して設定</li> </ul>	

※1 洋上風力の年間利用率は約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年未満に区分して最大出力を設定  
(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)

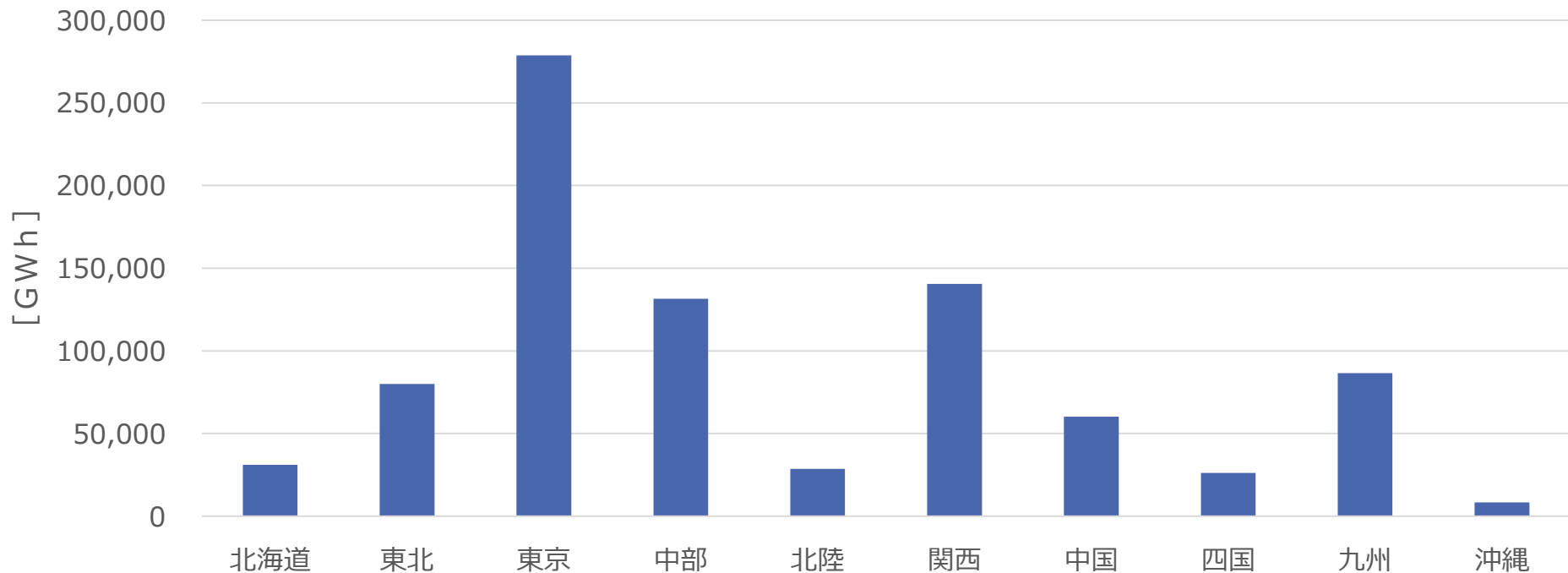
※3 既存もしくは建設中の設備を前提として設定



■ 需要の各エリア按分は、2019年度需要実績比率で按分し、需要カーブも、同年度の実績カーブを基準にして、長期エネルギー需給見通しの需要(9,808億kWhから自家消費を除いた8,721億kWh)に合うよう補正した。

### 中間整理の電力需要(GWh)

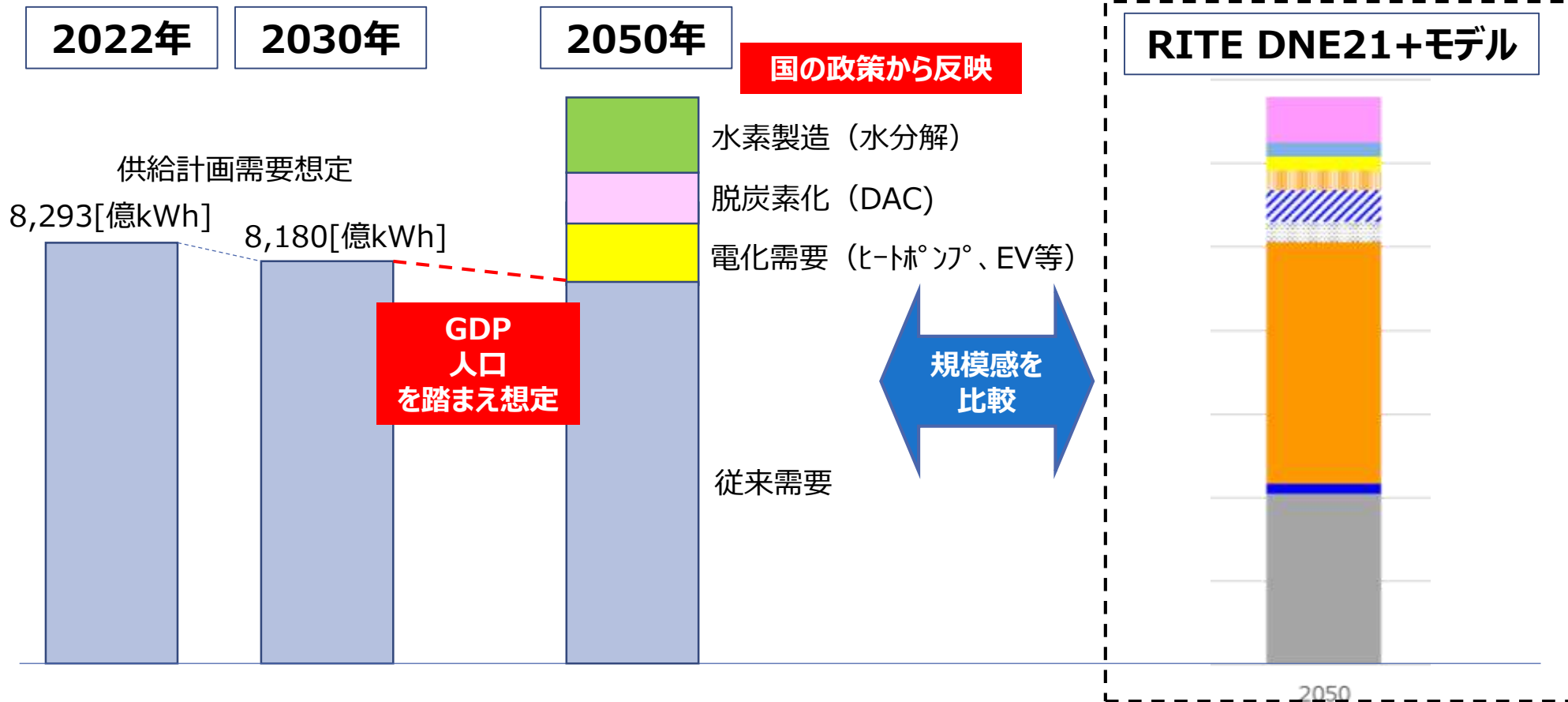
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
2019実績	30,328	80,634	282,868	132,874	28,811	142,848	59,701	26,880	84,165	8,086	877,195
中間整理	31,038	80,067	278,677	131,599	28,651	140,584	60,270	26,228	86,504	8,440	872,059
需要比率	3.6	9.2	32.0	15.1	3.3	16.1	6.9	3.0	9.9	1.0	100%



### 3. シナリオ設定の考え方について

#### (5) シナリオへ織り込む電力需要について\_1/2 【論点】

- エネルギー基本計画が掲げる**カーボンニュートラル実現**には、再エネの大量導入だけでなく、**脱炭素化（CCS、DACの活用など）に向けた対策が不可欠**とされており、広域機関としても、**脱炭素化に必要なエネルギー消費など需要の増加を想定した基本シナリオの需要**を考える必要がある。
- GDPや人口の将来見通し、カーボンニュートラルに向けた国の政策による電力需要の増加を反映することで、2050年の需要を想定し、想定した電力需要については、国が参考値としているRITE DNE21+モデルとも比較を行うなど、規模感の妥当性を確認のうえ、シミュレーションへ反映する。

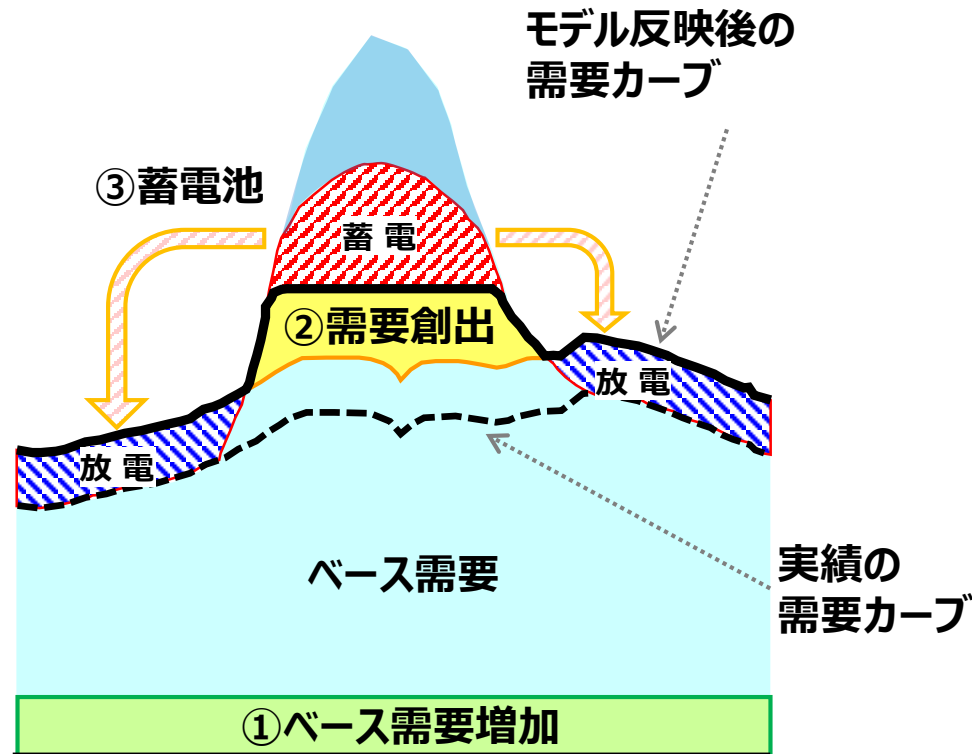


## (参考) 需要カーブのモデル化について

- カーボンニュートラル実現に向けた需要側対策を考慮すると、需要カーブの形状が実績と比べて変わるため、変化要因となる需要を「①脱炭素化に必要となるベース需要増加」、「②再エネ余剰時の需要創出」、「③蓄電池」の3つにモデル化することで需要カーブを形成する。

### 需要カーブのモデル化イメージ

第12回マスタープラン検討委員会 資料1 一部修正



	具体的なモデル化
ベース 需要増加	<p>① ベース需要増加</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 脱炭素に必要となる電力需要 (CCS・DAC) 8,760時間一律で稼働する箱型需要容量等は、政策議論等から想定</li> </ul>
再エネ 余剰活用	<p>② 再エネ余剰時の需要創出</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 再エネ余剰電力の発生時間帯を活用して創出される需要(国内水素製造)</li> <li>➤ 電化シフト (ヒートポンプ、EV)</li> <li>➤ 容量等は、政策議論等から想定</li> </ul> <p>③ 蓄電池</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 貯蔵技術により、余剰時に蓄電し、不足時に発電</li> <li>➤ 揚水と同様のモデルとして最経済計算</li> <li>➤ 容量等は、政策議論等から想定</li> </ul>

### 3. シナリオ設定の考え方について

#### (5) シナリオへ織り込む電力需要について\_2/2 【論点】

- 変化要因となる各需要モデルのエリア按分は、公表されている実績値等のエリア分布を参考に按分する。

モデル化している需要	エリア按分に用いたデータ	モデル項目
脱炭素技術	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 地球環境産業技術研究機構(RITE)評価の二酸化炭素貯留可能量を使用し、貯留可能量比率で按分</li> </ul>	①ベース需要増加
国内水素製造 (水電解装置)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ マスタープランの再エネ(陸上・洋上風力、太陽光)設備導入量を使用し、設備導入量比率で按分</li> </ul>	②再エネ余剰時の 需要創出
電化需要 (ヒートポンプ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 実績比率で按分</li> </ul>	
電化需要 (EV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ EVについては、一般財団法人自動車検査登録情報協会公表の都道府県別自動車保有台数(2020年3月末時点)を使用し、保有台数比率で按分</li> </ul>	③蓄電池
家庭、業務・産業用蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 家庭、業務・産業用蓄電池は、経済産業省_資源エネルギー庁公表の住宅(10kW未満)の再エネ導入容量(2020年3月末時点)を使用し、導入容量比率で按分</li> </ul>	
従来需要 電化需要	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 実績比率で按分</li> </ul>	ベース需要

### 3. シナリオ設定の考え方について (6) ①ベース需要増加について

- DACやCCSといった脱炭素技術は、カーボンニュートラルの実現に向けて必要となる需要と考えられる。
- このため、CCSについては火力発電に併設されるものと仮定し、シミュレーションにおいてCCS付火力の所内率として考慮し、DACについてはRITE DNE+モデルも参考に、消費電力を需要カーブへ織り込む。

	【参考】RITE DNE+モデルにおける 脱炭素化に必要な電力需要	マスタープランにおける シミュレーションへの反映方法※
CCS (火力発電設備に併設するもの)	320 億kWh	CCS付火力の所内率として考慮
DAC	350 億kWh	需要カーブへ織り込み
合計	670 億kWh	

※織込む電力需要についてはRITE DNE+モデルとの規模感の比較結果により別途検討

2021.5.13\_第43回総合資源エネルギー庁 基本政策分科会より

## DNE21+の前提条件とその想定方法の概要 (3/4)



12

部門	想定方法	想定例	補足
CCS	回収	付録参照	貯留ポテンシャル推計は、世界全体で整合的となるよう、世界地図ベースのGISデータから推計。日本の精度については精査の余地有
	輸送	p.33-34参照	
	貯留	米国地質調査所USGSのGISベースの地質データ等から貯留ポテンシャルを推計(Akimoto et al., IEA GHG, 2004参照)	
大気CO2直接回収(DAC)	M. Fasihi et al., (2019)(DAC関連の多くのサーベイを実施した論文)を基に、2種類の方式の設備費と回収に要するエネルギー量を想定	付録参照	回収後のCO2は、CCS欄に記載の輸送、貯留と共通。また、CCU利用の場合は、合成燃料の欄と共通



### 3. シナリオ設定の考え方について (6) ②再エネ余剰時の需要創出について\_1/2

- カーボンニュートラルに向けた脱炭素エネルギー源として水素やアンモニアの有効性が議論されていることを踏まえて、国内の再エネ由来水素製造(水電解装置)に必要なとされている国の目標値を、再エネ余剰時の需要創出として採用したい。
- 2050年の国内再エネ由来水素製造に必要な電力需要は、国の2030年の政策目標を参考に、再エネ由来水素製造量を国の政策から想定することとしたい。

#### 水素製造に必要な電力需要 (試算例)

2021.6.18\_2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略(本文)より

#### (2) 水素・燃料アンモニア産業

##### i) 水素

水素は、発電・輸送・産業等、幅広い分野で活用が期待されるカーボンニュートラルのキーテクノロジーである。日本は世界で初めて水素基本戦略を策定し、複数の分野で技術的に先行して

#### 途中省略

そのためには、導入量拡大を通じて、2030年に供給コスト 30 円/Nm<sup>3</sup> (現在の販売価格の 1/3 以下)、2050年に水素発電コストをガス火力以下 (20 円/Nm<sup>3</sup> 程度以下) にする等、化石燃料に十分な競争力を有する水準となることを目指す。目標量に関しては、再エネポテンシャルや市場規模等、それぞれの国・地域が置かれている状況が異なることを認識しつつも、国内水素市場を早期に立ち上げる観点から、2030年に水素導入量を最大 300 万トンとすることを目指す<sup>28</sup>。うち、クリーン水素 (化石燃料+CCUS/カーボンリサイクル、再生可能エネルギー等から製造された水素) の 2030 年供給量はドイツが 2020 年 6 月に発表した国家水素戦略で掲げる再エネ由来水素供給量 (約 42 万トン) 以上を目指す。加えて、2050年には 2,000 万トン程度の供給量を目指す。

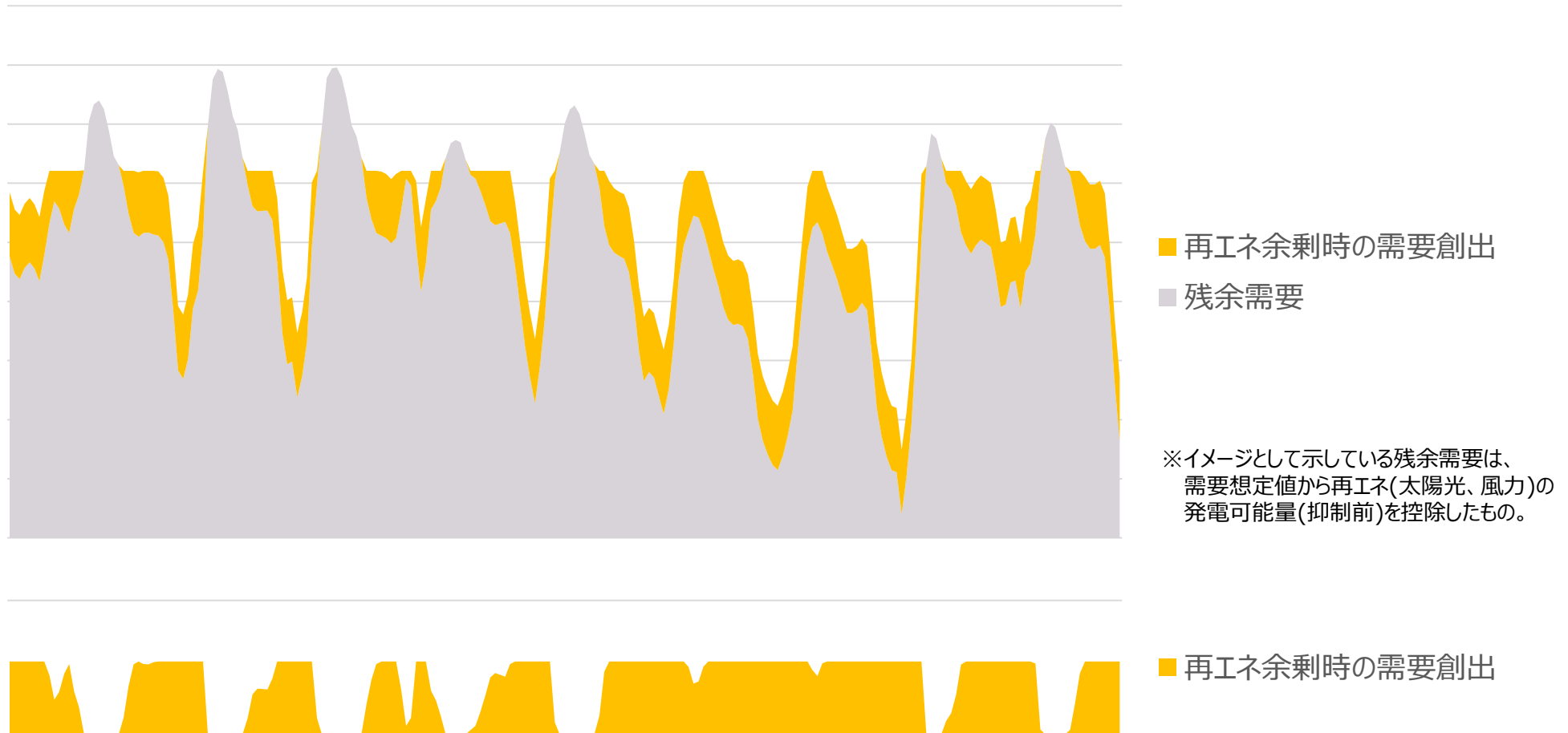
- 2030年水素導入目標量:最大300万トン。うち、再エネ由来水素供給量の目標値:約42万トン/年(比率14%)
- 2050年水素導入目標量:2,000万トン程度 ⇒ 280万トン/年と仮定して、1,340億kWh

### 3. シナリオ設定の考え方について

#### (6) ②再エネ余剰時の需要創出について\_2/2

- 需要カーブの織り込みについては、再エネ余剰の発生時間帯のみ稼働させると稼働率が低く、製造する設備量(高さ)も必要となるため、稼働率を確保しつつ、高さを抑えて需要カーブに織り込む。

#### 需要創出分の需要カーブへの織り込みイメージ





### 3. シナリオ設定の考え方について

#### (6) ③蓄電池について

- 蓄電池は、再エネ導入拡大とリンクして導入拡大すると考えられるため、EVおよび家庭、業務・産業用に導入されると考えられる蓄電池を対象として、国の政策目標等から想定したい。
- 需要側の蓄電池の全てがメリットオーダーに反映できる訳ではなく、再エネ大量導入時の調整力などとしての活用も期待されることから、海外文献や蓄電システムの開発動向を踏まえ、系統に活用できる導入量を想定していく。

#### 参考\_VtoG利用可能率の想定値

VtoG利用可能率	出典	
5~17.5% (2030年DEシナリオ)	TYNDP 2020 SCENARIO METHODOLOGY REPORT	entsog entsoe
16%	2021.6.30 基本政策分科会 資料3 2050年の脱炭素日本を支えるエネルギーミックス	公益財団法人 自然エネルギー財団
80%	2021.6.30 基本政策分科会 資料4 脱炭素への社会転換に向けたエネルギーシナリオ分析の意義	公益財団法人 地球環境戦略研究機(IGES)
50%	2021.6.30 基本政策分科会 資料6 2050年カーボンニュートラルのモデル試算	一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

#### 参考\_各蓄電池モデル想定量 (試算例)

	充放電容量(GW)	充放電可能な蓄電容量(GWh)
EV	26.3	351
家庭、業務・産業用	16.6	58
合計	±43	409

■ TYNDPやIEA Global EV Outlookでは、諸制約から利用可能量が制限されることを想定している。

<“TYNDP 2020 Scenario Report Methodologies” 6.2.4 DSR Vehicle to gridより>

現行技術を基に、「31.2kWh」を平均的な蓄電容量とする。時間帯とインフラ整備想定によって有効容量を設定  
<時間帯による制約>

10:00~16:00	容量の10%が利用可能 (= 3.12kWh)
19:00~0:00	容量の35%が利用可能 (= 11kWh)

<インフラ整備による制約>

	2030年	2040年
Global Ambition(GA)シナリオ	10%が参加可能	50%が参加可能
Distributed Energy(DE)シナリオ	25%が参加可能	70%が参加可能

平均2時間を発動時間とすると、2030年のDEシナリオにおけるEV一台あたりの利用可能容量は  
バンド1 : 1.56kW/EV(3.12×2×25%) / バンド2 : 5.5kW/EV(11×2×25%)

<“TYNDP 2022 Scenario Building Guidelines” Appendix II: Prosumer and EV Modellingより>

住宅からの系統への接続容量は充電機器の制約から平均して5kWに制限される。  
系統に参加できるEVの割合は、GAシナリオで11%、DEシナリオで26%に制限される。  
**最小充電容量として50%が設定**されており、これ容量を超えるようなVtoGの利用はできない。

<IEA “Global EV Outlook 2020”より>

“The V2G potential depends on availability of vehicles or vehicle fleets to participate in such services at suitable times, consumer acceptance, and the ability for participants to generate revenues, as well as other technical constraints related to battery discharge rates or impacts on battery lifetime. All being accounted for, an estimated 5% of the total electric vehicle battery capacity could be made available for vehicle-to-grid applications during peak times.”

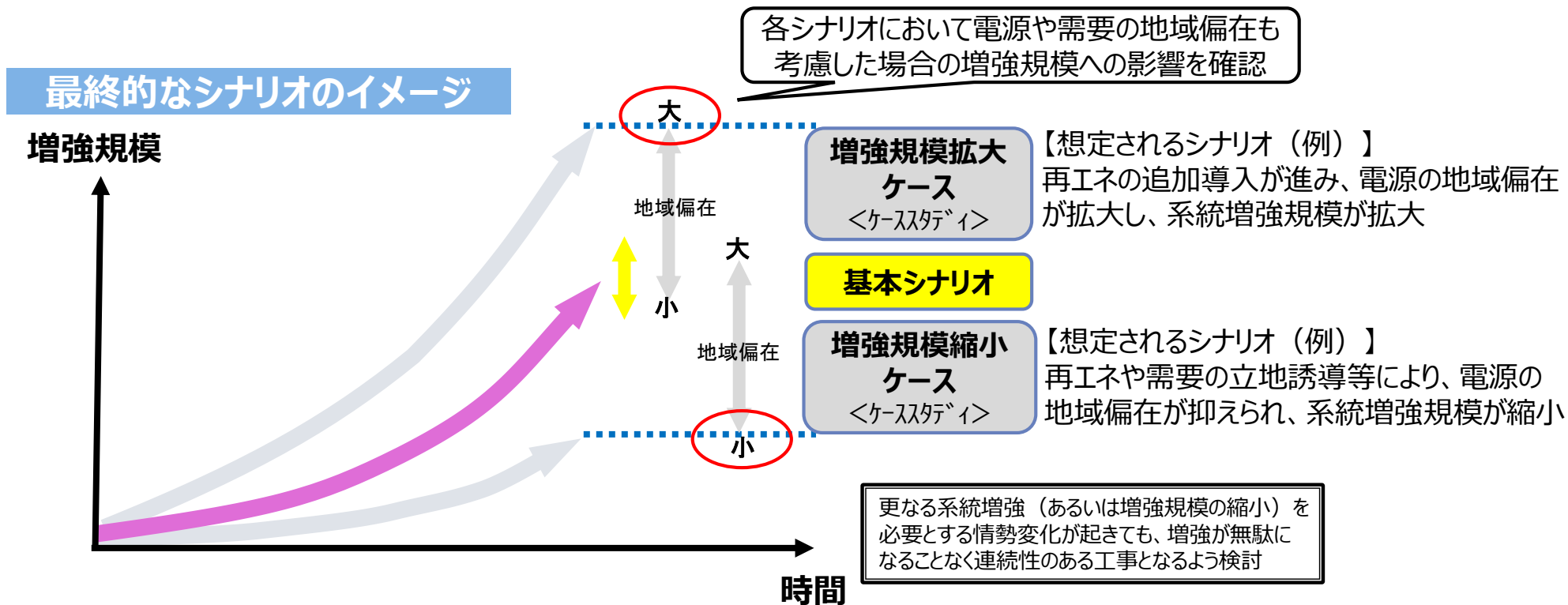
V2Gのポテンシャルは、利用率や、適切なタイミングで参加できる車両の量、消費者への受容性、収益性、さらにはバッテリーの放電速度やバッテリーの寿命への影響などの技術的な制約にも左右される。これらを考慮すると、**電気自動車のバッテリー総容量の約5%が、ピーク時のVtoGに利用可能だと推定**される。

## 複数シナリオについて

### 3. シナリオ設定の考え方について

#### (8) シナリオ検討の具体的な進め方（複数シナリオ）【論点】

- **カーボンニュートラルの達成**を前提としているが、現実的な達成には現在の技術だけでは実現できないことから、**様々な電源のイノベーション**により、達成されるものとする。また、市場の動向や電源立地に伴う情勢変化など**電源構成は一定の不確実性が残る**ことになる。
- このため、**複数シナリオ**では、シナリオの増強方策が無駄になることなく**連続性のある工事**であることを検討できるよう、ポテンシャルを考慮した上で需要地への近接性などの幅を考慮することにより**増強規模が大きくなるケースと小さくなるケース**を幅を持って設定することとしたい。



## (2) 複数シナリオの重要性

～中略～

日本においても、様々な立場の専門家からの意見を踏まえて、2050年の発電量の約50～60%を太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等の再生可能エネルギー、水素・燃料アンモニア発電を約10%、原子力・CO<sub>2</sub>回収前提の火力発電を約30～40%とすることを、議論を深めていくための参考値としたが、いずれの電源についても様々な課題があることが明らかになっており、2050年に向けた道筋（シナリオ）を複数描くことの重要性は論を待たない。

2050年のカーボンニュートラルへの道筋では、産業・業務・家庭・運輸・電力部門のあらゆる経済活動に共通して、様々なイノベーションに挑戦・具現化し、新たな脱炭素技術の社会実装を進めていくことが求められる。また、2050年という長期展望については、技術革新等の可能性と不確実性、情勢変化の不透明性が伴い、蓋然性をもった予測が困難であることから、野心的な目標を掲げつつ、常に最新の情報に基づき重点を決めていく複線的なシナリオによるアプローチとすることが適当である。そのため、こうした技術動向や情勢の変化を定期的に把握・検証し、透明な仕組み・手続の下、評価・検討していくことが重要である。

～以下略～

## 4. まとめと今後の進め方

### シナリオ設定の考え方

- マスタープランの最終とりまとめは、2050年カーボンニュートラルが達成されることを前提とし、技術革新や社会実装など**系統増強に有意な変化をもたらすものを抽出し、それらを変化させた複数シナリオ**について供給力面、需要面から分析を行い、**基本シナリオを軸**とした系統整備を実施した場合でも**連続性のある系統増強プラン**となることを検討する。
- **基本シナリオ**では、エネルギー基本計画を踏まえて重要性が増している**再エネ5～6割ケース**を想定した新たな電源構成と需要側対策を織り込むこととしたい。
- **複数シナリオ**では、シナリオの増強方策が無駄になることなく**連続性のある工事**であることを検討できるよう、ポテンシャルを考慮した上で需要地への近接性などの幅を考慮することにより**増強規模が大きくなるケースと小さくなるケース**を幅を持って設定することとしたい。

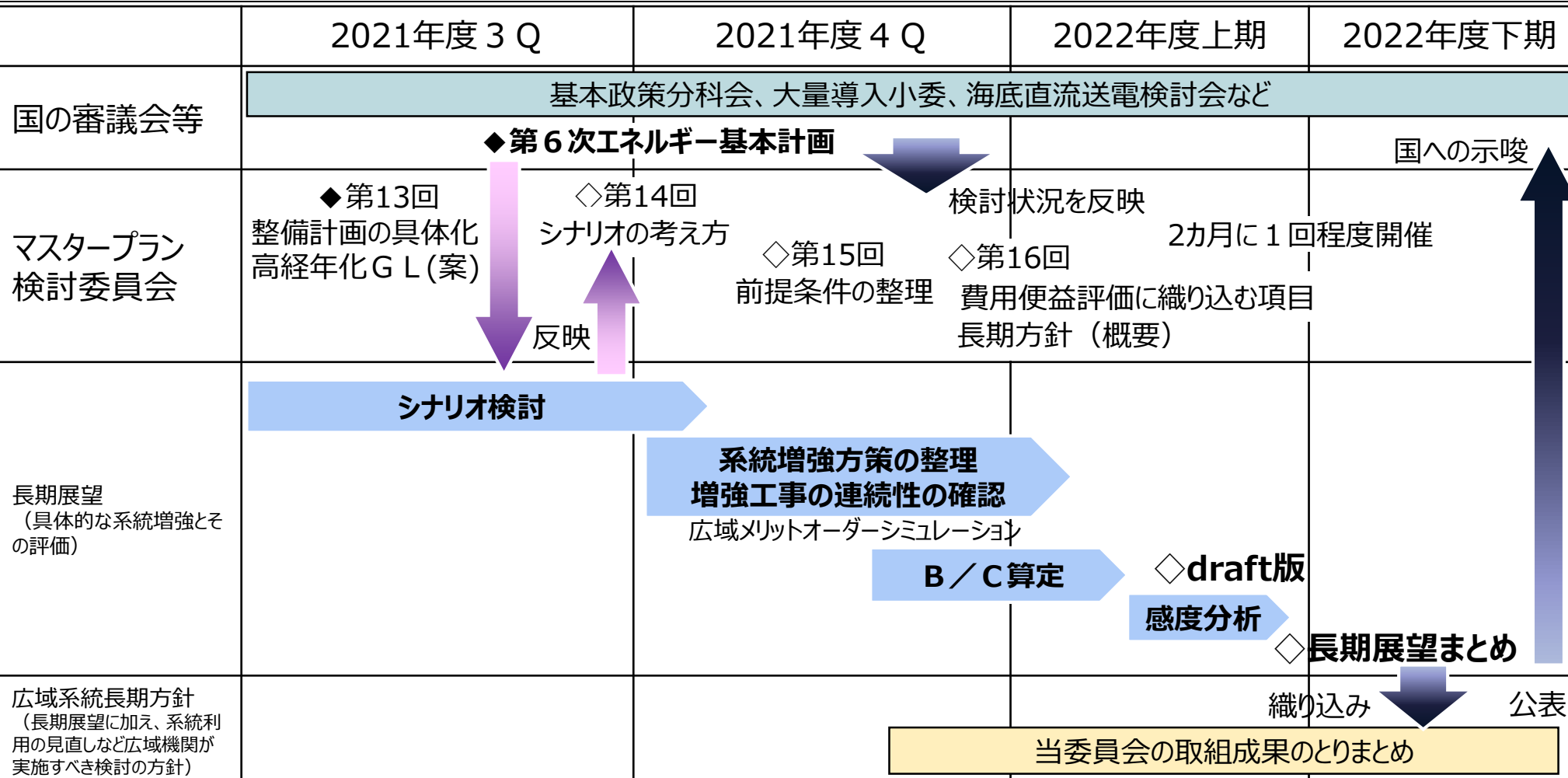
### 需要モデルの反映方法

- エネルギー基本計画が掲げるカーボンニュートラルを実現するためには、再エネの大量導入だけでなく、脱炭素化（CCS、DACの活用など）に向けた対策が不可欠になり、**脱炭素に必要なエネルギー消費など需要の増加を想定した基本シナリオの需要**を考えるべき。
- 基本シナリオにおける電力需要は、**GDPや人口の将来見通し**、カーボンニュートラルに向けた**国の政策による電力需要の増加**を反映することで、**2050年の需要を想定**し、想定した電力需要については、国が参考値としているRITE DNE21+モデルとも比較を行うなど、**規模感の妥当性を確認**のうえ、シミュレーションへ反映することとしてはどうか。



## 4. まとめと今後の進め方

- 将来に向けた不確実性を考慮した複数シナリオによる分析を進め、2022年度上期を目途に、広域系統整備に関する長期展望（系統増強方策）の方向性を示したい。
- マスタープラン（広域系統長期方針）は、混雑管理を前提とした系統利用の在り方や高経年設備の更新の在り方といった当委員会の検討結果を織り込んで、2022年度中にとりまとめるよう進めたい。
- 2021年度中は、広域メリットオーダーシミュレーションにより、系統増強方策の抽出を実施していく。



---

以下、電源構成に関する参考資料

## 参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組

第43回 基本政策分科会

## 再生可能エネルギー

## &lt;自然条件・社会制約を克服した上での再エネ導入量の規模感&gt;

□ 参考値としての、再エネ5～6割の水準（約7,000～8,000億kWh）は、ドイツの発電電力量（約6,400億kWh）を上回り、イギリスの発電電力量（約3,300億kWh）の2倍以上の水準。また、既に国土面積当たりの太陽光の発電電力量は、主要国の中で最大である中、約7,000～8,000億kWhの水準を実現するためには、

例えば、

- 1) 太陽光 約260GW（約3,000億kWh）
- 2) 風力 約 90GW（約1,900億kWh）
- 3) 水力・バイオマス・地熱 約60GW（約1,600億kWh）
- 4) 1)～3)に加え、約500～1,500億kWh程度の追加導入が必要。

※ 出力制御は織り込んでいない水準であり、実際には約7,000～8,000億kWhを発電するには、更に導入量が必要となる可能性。

## &lt;&lt;風力約90GW導入のイメージ（例）（電中研分析と「洋上風力産業ビジョン」に基づくもの）&gt;&gt;

	導入量イメージ	具体的な導入の難しさイメージ
陸上	<u>41GW</u>	<u>風速5m/s以上の雑草地・再生困難な荒廃農地などに加えて、特に風力発電に適している山林（風速7.5m/s以上で傾斜角10度未満、保安林除く）を開発して導入</u> <small>（山林は所有者不明の可能性のある土地が約3割を占め、用地取得が難しい）</small>
洋上	<u>45GW</u>	官民リソースを総動員して推進する「洋上風力産業ビジョン」で、2040年の案件形成高位目標として <u>45GWを設定</u> <small>（洋上風力は、案件形成から実際に導入されるには7～8年程度必要）</small>

※ 上記のイメージを実現するには、風力では直近3年間の平均FIT認定量（1.3GW）の約2倍の認定を30年継続し、全て導入することで実現可能な水準。



## 参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組

第43回 基本政策分科会

## 再生可能エネルギー

&lt;&lt;太陽光約260GW導入のイメージ（例）（電中研の分析に基づくもの）&gt;&gt;

		導入量イメージ	具体的な導入の難しさイメージ
屋根	住宅	<u>62GW</u>	既存住宅への導入が進みつつ、 <b>2031年以降は新築戸建住宅・新築集合住宅への導入が飛躍的に進み、2040年以降は100%に導入</b> <small>（現状、新築注文戸建住宅のZEH化率は大手ハウスメーカー47.9%、中小工務店8.5%、新築建売戸建住宅1.3%。）</small>
	建築物	<u>45GW</u>	工場・物流施設・商業施設等の <b>大型施設の全ての追加設備費等のかからない屋根等へ導入</b> <small>（既存の建物では、耐荷重が小さく設置困難なケースあり）</small>
地上	農地等	<u>42GW</u>	<b>全ての農業経営体による100kWの営農型太陽光発電等での導入</b>
		<u>110GW</u>	<b>農地転用されるものを除く荒廃農地等への導入</b> <small>（一定規模以上の開発に届出等を求める条例制定の動きあり）</small>

※2030年までの太陽光の導入見込み量を踏まえた260GW導入のイメージ

- ✓ 例えば、屋根置き太陽光であれば、**2019年度までの導入量は約15GW（足元では約1GW/年）**であり、2030年までに約24GW導入見込み。**2050年約107GW**の導入には、その後の**20年間でこの導入量の約4倍（年間約4GW。足元のペースの約4倍）**のペースで導入を加速する必要。

## 参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組

第43回 基本政策分科会

## 再生可能エネルギー

<<約7,000～8,000億kWhには、上記の太陽光約260GW、風力約90GWに加えて、**更に約500～1,500億kWh**程度が必要であり、その導入量のイメージは例えば以下のとおり>>

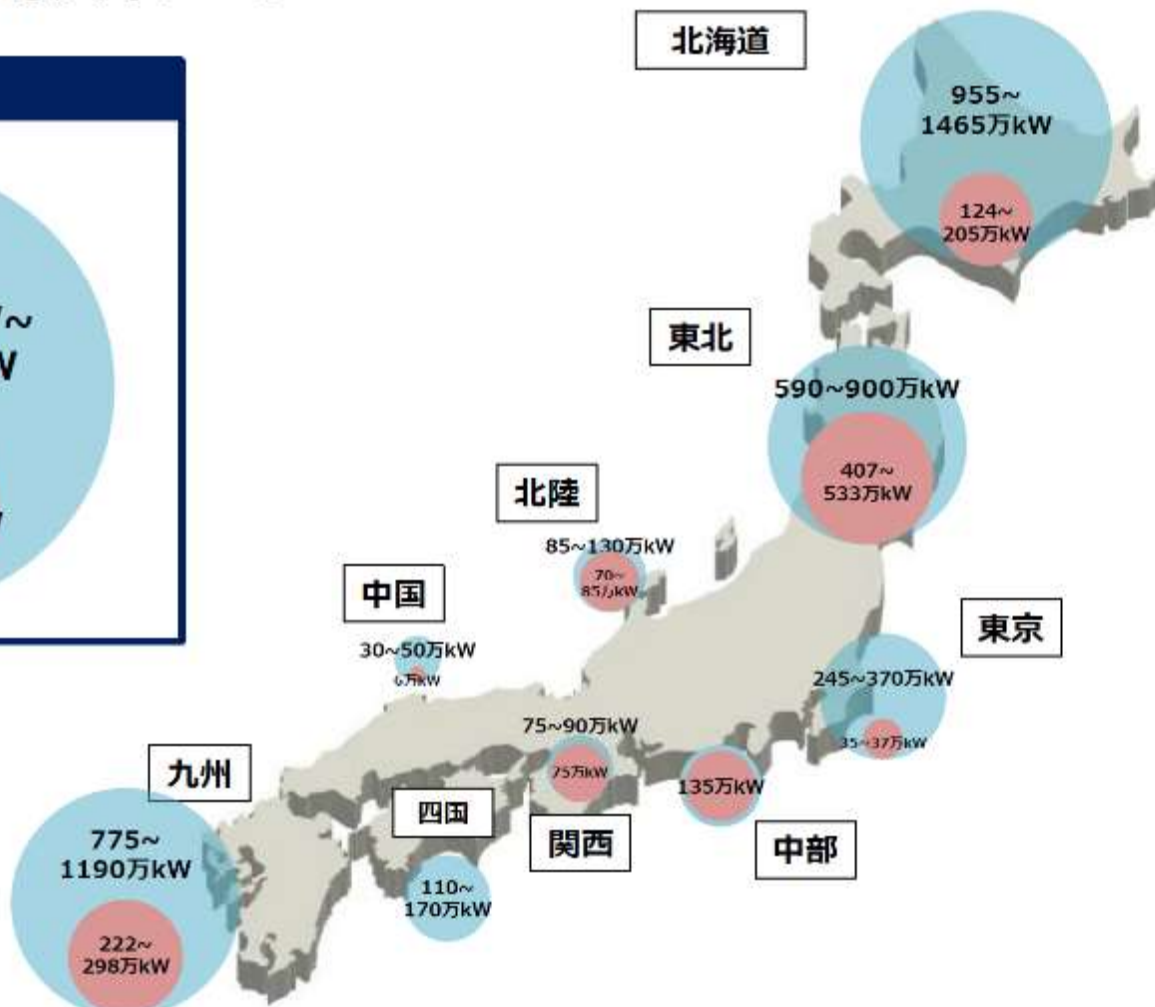
	追加的な 導入量イメージ	具体的な導入の難しさイメージ
洋上	<u>45GW</u>	洋上風力産業ビジョンで示した <b>2040年の案件形成高位目標の45GWと同量の洋上風力を追加的に上乗せして導入</b> <small>(洋上風力は、案件形成から実際に導入されるには7～8年程度必要)</small>
または、 太陽光 (メガ)	<u>110GW</u>	仮に、1MWのメガソーラー（一般的な25m×10mのプール40個分：1ha）で賄う場合には、 <b>追加で110,000カ所</b> が必要。 260GWに向けて適地を確保することに加えて、例えば、 <b>追加的に全国約1,700の市町村の全てが、平均して65カ所の用地を確保</b> するイメージ

※再エネを2050年の**参考値の水準から10%程度（1,000億kWh超）上積みする毎に**、上記の**洋上風力又は太陽光の導入量を更に追加的に導入**する必要がある。



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

### 【参考】エリア別の導入イメージ



※2030年については、環境アセスメント中（2020年10月末時点・一部環境アセスメント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メント状況を考慮し、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。

## 参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組

第43回 基本政策分科会

## CCUS/カーボンリサイクル+化石火力

## 【②適地の確保や用途拡大への対応】

- ▶ 産業・民生・運輸部門においては、**電化や水素・アンモニアの活用が難しい分野が存在し**、これらの分野におけるカーボンニュートラルを実現するためには、**排出が避けられないCO<sub>2</sub>やネガティブ排出となるCO<sub>2</sub> (DACやバイオマス発電)をCCUS/カーボンリサイクルで回収・利用・貯留することが優先され**、発電用でCCUSを活用するためには、相当量の適地の確保や用途開発が課題。

(例えば、電化が困難な産業部門、非エネルギー起源の温室効果ガス(廃棄物処分場からのCO<sub>2</sub>や農業部門からのメタンなど)など、脱炭素化が困難な部門の太宗はCCSを活用せざるを得ない。さらに、こうした排出源から直接のCCSが困難な場合は、CO<sub>2</sub>排出を国全体でキャンセルアウトするために直接空気回収設備やバイオマス発電からのCCS(DACCS・BECCS)を優先せざるをえない。仮に、**2050年の発電電力量の約1割に相当する量をCCUS+化石火力発電で対応しようとする**と、**こうした脱炭素化が困難な部門に加えて、毎年1億t程度のCCUSを化石火力発電のために確保することが必要**。(※ 2019年度実績として、7800億kWhの火力発電で4.4億tのCO<sub>2</sub>を排出。仮に、2050年の発電電力量の約1割相当分の火力発電由来のCO<sub>2</sub>を回収しようとする、約1億tの回収が必要となる計算。)

## ＜CCS適地確保の規模感のイメージ＞

- CCSで年間1億t埋めるためには、**2050年までに200本(1本当たりの圧入レート50万t/y)の掘削井が必要**。現在の油井・ガス井の本数は**日本全体で200本**であり、2030年からの**20年間でこれと同等の200本**の掘削井を実現し、2050年には、**単年で、苫小牧実証事業の累計圧入量(約3年で30万t)の300倍以上の規模のCCSを実現する必要**。このため、早期に適地候補の選定を進め、分離回収・輸送・圧入設備等の社会インフラ整備が必要。(2020年度までの貯留適地調査事業における3D探査解析結果では、国内総計約90億tの貯留可能量が示されている。)
- ▶ 社会実装に向け、**CO<sub>2</sub>排出源と再利用・貯留の集積とのネットワーク最適化(ハブ&クラスター)**が課題。
- ▶ CCSを実施する際の**関係法令の整備**や**官民の役割分担**や**コスト分担**を含めた**事業環境整備**が課題。

⇒ 2050年において、発電量の一定程度をCCUS付き火力で対応するには、早期にCCSの適地候補の選定を進め、分離回収・輸送(海外輸送の場合には、積出港などを含む)・圧入設備等の社会インフラ整備を進めるとともに、カーボンリサイクルにおいては、原料となる水素調達の確保と製品用途拡大に取り組むことが必要。

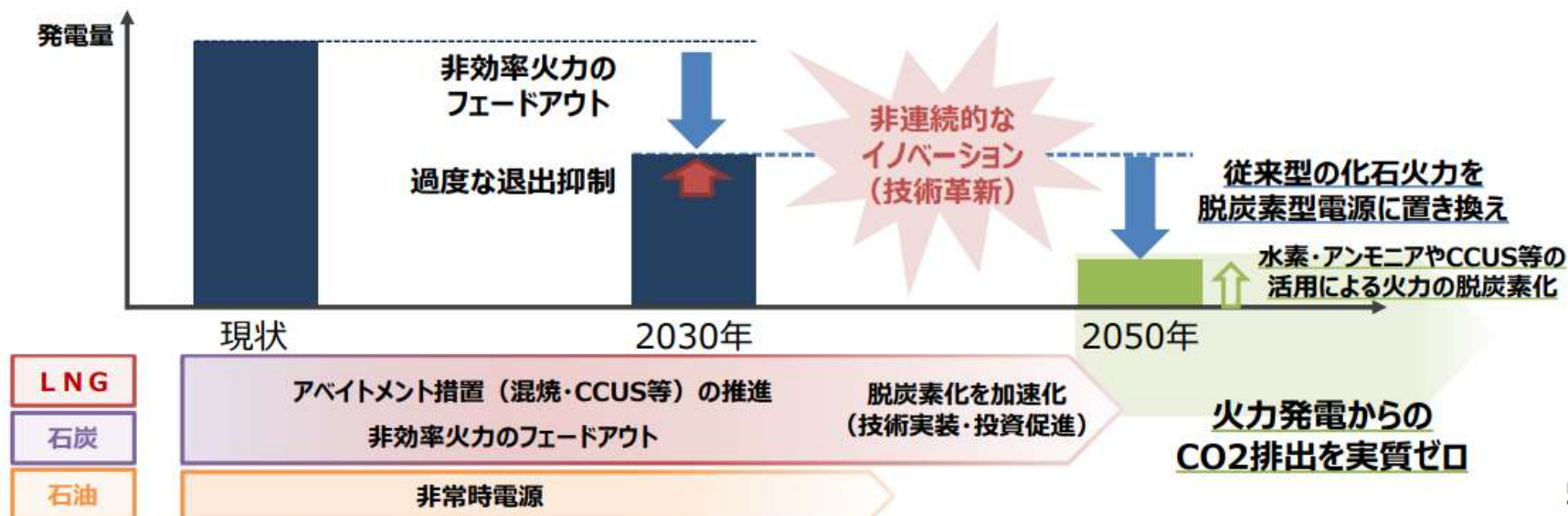


火力発電に関する基本的な考え方

第43回 基本政策分科会

- 脱炭素の世界的な潮流の中、2030年に向けて、非化石電源の導入状況も踏まえながら、安定供給確保を大前提に、火力発電の比率をできる限り引き下げていくことが基本。
- その際、火力は震災以降の電力の安定供給や電力レジリエンスを支えてきた重要な供給力であり、また再エネの更なる導入拡大が進む中で、当面は再エネの変動性を補う調整力・供給力として必要であり、過度な退出抑制など安定供給を大前提に進めていく。
- こうした方針の下、エネルギー安全保障の観点から、天然ガスや石炭を中心に適切な火力ポートフォリオを維持し、LNG火力は20%程度、石炭火力は19%程度、石油火力等は最後の砦として必要最小限の2%程度を見込む。
- また、2050年カーボンニュートラルに向けて、従来型の化石火力が果たしてきた機能を脱炭素型電源に置き換えていくことが必要。このため、火力の脱炭素化の取組を加速度的に促進。

火力の脱炭素化に向けたイメージ



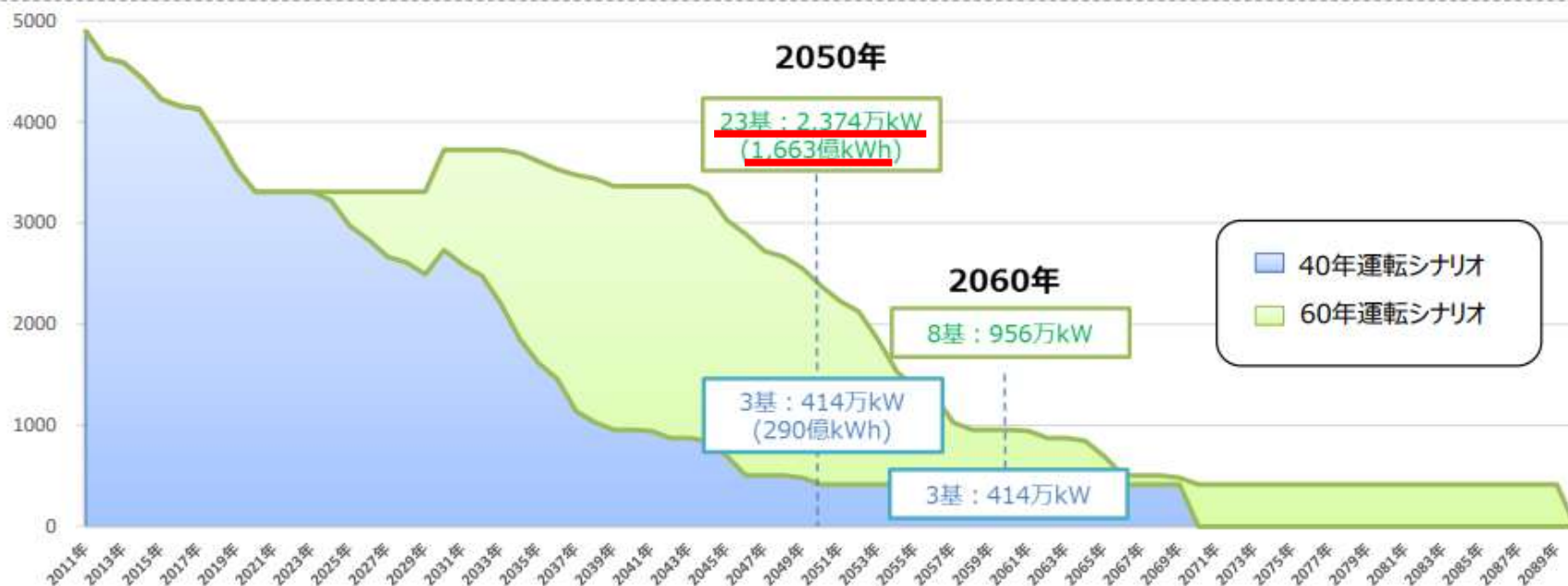
## 参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組

第43回 基本政策分科会

## 原子力

- 廃炉が決定されたものを除き、36基の原子力発電所（建設中を含む）が全て60年運転すると仮定した場合、2040年以降、原子力の発電設備容量は大幅に減少し、**2050年時点では、2.374万kW（1.663億kWh）（発電割合の10%程度）**となり、更に、**2060年時点では956万kW（670億kWh）**に減少する見込み。
- 仮に全てが40年運転となる場合には、**2050年時点では、414万kW（290億kWh）（発電割合の2%程度）**となる見込み。

⇒ こうした状況を踏まえても、**国民の信頼回復を着実に進め、カーボンニュートラルに向けて原子力を活用するための環境を整えることが必要。**





## 参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組

第43回 基本政策分科会

## 水素・アンモニア発電

## 【①供給サイドの対応（製造、輸送、供給コスト）】

- 産業・民生・運輸部門の電化が難しい分野では、水素・アンモニアを使う以外の選択肢が限られ（合成燃料などの一部例外あり）、水素・アンモニアの供給に当たっては、まずそれらの部門に対する供給が優先される可能性が高く、発電用にも利用するためには、日本全体で2,000万t規模の水素等の供給を確保することが課題。

（例えば、2050年には、水素還元製鉄だけで年間約700万トンを利用する見込みであり、他の産業・民生・運輸部門での活用が拡大すれば、更に必要供給量は増加する可能性。その上で、500～1,000万tの水素・アンモニアを発電用に確保できれば、2050年の発電電力量の約1割をようやく賄うことができる。（化石由来の水素等については、脱炭素化のため、製造過程でCCUSと組み合わせる必要。）

<調達量の規模感のイメージ>

- 2030年の水素・アンモニアの発電向けの供給量は現行水素基本戦略等に基づき、約80万t（水素約30万t、アンモニア約50万t）を想定しており、その後の20年間で約6～12倍に供給量を増加させる必要。これは石油危機後の1980年代から2010年代にかけて、30年間でLNGの供給量を4倍程度に拡大させたペースを大幅に上回るペースで拡大させるイメージ（LNGは1980年代の2,000万t規模から2010年代の8,000万t規模に30年間で4倍程度に供給量を拡大）。
- 現在、世界最大級10MWの水電解装置を備える「福島水素エネルギー研究フィールド」（FH2R）の水素製造能力は、併設する太陽光発電（出力：2万kW）のみで水素製造した場合、年間約200t。仮に、500～1,000万tの供給量の1割を国内で供給するためには、FH2Rと同規模のプラントを約2500～5000箇所程度必要。国内での余剰再エネを活用し、水素による蓄電能力を拡大するためには、装置コストの低減に加えて、水電解の高効率化などのイノベーションが必要。

## （製造）

- 低コストで高効率な水電解装置の開発、設備の大型化などにより製造コストを低減していくことや、化石原料由来水素における製造拠点におけるCO2対策（CCS等）のコストを低減していくことが課題。



## 参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組

第43回 基本政策分科会

## 水素・アンモニア発電

## 【②需要サイドの対応（発電等）】

- 水素専焼時に、逆火を防ぎつつ、ガス火力と同程度の発電効率を達成するため、**安定的な燃焼性を確保するための燃焼器の開発**が課題。また、アンモニア発電においても、**NOxの発生抑制や安定的な燃焼性を確保するための技術開発**が課題。
- カーボンフリー電源として水素・アンモニアを**評価し、活用するインセンティブが得られる仕組み**を整備することが課題。
- 水素全体の需給を拡大し、発電に利用できる供給量を確保するためにも、FCトラックや水素船などの新たな**運輸部門や、産業部門での利用拡大などにより発電以外でも需要先を拡大**することが課題。

⇒ 2050年において発電電力量の1割程度を実現するためには、水電解装置、水素運搬船を含む製造・輸送設備の大型化等によるコスト低減、海外水素権益の獲得、国際的なサプライチェーンの構築を進める必要。

## 2030年時点の水素・アンモニア発電の規模感

- 2030年までに水素、アンモニアの商用の国際サプライチェーンが構築され、水素、アンモニア発電が一定程度開始すると仮定して、発電量を機械的に計算すると以下のとおりとなるため、電源構成の1%程度を見込む。

## 水素発電の発電電力量試算

- A 水素調達量：30万トン（2030年）※国際水素サプライチェーンから発電部門への供給量
- B 発熱量（HHV）：142MJ/kg
- C 発電効率：57%（水素専焼火力の熱効率）
- D 総発電量 =  $A \times B \times C = 67$ 億kWh（2030年）

## アンモニア発電の発電電力量試算

- A アンモニア調達量：300万トン（2030年）※国際アンモニアサプライチェーンから発電部門への供給量
- B 発熱量（HHV）：22.5MJ/kg
- C 発電効率：43.5%（アンモニア混焼火力の熱効率）
- D 総発電量 =  $A \times B \times C = 82$ 億kWh（2030年）