

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 (前提条件)

2022年 1月27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"> ➤ 広域系統整備の具体化への対応について ➤ アデカシー便益に係る検討の進め方について 									
第12回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 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） 									
第13回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 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 ➤ 広域系統整備の具体化への対応について 									
第14回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 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 									
第15回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 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（前提条件） 									
第16回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 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 									
2022 年度中	<ul style="list-style-type: none"> ➤ マスタープラン策定 									

- 第14回本委員会において、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条件を抽出し、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こととした。
- 第15回本委員会においては、前回委員会までの委員のご意見等を踏まえ、**シナリオ検討を進めるためのシミュレーションの前提条件**について整理したので、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（前提条件）

1. 前提条件について【論点】

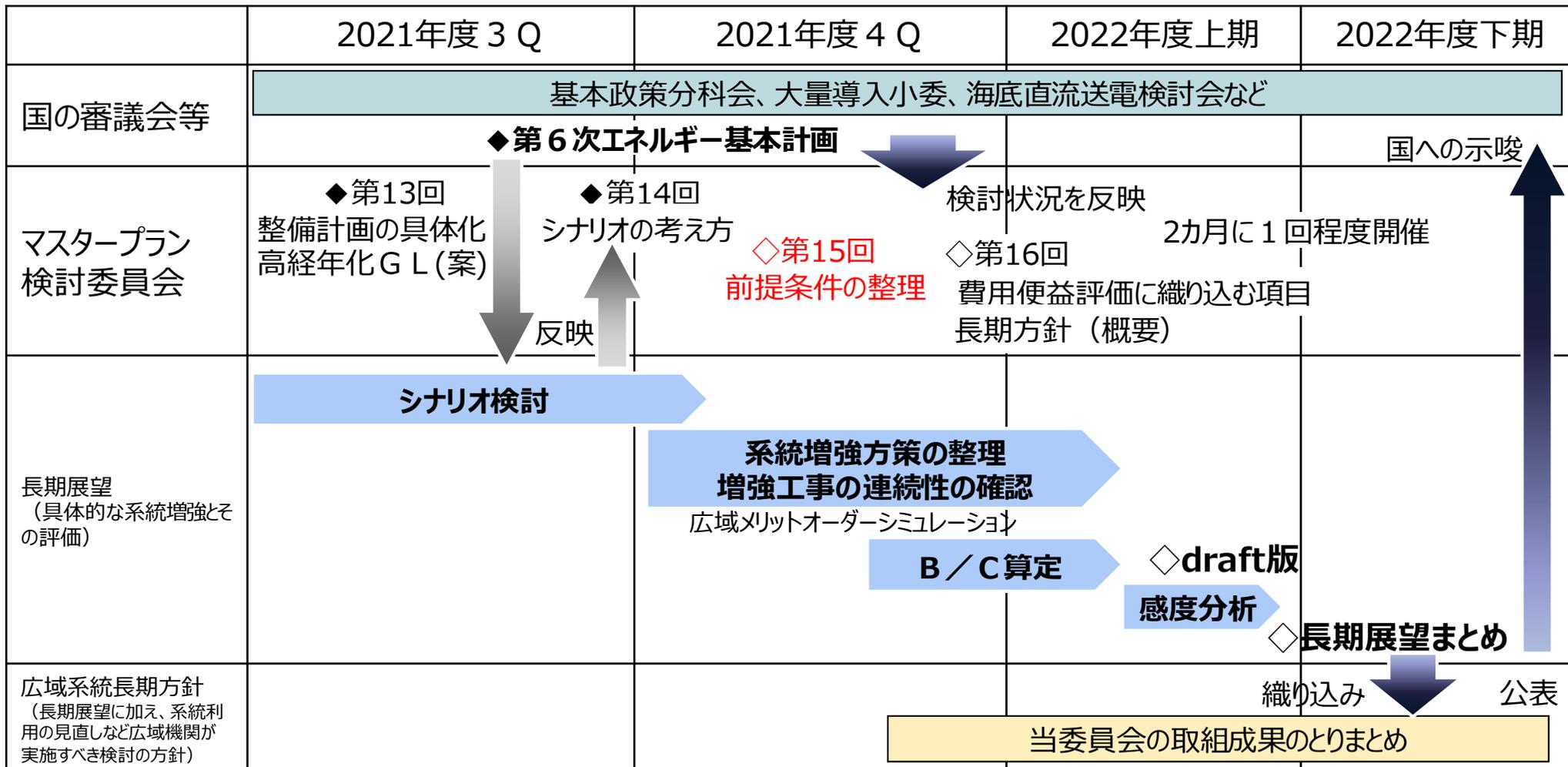
- 需要関係について（年間総電力量ほか）
- 電源関係について（燃料コスト、洋上風力の取り扱いほか）

2. マスタープランで扱う不確実性について【論点】

3. まとめと今後の進め方

1. マスタープランとりまとめに向けたスケジュール

- 第14回本委員会で示したシナリオの考え方や、これまでの委員からのご意見を踏まえて、基本シナリオについてシミュレーションを実施するための前提条件を整理した。
- この前提条件により、系統増強方策の抽出といった具体的なシミュレーション作業に入りたい。



■ 前回までの委員会において、シナリオ設定における電源および需要の立地や量に関するご指摘や将来の不確実性に関する整理の必要性についてご意見を頂いた。

- 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。
- 2050年に再エネ5～6割ケースをベースにするということには異論ないが、上振れや更に早く導入される可能性も念頭に置いて想定し、シナリオ設定や感度分析をしてほしい。
- 太陽光導入量が260GWとなっているが、過少評価されることでリグレットが起こることがないように、複数シナリオや感度分析の中で、太陽光に限らず再エネが6割やそれ以上入るケースについても見ていく必要があると思う。
- 電源と需要と流通で全体最適を図っていくことが大事と思っているので、立地誘導という点が非常に大きく効いてくる。例えば、洋上風力を北海道に集中させるだけではなく、需要地近傍にも一定比率を建設するということも幅広く検討頂き、その中で合理的な増強案の検討を進めるようお願いしたい。
- 前提条件を整理して頂く中で、どのような不確実性がどれだけあるのか、それをどのように扱うのかを整理し、全体としてお示し頂ければと思う。
- カーボンニュートラルに向けたトランジションの1つのシナリオとして、水素・アンモニアが普及した場合のシナリオも併せてご検討頂きたい。
- 蓄電池について、EVや家庭用・業務用を想定されているが、全ての容量を需給調整に活用できる大型の系統用蓄電池の活用も重要な需要側対策の一つと考えており、国のエネルギー政策にも重要なフィードバックになると思うので、系統用蓄電池についても検討をお願いしたい。
- 複数シナリオを考えていくということであるが、増強が無駄になることがない連続性のある工事を見極めていこうということであれば、増強規模拡大と増強規模縮小を見れば、どちらかという増強規模縮小は作らなくても済むケースがあるということで、増強規模縮小ケースは丁寧にご議論頂きたい。

■ 需要に関しては、可制御な負荷をどのように設定するか、丁寧に設定する必要があるといったご意見を頂いた。

■ EVの充電負荷やエコキュートの貯湯負荷がどの時間に発生するのかが非常に重要になる。それをどう考えるのかを基本シナリオとして示す必要がある。それをどこに作るかによって系統増強に大きな影響が出る。可制御な負荷をどこに持つてくるかという議論が非常に重要だと思うので、丁寧に需要をモデル化して頂きたい。

■ 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。

■ DACでも一部のものは合理的に、電気が余っている時に使われる、あるいは調整力を供出しながら供給するということが2050年には出てきてほしいと思っており、それが現実的であると思っている。変なメッセージにならないようにしてほしい。

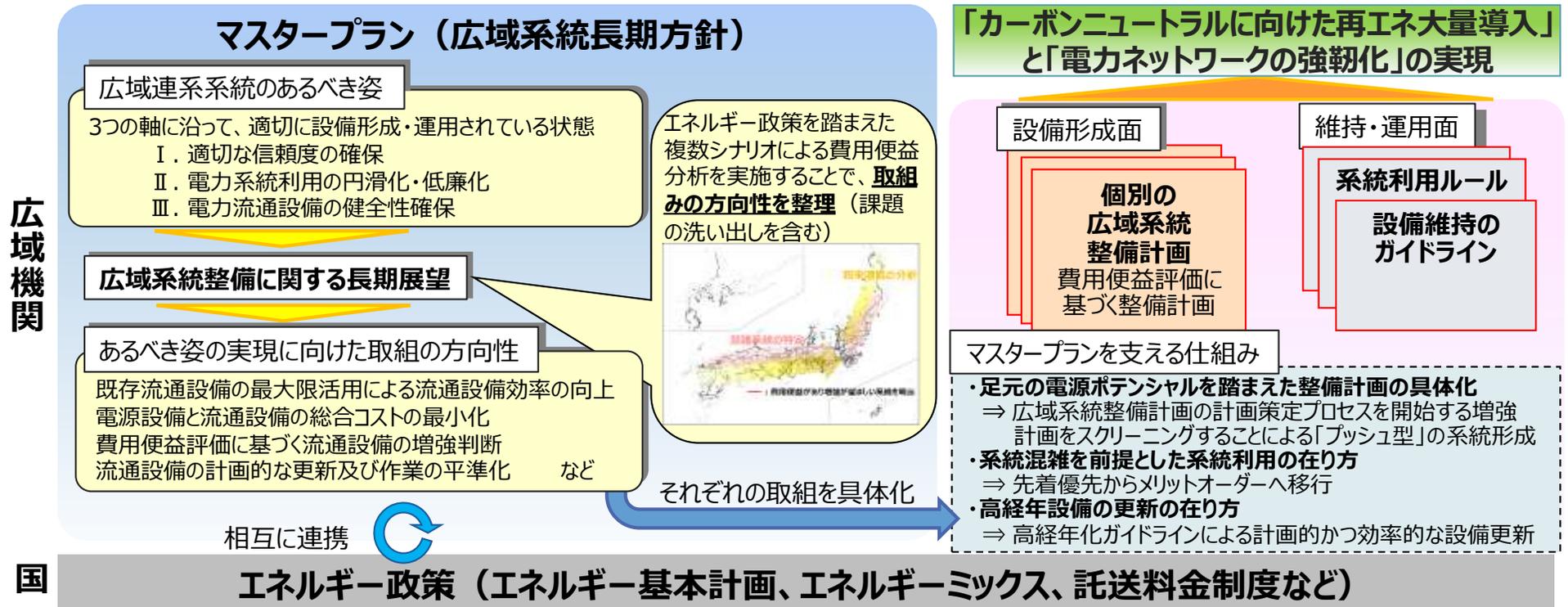
■ CCSとDACに関して言うと、加えて立地の点があると思う。これをどのように想定するかによって系統増強の規模感、ニーズが変わってくる。

■ 需要についても不確実性が多く、ロードカーブの形状が変わってくる可能性があり、2050年カーボンニュートラルに向けて不確実性が大きく残っている。

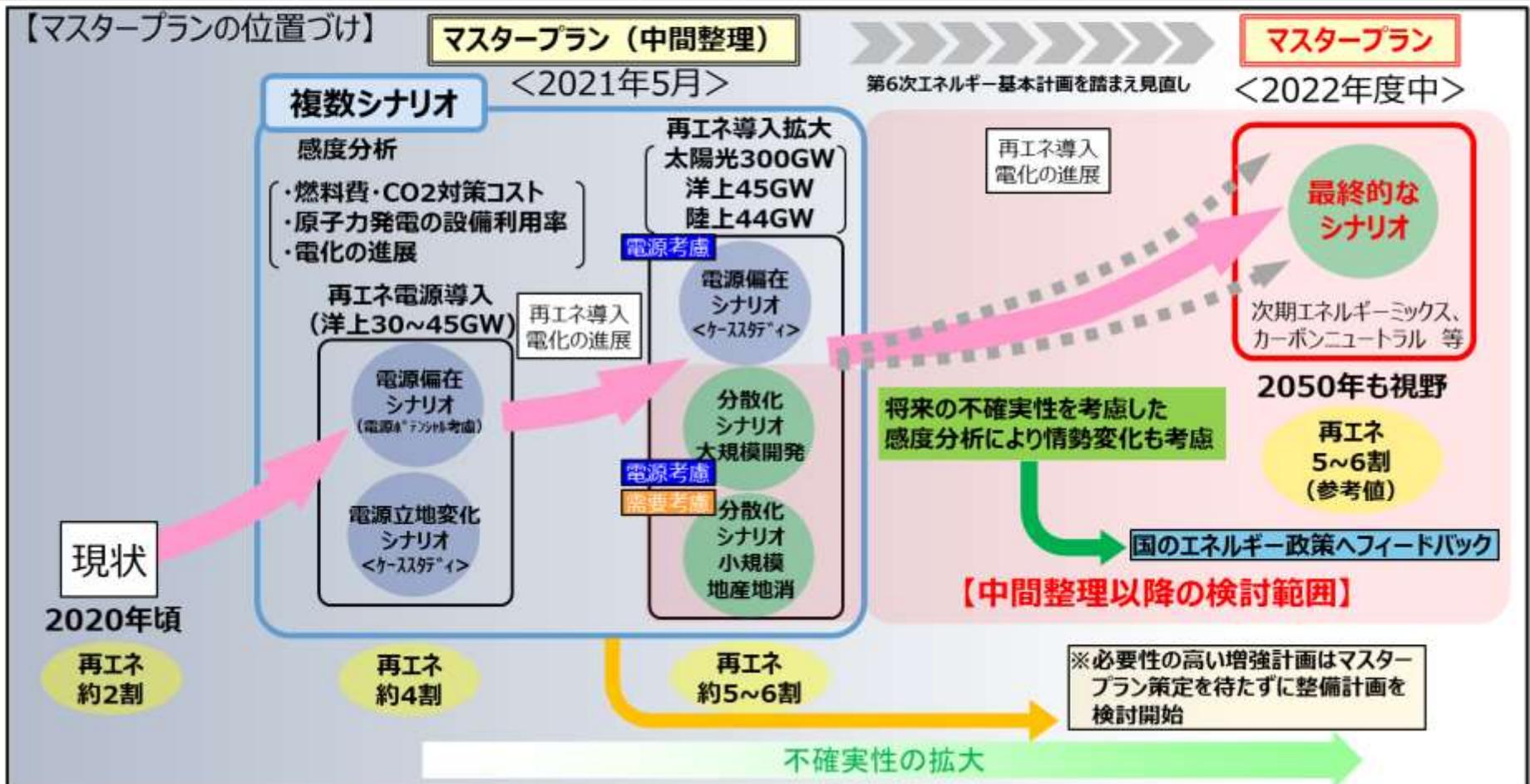
■ 水素製造について、ベースとして使うか余剰吸収として使うかは一定の前提を置いて進めて頂くものと思うが、水素製造装置は電力系統側からみると蓄エネ装置だと理解できるのではないかと思う。そうすると、比例で伸ばしていくのは無理があると思う。蓄電池やEVの検討のように、踏み込んだ検討が必要だと思う。

■ 水素を作った後の輸送の話もあるので、それに関係し得るその他の水素関係のインフラの話なども最低限は勘案して進める必要があると思う。

- **マスタープランは、個別の広域系統整備計画を検討する際の考え方を示す広域連系システムの長期方針**であり、**国民負担を抑制して再生可能エネルギーの導入を図る**一方で、地震等の災害により電力ネットワークが機能不全に陥った場合なども想定して、全国大でのネットワークの複線化を図ることによるバックアップ機能を強化など、**電力ネットワークの強靱化の実現に向けた取組みの方向性**を示すものである。
- また、長期的な観点から、エネルギー政策とも整合したシナリオを費用便益評価で分析し、**今後増強が望ましい系統（長期展望）を把握**したうえで、今後、足元の電源ポテンシャルを踏まえつつ、マスタープランから整備計画を具体化させることで、「**プッシュ型**」の**系統形成も可能**となる。



- 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。



■ 第14回本委員会において、基本シナリオの前提条件の基本的な考え方をお示した。

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】

基本シナリオ 18

- 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 ^{※1}	設定内容	電力量比率
需 要	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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 ■ 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） 	-	<ul style="list-style-type: none"> ■ エネルギーミックス2030年需要9,808億kWhから自家充分を除いた8,721億kWh ■ 2019年度実績カーブを設定 	-
電 源 構 成	再エネ			
	太陽光	■ 約260GW（基本政策分科会資料 ^{※2} より）	■ 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 ^{※2} 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"> ■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 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と仮定） 	3～4割程度	<ul style="list-style-type: none"> ■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源
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

■ 基本シナリオにおける前提条件の詳細設定について、以下のような考え方で進めたい。

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"> ■ GDPやエネルギー消費見通し、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して推定。 <ul style="list-style-type: none"> ①従来需要:8,050億kWh(各ノード需要は2019年度実績で按分、需要カーブは2019年度実績をベースに基本シナリオの従来需要に合うよう補正) ②電化需要の増加:2,607億kWh(各ノード需要は政策議論から引用、用途毎に個別に需要カーブに加算) ③脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加:1,828億kWh(各ノード需要は政策議論から引用、用途毎に個別に需要カーブに加算) <ul style="list-style-type: none"> ➢ 蓄電池モデル:1.2億kWh(各ノード需要は国の政策議論から引用、揚水と同様に経済運用) 	
電源構成	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> ■ エネルギー基本計画や国の審議会における政策議論を参考に、2050年の設備量を想定。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 太陽光：約260GW（各ノード配賦は導入実績比率で按分） ➢ 陸上風力：約41GW（各ノード配賦は導入実績比率で按分） ➢ 洋上風力：約45GW（各ノード配賦は官民協議会ベース） ➢ 水力・バイオマス・地熱：約60GW（それぞれ約50GW・7GW・2GW） ■ 利用率については、2019年度供給実績に基づき設定※¹
	火力 (化石+CCUS)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2021年度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※²、各月の最大出力、起動停止時間、最低出力を考慮 ■ 既存火力は、45年運転で廃止後、水素・アンモニア発電またはCCS付火力へリプレースと仮定
	原子力	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定し、利用率は30か年平均値72.8%に設定
	水素・アンモニア	■ 既設火力が45年運転で廃止後、その一部がリプレースされると仮定し、2050年度のkWh比率10%となるように調整
	揚水	■ 2021年度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	■ 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・水素・アンモニアで確保※ ³	
連系線	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2021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） <ul style="list-style-type: none"> ※ 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 ■ 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 	

※¹ 洋上風力は、2019年度NASA風況データから出力特性を模擬

※² 稼働中の火力発電所には、CCSが併設されるものと仮定し、CO₂回収に必要な消費電力は所内率として考慮

※³ 将来の調整力必要量は議論中のため、現行と同等の数値を用いる。調整力等委における議論状況を踏まえ、適宜反映。

項目		設定内容 (詳細は次スライド以降を参照)
電源構成	需要	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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。 $9,808\text{億kWh} \times (\text{送電端需要:自家消費を除き}) / (\text{総需要}) = 8,721\text{億kWh}$ (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)
	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) ■ 太陽光・風力の設備量については、各シナリオ毎に設定 ■ 利用率については、2019年度供給実績に基づき設定^{※1}
	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、各月の最大出力、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^{※3}
	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とする。(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は反映 ■ 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 	

※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

(基本シナリオの前提条件の詳細説明)

■ 基本シナリオに織り込む需要の量・需要カーブ・ロケーション（エリア配置）を以下の考え方で進めたい。

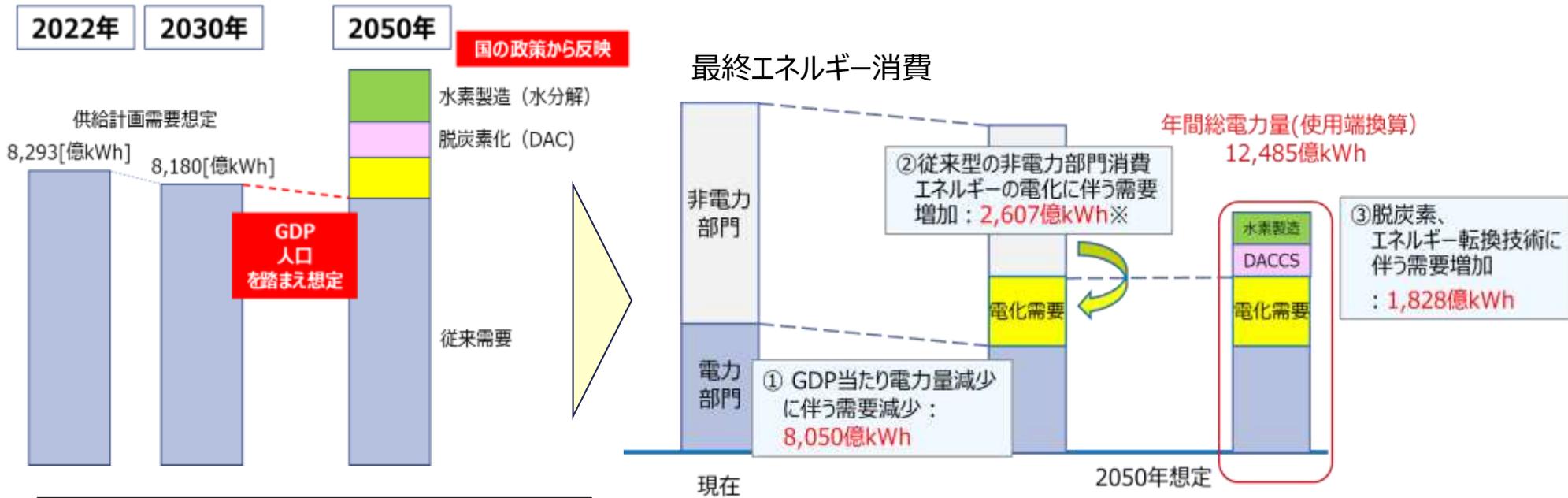
項目	設定内容（詳細は次スライド以降を参照）	
需要	<ul style="list-style-type: none"> ■ GDPやエネルギー消費見通し、カーボンニュートラルに向けた国の政策による電力需要の増加を反映して推定。 <ul style="list-style-type: none"> ①従来需要:8,050億kWh(各ノード需要は2019年度実績で按分、需要カーブは2019年度実績をベースに基本シナリオの従来需要に合うよう補正) ②電化需要の増加:2,607億kWh(各ノード需要は政策議論から引用、用途毎に個別に需要カーブに加算) ③脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加:1,828億kWh(各ノード需要は政策議論から引用、用途毎に個別に需要カーブに加算) <ul style="list-style-type: none"> ▶ 蓄電池モデル:1.2億kWh（各ノード需要は国の政策議論から引用、揚水と同様に経済運用） 	
電源構成	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> ■ エネルギー基本計画や国の審議会における政策議論を参考に、2050年の設備量を想定。 <ul style="list-style-type: none"> ▶ 太陽光：約260GW（各ノード配賦は導入実績比率で按分） ▶ 陸上風力：約41GW（各ノード配賦は導入実績比率で按分） ▶ 洋上風力：約45GW（各ノード配賦は官民協議会ベース） ▶ 水力・バイオマス・地熱：約60GW（それぞれ約50GW・7GW・2GW） ■ 利用率については、2019年度供給実績に基づき設定※1
	火力 (化石+CCUS)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2021年度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※2、各月の最大出力、起動停止時間、最低出力を考慮 ■ 既存火力は、45年運転で廃止後、水素・アンモニア発電またはCCS付火力へリプレイスと仮定
	原子力	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定し、利用率は30か年平均値72.8%に設定
	水素・アンモニア	■ 既設火力が45年運転で廃止後、その一部がリプレイスされると仮定し、2050年度のkWh比率10%となるように調整
	揚水	■ 2021年度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	■ 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・水素・アンモニアで確保※3
連系線	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2021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） <ul style="list-style-type: none"> ※ 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 ■ 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 	

※1 洋上風力は、2019年度NASA風況データから出力特性を模擬
 ※2 稼働中の火力発電所には、CCSが併設されるものと仮定し、CO2回収に必要な消費電力は所内率として考慮
 ※3 将来の調整力必要量は議論中のため、現行と同等の数値を用いる。調整力等委における議論状況を踏まえ、適宜反映。

3 基本シナリオ シミュレーションの前提条件（需要）

(1) 年間総電力量について

- GDPやエネルギー消費見通し、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、年間総電力需要を1.2兆kWh程度（水素製造除き、1.1兆kWh程度）としたい。
- 規模感は、国が参考値としているRITE DNE21+モデルの1.1兆kWh程度（ロス除き、自家発比率反映後）と同程度であった。

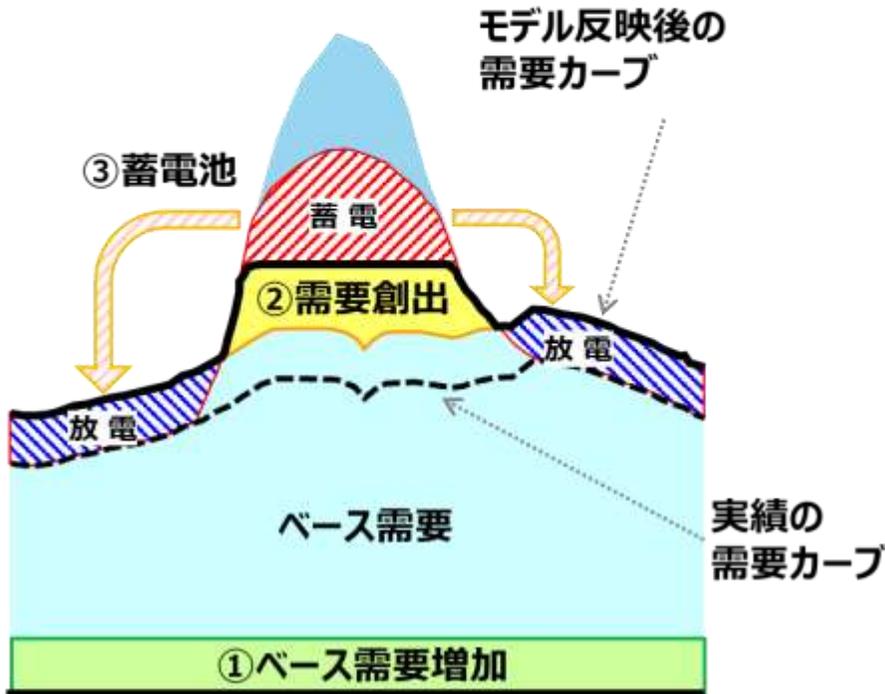


第14回マスタープラン検討委員会 資料1 抜粋

※ 各数値の具体的な算定方法は、「シミュレーションの詳細設定」を参照。

■ 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



	具体的なモデル化
ベース 需要増加	① ベース需要増加 ➢ 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
再エネ 余剰活用	② 再エネ余剰時の需要創出 ➢ 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) ➢ 電化シフト (ヒートポンプ、EV) ➢ 容量等は、政策議論等から想定
	③ 蓄電池 ➢ 貯蔵技術により、余剰時に蓄電し、不足時に発電 ➢ 揚水と同様のモデルとして最経済計算 ➢ 容量等は、政策議論等から想定

(参考) 需要のロケーション (エリア配置) について

第14回マスタープラン検討委員会 資料1

■ 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"> 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 	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"> 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 	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"> 実績比率で按分 	
電化需要 (EV)	<ul style="list-style-type: none"> 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 	③蓄電池
家庭、業務・産業用蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 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 	
従来需要 電化需要	<ul style="list-style-type: none"> 実績比率で按分 	ベース需要

■ 基本シナリオに織り込む電源について、設備量やロケーション（エリア配置）を以下の考え方で進めたい。

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"> ■ GDPやエネルギー消費見通し、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して推定。 ①従来需要:8,050億kWh(各ノード需要は2019年度実績で按分、需要カーブは2019年度実績をベースに基本シナリオの従来需要に合うよう補正) ②電化需要の増加:2,607億kWh(各ノード需要は政策議論から引用、用途毎に個別に需要カーブに加算) ③脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加:1,828億kWh(各ノード需要は政策議論から引用、用途毎に個別に需要カーブに加算) ➢ 蓄電池モデル:1.2億kWh(各ノード需要は国の政策議論から引用、揚水と同様に経済運用)
電源構成	再エネ <ul style="list-style-type: none"> ■ エネルギー基本計画や国の審議会における政策議論を参考に、2050年の設備量を想定。 ➢ 太陽光：約260GW（各ノード配賦は導入実績比率で按分） ➢ 陸上風力：約41GW（各ノード配賦は導入実績比率で按分） ➢ 洋上風力：約45GW（各ノード配賦は官民協議会ベース） ➢ 水力・バイオマス・地熱：約60GW（それぞれ約50GW・7GW・2GW） ■ 利用率については、2019年度供給実績に基づき設定※¹
	火力 (化石+CCUS) <ul style="list-style-type: none"> ■ 2021年度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※²、各月の最大出力、起動停止時間、最低出力を考慮 ■ 既存火力は、45年運転で廃止後、水素・アンモニア発電またはCCS付火力へリプレースと仮定
	原子力 <ul style="list-style-type: none"> ■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定し、利用率は30か年平均値72.8%に設定
	水素・アンモニア <ul style="list-style-type: none"> ■ 既設火力が45年運転で廃止後、その一部がリプレースされると仮定し、2050年度のkWh比率10%となるように調整
	揚水 <ul style="list-style-type: none"> ■ 2021年度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・水素・アンモニアで確保※³
連系線	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2021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） ※ 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 ■ 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

※¹ 洋上風力は、2019年度NASA風況データから出力特性を模擬

※² 稼働中の火力発電所には、CCSが併設されるものと仮定し、CO₂回収に必要な消費電力は所内率として考慮

※³ 将来の調整力必要量は議論中のため、現行と同等の数値を用いる。調整力等委における議論状況を踏まえ、適宜反映。

4 基本シナリオ シミュレーションの前提条件（電源）

(1)燃料費、CO2対策コストの更新

- 燃料費、CO2対策コストについては、国の審議会である発電コスト検証ワーキンググループ（2021年9月）の値を基本とする。
- 燃料費、CO2対策コストについては、足下の燃料価格高騰など、燃料を取り巻く情勢を踏まえ、価格が高騰した場合を想定した試算を行い、その扱いについて改めて議論いただきたい。

[円/kWh]

		石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コンベンショナル (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト		7.7	7.9	8.0	9.0	9.3	10.9	16.6
燃料費（再掲）		4.9	6.7	6.8	7.3	7.9	9.2	12.9
CO2対策コスト （再掲）	CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
	CO2輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2	—

発電コスト検証ワーキンググループ（2021年9月）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
 （既設をCCU付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率および所内率を入力して算出）

（参考）中間整理における燃料コスト、CO2対策コスト

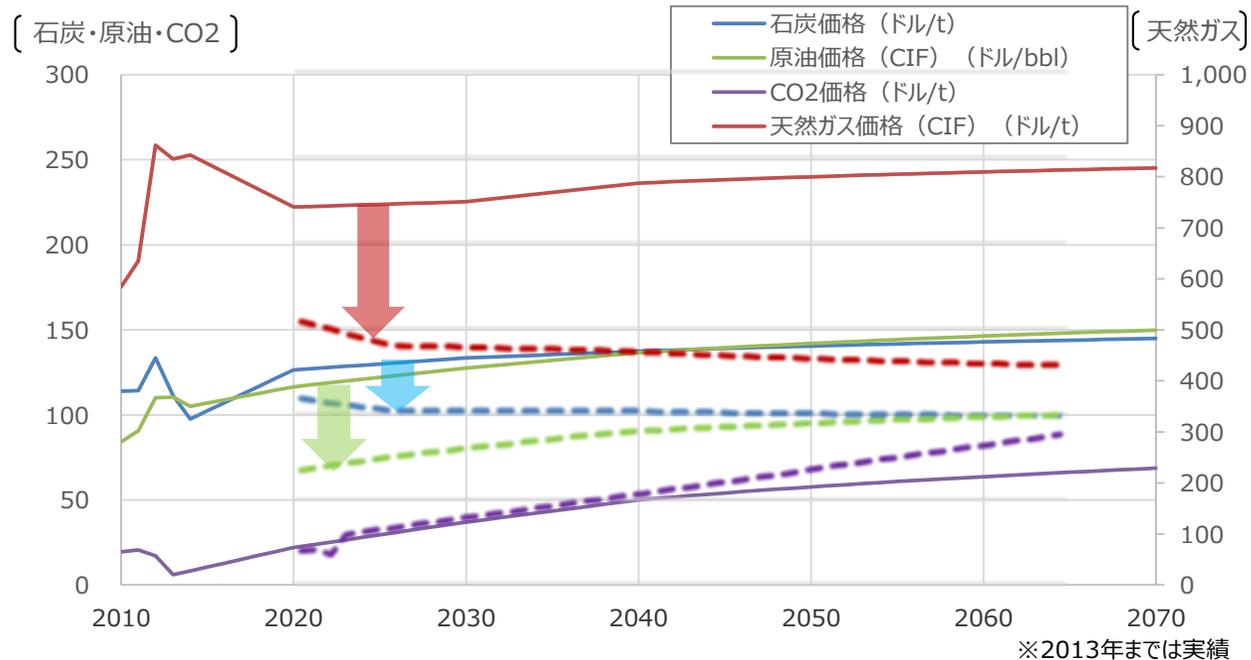
[円/kWh]

	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
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（2015年5月）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

■ 今回の発電コスト検証ワーキンググループにおける燃料価格の見通しは、中間整理で採用した2015年の値から更新。

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)を一部加工

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」

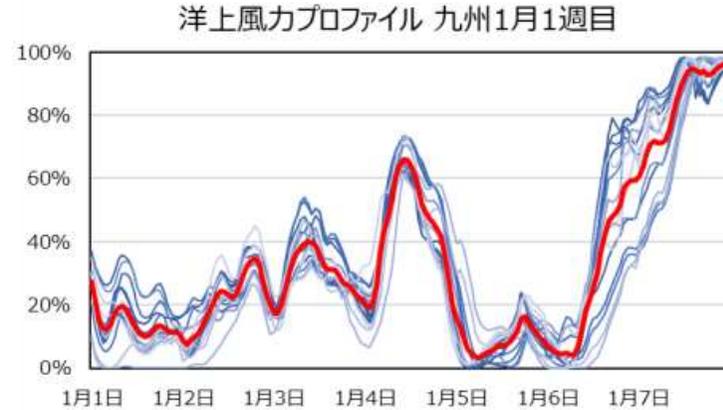
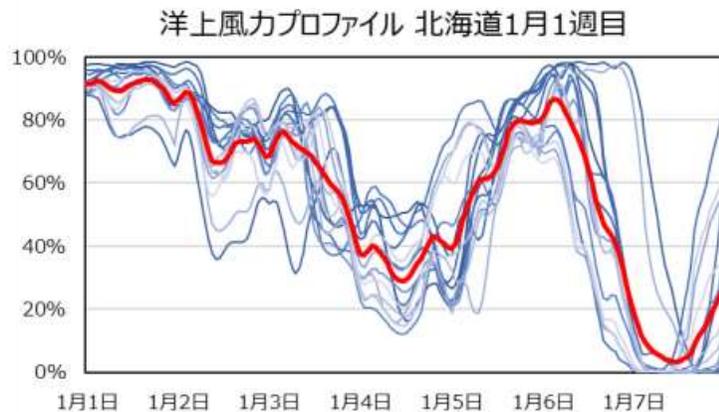
※点線は発電コスト検証ワーキンググループ（2021年9月）発電コストレビューシート「表3）燃料価格」・「表4）CO2価格」より

(2) 洋上風力カーブの変更について

- 洋上風力の出力カーブについて、中間整理時では陸上風力のカーブをもとに作成していた。
- 今回、IEAのレポートで採用されているツール※を使用し、エリアで複数地点の出力カーブを平均化することで作成した。これにより、洋上と陸上の特性の違い、洋上風車の配置の広がりによる利用率の平均化の効果、エリアの風況の違いを考慮した出力カーブとする。

※IEAによる洋上風力の検討“Offshore Wind Outlook 2019”ではRenewables.ninja(Staffell and Pfenninger (2016))が用いられている

○複数地点の出力カーブの平均化により作成



[凡例] — 15地点別 出力カーブ
— 15地点 平均カーブ (今回作成洋上風力プロファイル)

<年間平均利用率比較>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
中間整理	33%となるよう陸上風力出力を引延して作成								
今回作成	36%	36%	34%	33%	29%	29%	29%	25%	30%

5 マスタープランで取り扱う不確実性について

(1) 不確実性の内容と対応について

- カーボンニュートラルの実現には需要側と電源側とそれぞれに不確実性が存在すると考えられる。
- マスタープランにおいては、こういった電源のイノベーションによってカーボンニュートラルが達成されるかを複数シナリオで設定のうえ、負荷制御技術の高度化による負荷率の変動など需要側の最適化を感度分析として示したい。
- その他、費用便益評価に影響すると考えられる燃料費・CO2対策コストの変動なども感度分析したい。

項目	不確実性の内容	不確実性への対応例	対応の方向性	
需 要	<ul style="list-style-type: none"> ■ 電化の進捗状況（電化率の変化など） ■ 需要のロケーション ■ 需要カーブの変化（価格弾力性含む） 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 需要量（年間総電力需要）の増減させてシミュレーション ■ 再エネ余剰活用が発電近接から需要端の分散配置となるケース ■ 負荷率の変動（価格弾力性含む） 	感度分析	
電 源 構 成	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再エネ導入量の増減 ■ 太陽光発電・陸上風力のロケーション（地域偏在） 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再エネ導入拡大かつ電源立地偏在シナリオ（太陽光と陸上風力） ■ 再エネ導入縮小側は、火力・原子力・水素発電により供給力を確保するシナリオ 	複数シナリオ
	火 力 (化石+CCUS)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備利用率の増減 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備利用率は、再エネを変動させたシナリオにおける広域メリットオーダーシミュレーションの結果として算定 	複数シナリオ
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備利用率の増減 	<ul style="list-style-type: none"> ■ シナリオに応じた設備利用率を設定する 	感度分析
	水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備利用率の増減 	<ul style="list-style-type: none"> ■ シナリオに応じた設備利用率を設定する 	感度分析
	揚 水	<ul style="list-style-type: none"> ■ 特になし 	—	—
燃料費・CO2対策コスト	<ul style="list-style-type: none"> ■ 社会情勢変化による価格変動 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 燃料費・CO2対策コストを変動させて影響を分析 	感度分析	
調整力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 関係委員会の検討状況も参考に設定。 	—	—	

6. まとめと今後の進め方

基本シナリオの前提条件

- マスタープランの最終とりまとめに向けた基本シナリオの前提条件について、シミュレーションに必要な詳細条件を整理した。
- **需要関係**については、GDPやエネルギー消費見通し、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**した。
- **電源関係**については、**発電コスト検証WGの更新値を基本**としつつ**足元の燃料情勢を踏まえた試算**も実施することとし、洋上風力について**新たに洋上風況を反映して出力カーブを設定**することとしたい。

今後の進め方

- 第15回本委員会で整理した**前提条件**により**シミュレーションを実施し、具体的な増強方策を検討**していきたい。
- マスタープランは、**系統増強の規模が電源や需要の量やロケーションにより変わりうる**ことを踏まえたうえで、**継ぎ接ぎの設備形成や無駄な投資を回避する系統のグランドデザイン**とする必要がある。
- 複数シナリオの設定については、系統増強規模が大きくなるケースと小さくなるケースについて、様々な不確実性に対して系統増強への有意な変化が生じる条件を抽出するよう、引き続き検討する。
- 不確実性を踏まえた感度分析の幅についても、引き続き検討する。

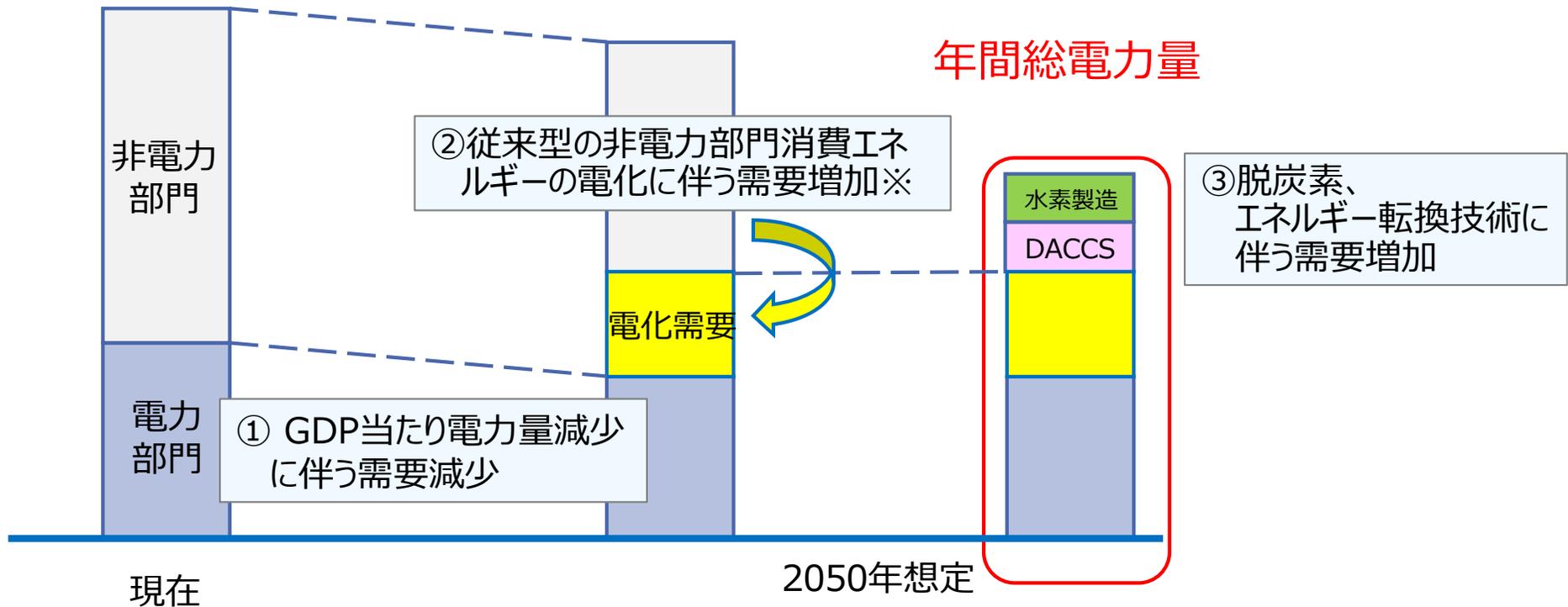
(シミュレーションの詳細設定)
(需要関係)

■ 以下の3分類で、将来の年間総電力量を想定する。

- ① GDP当たり電力量減少(省エネの進展等)に伴う需要減少
- ② 従来型の非電力部門消費エネルギーの電化に伴う需要増加
- ③ 脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加

最終エネルギー消費

年間総電力量



※産業部門の電化、輸送部門の電化、熱需要の電化などの合計値

1. 年間総電力量の想定方法

① GDP当たり電力量減少に伴う需要減少

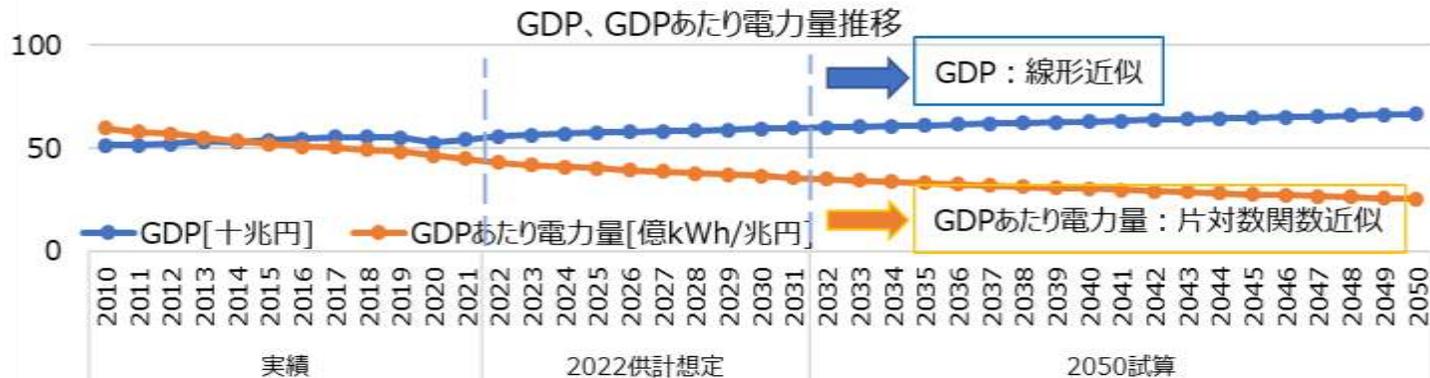
- GDPとGDP当たりの年間電力量の想定から将来の電力需要を算定する。
- 算定の結果、年間電力量8,050億kWhとなる。

<算定方法>

2022年度供給計画 需要想定における経済見通しを基に算定する。コロナ影響を排除するため、2025年以降2031年までの想定値の傾向より求める。

GDPについてはGDP想定値の線形近似から、2050年まで同程度の成長が続くと想定。

GDP当たり電力量については、将来的にエネルギー減少率のトレンドが徐々に飽和していくと仮定し、片対数近似により、2050年までの比率を想定する。



1. 年間総電力量の想定方法

② 従来型の非電力部門消費エネルギーの電化に伴う需要増加

- 2050年の非電力部門の消費エネルギーについて、最終エネルギー消費の実績と2030年エネルギー需給見通しをベースにして、①と同様の手法で算定する。
- 2050年電化率を46%と想定し、非電力部門からの電化需要を算定すると、2,607億kWhとなった。

<2050年非電力部門の消費量想定（電化考慮前）>

非電力部門のエネルギー需要は、2020年までは最終エネルギー消費の電力部門以外の和とする。2030年のエネルギー需給見通しまでの間は線形近似とする。2031年以降は、①と同様に、GDPは線形近似、GDPあたり消費量は片対数関数近似で想定し、乗ずることで算定した。



<電化率の想定>

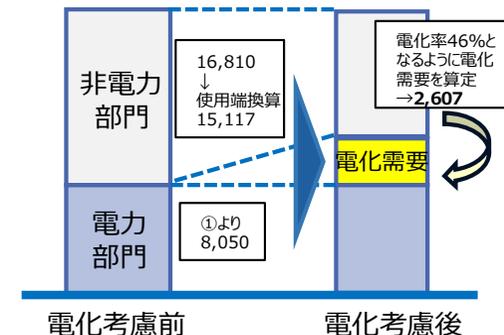
各機関の想定では41%~54%の幅で示されている。ここでは平均的な数値として46%を想定する。

<非電力部門からの電化分想定>

電化率46%を満たすように、最終エネルギー消費

非電力部門からの電化需要を算定する。

併せて、最終エネルギー消費の電力部門と使用端電力量の比率（至近3年平均:約90%）を乗ずることで、使用端換算の電化需要とする。



基本政策分科会（標準的なシナリオ）

ENTSO-E

IEA

RITE

国立環境
研究所

デロイトー
マツコンサル
ティング

日本エネル
ギー経済
研究所

Global
Ambition

Distrib
uted
Energy

Net Zero
by 2050

46%

49~51
%

41%

41%

47%

54%

49%

最終エネルギー消費実績：<https://www.meti.go.jp/press/2021/11/20211126002/20211126002-1.pdf>

エネルギー需給見通し：

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/opinion/data/03.pdf

ENTSO-E：<https://2020.entsoe-tyndp-scenarios.eu/benchmarking/>

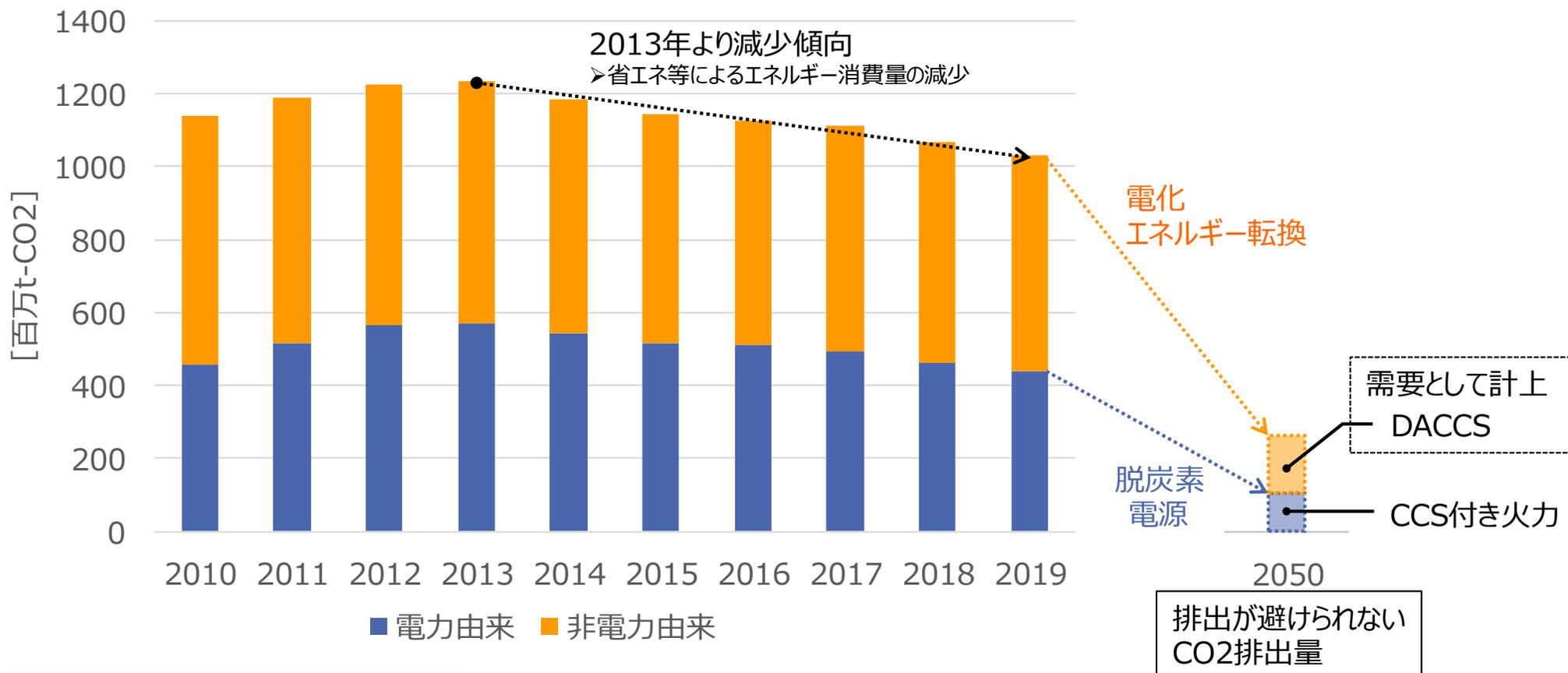
IEA：<https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

1. 年間総電力量の想定方法

③ 脱炭素、エネルギー転換に伴う需要増加（脱炭素技術(DACCS)）

■ 脱炭素技術の需要は、非電力部門のカーボンニュートラル達成に向けて、排出が避けられないCO2回収に必要となるDACCS需要を想定し計上する。(火力発電に伴い必要となるCCS需要は、発電所所内率として考慮)

エネルギー起源CO2排出量(実績値)



総合エネルギー統計(資源エネルギー庁)を基に作成

1. 年間総電力量の想定方法

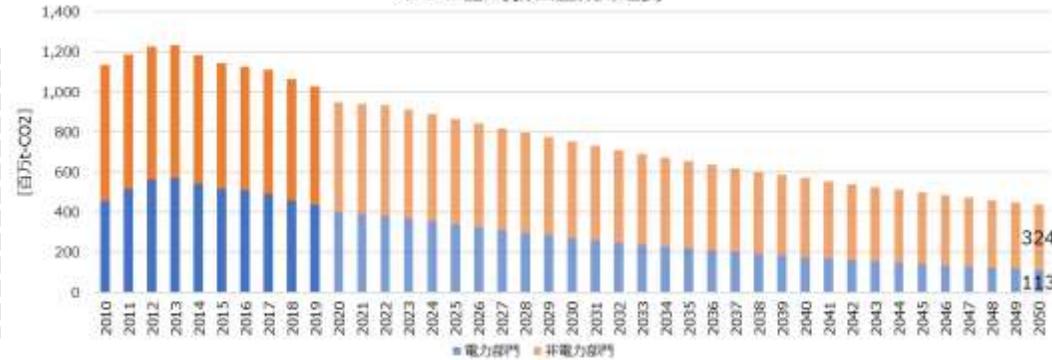
③ 脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加（脱炭素技術(DACCS)）

- 2050年のCO2排出量は、GDP当たり排出量実績の平均減少率を用いて引き延ばし、2050年では、電化によりCO2排出量の削減が想定されるため、非電力部門の電化による需要の減少率を用いて非電力部門のCO2排出量を268百万t-CO2と想定。
- 2050年の非電力部門のCO2排出量と、CO2回収に必要なエネルギー消費量182kWh/t-CO2より、脱炭素技術(DACCS)の年間需要を488億kWhと想定。

<2050年非電力部門のCO2排出量想定>

- 2013年~2019年のGDP当たりのCO2排出量実績の平均減少率を用いて2050年まで引き延ばした非電力部門の排出量:324百万t-CO2(電化考慮前)
- 非電力部門のCO2排出量324百万t-CO2に非電力部門の電化による需要の減少率を用いて、2050年非電力部門の排出量:268百万t-CO2(電化考慮後)

2050年延長試算（電力・非電力部門CO2排出量）
GDP当たり排出量傾向延長



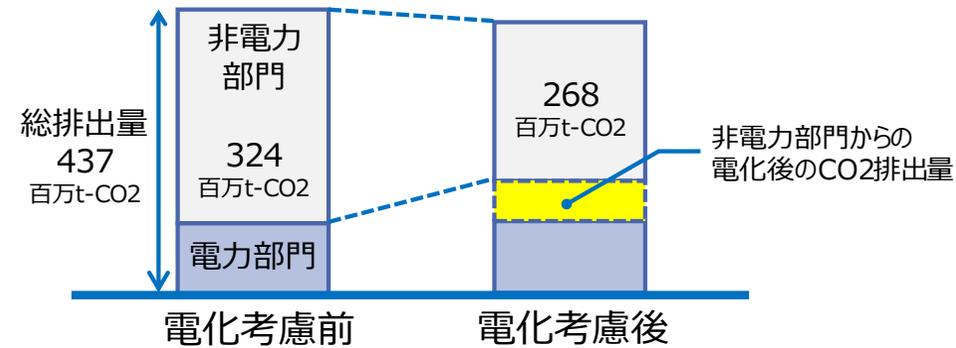
➢ 2010~2019年CO2排出量実績値は、「総合エネルギー統計(資源エネルギー庁)」および「2030年度におけるエネルギー需給見通し(関連資料)」を基に作成

<エネルギー消費量(/t-CO2)の想定>

各機関の想定では160~450kWh/t-CO2の幅で示されている。

基本政策 分科会	ICEFロードマップ2018 (Direct Air Capture of Carbon Dioxide)			
RITE	Climeworks	Carbon Engineering	Global Thermostat	APS 2011 NaOH case
182 kWh/t-CO2	450 kWh/t-CO2	366 kWh/t-CO2	160 kWh/t-CO2	194 kWh/t-CO2

<非電力部門の電化によるCO2排出量>



1. 年間総電力量の想定方法

③ 脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加（エネルギー転換）

- 水素エネルギーへの転換による電力消費は、基本政策分科会にて「参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組」における記載を参考に、年間2,000万tを供給すると想定して、電力需要として1,340億kWhと設定する。

エネルギー転換技術(水素エネルギー転換)の年間需要

6

- エネルギー転換技術は、国内の再エネ由来水素製造(水電解装置)に必要な需要とし、2050年の国内再エネ由来製造に必要な電力需要は、国の政策目標より、再エネ由来水素製造量を280万トン/年と想定し、水素製造エネルギー消費量の目標値4.3kWh/Nm³を使用し、133,969GWhとする。

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/Nm³（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/Nm³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²²。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。

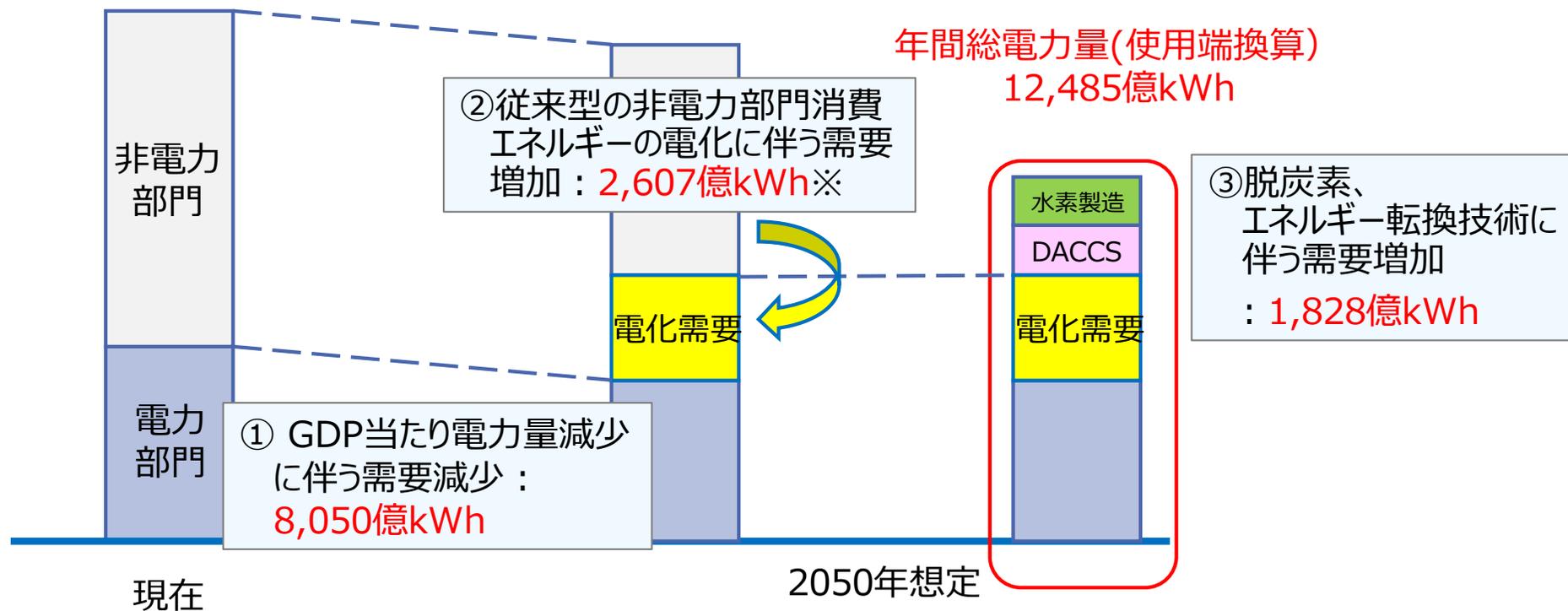
- 2030年水素導入目標量:最大300万トン。うち、再エネ由来水素供給量の目標値:約42万トン/年(比率14%)
- 2050年水素導入目標量:2,000万トン程度 ⇒ 280万トン/年と仮定して、1,340億kWh

1. 年間総電力量の想定方法

年間総電力量の想定結果

- ①～③の想定を積み上げることにより、年間総電力量は12,485億kWhと想定する。

最終エネルギー消費

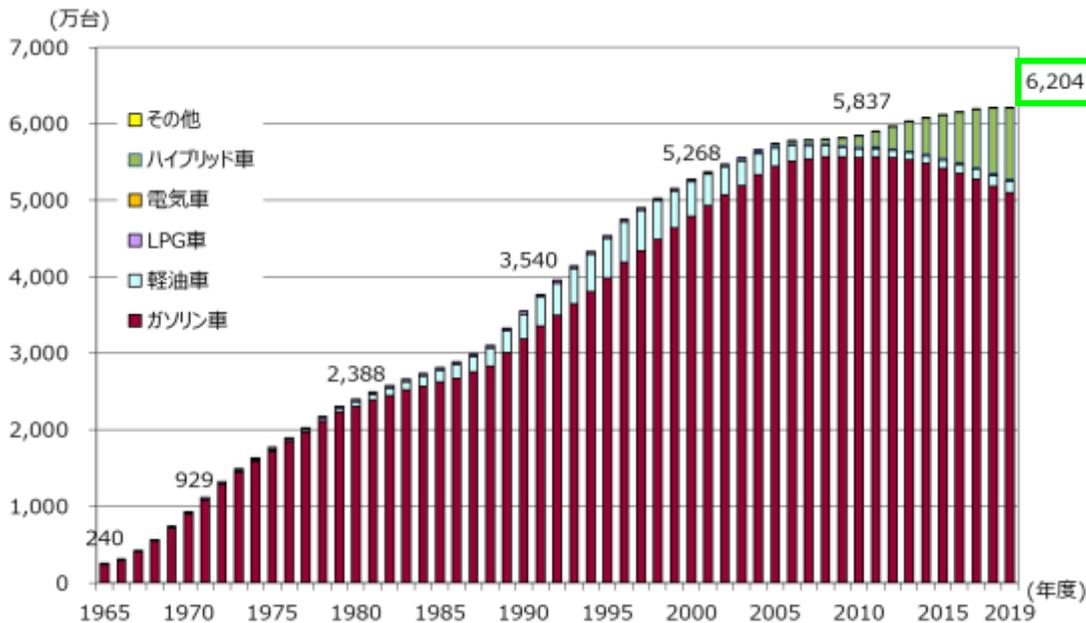


※産業部門の電化、輸送部門の電化、熱需要の電化などの合計値

2. 従来型の非電力部門消費エネルギーの電化について EV、PHVの年間需要

- EV、PHVは、充電時間のシフトなど一定程度の制御が可能な負荷であり、普及拡大により再エネの余剰に合わせるなど需要の最適化に寄与することが期待される設備である。
- このような効果を反映するため、旅客自動車の保有台数実績をもとに、理論上、取り得る値の最大値として、保有台数の全台がEV、PHVに置き換わると仮定して、2050年の年間需要（約450億kWh）と想定し、負荷需要カーブに織り込む。
- なお、需要カーブが費用便益や系統増強等に与える影響については、需要カーブを変更させることによる感度分析を行う。

旅客自動車の車種別保有台数の推移



<年間需要の算出>

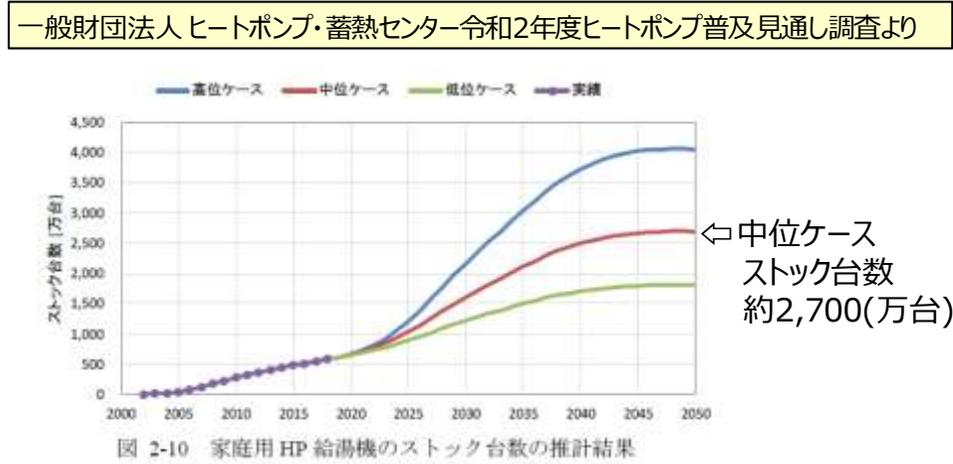
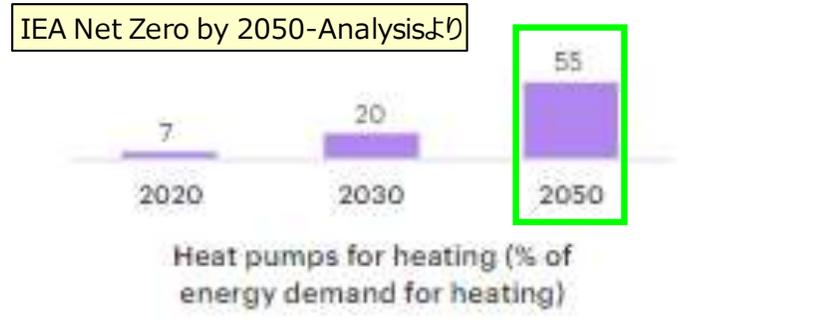
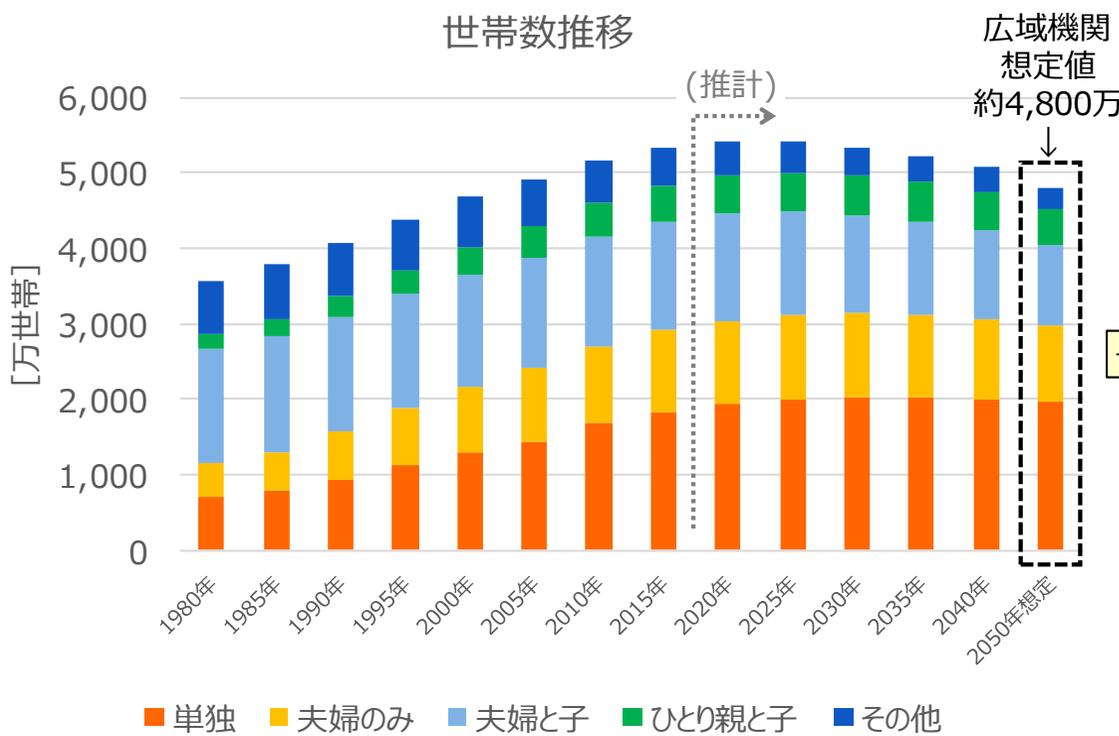
諸 元	
保有台数	6,204万台
EV、PHV普及率	100%
1台・日消費量	2kWh

年間需要：約450億kWh

※普及率や消費量の不確実性については実態に応じ感度分析で影響確認

2. 従来型の非電力部門消費エネルギーの電化について ヒートポンプの年間需要

- ヒートポンプについても、貯湯時間のシフトなど一定程度の制御が可能な負荷であり、普及拡大により再エネの余剰に合わせるなど需要の最適化に寄与することが期待される設備である。
- このような効果を反映するため、「日本の世帯数の将来推計(全国推計)」より、2050年の世帯数を約4,800万世帯と想定し、IEA想定導入率55%から2,640万台と算定。
- ヒートポンプの年間需要については、1台・1日あたり2.9kWh(貯湯容量370L、0.96kW、3h稼働)と仮定して、約278億kWhと想定し、負荷需要カーブに織り込む。



※ 1980年～2040年の値については、国立社会保障・人口問題研究所「日本の世帯数の将来推計(全国推計)」の表2.家族類型別一般世帯数および割合の値を使用。

2021.2.15第3回総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 エアコンディショナー及び電気温水器判断基準ワーキンググループより

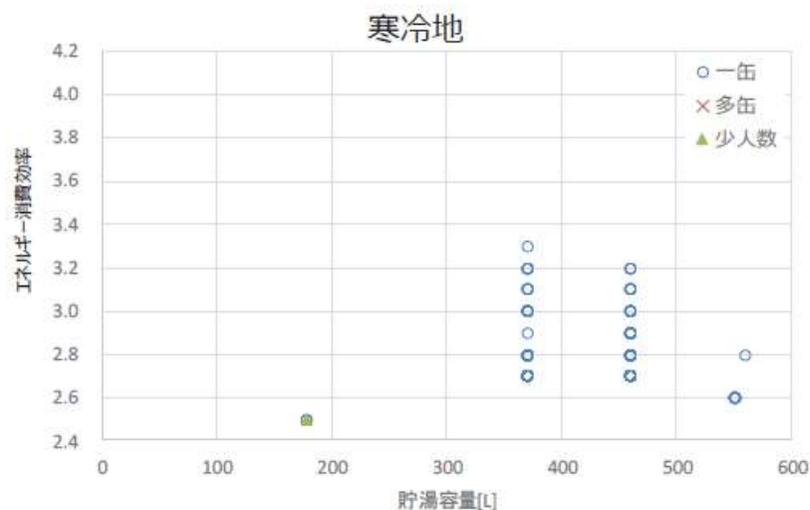
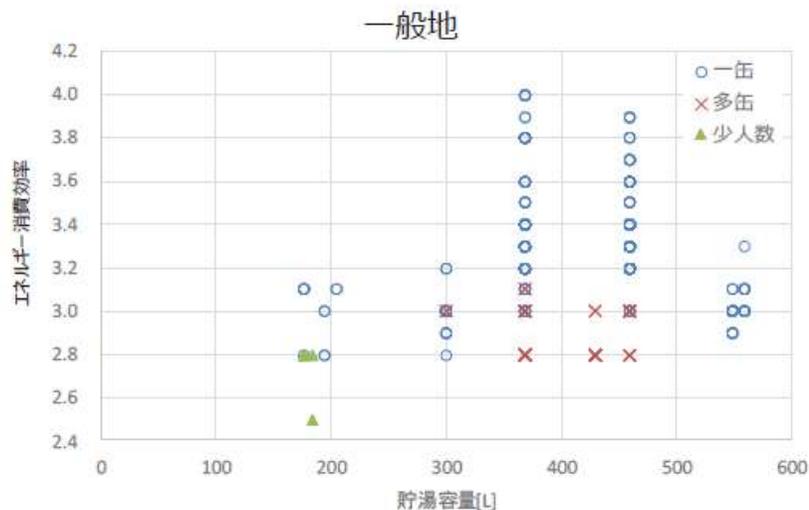
(参考) 貯湯容量ごとの出荷台数

- 貯湯容量ごとの出荷台数は、一般地仕様・寒冷地仕様とも、370L及び460Lが多い。

貯湯容量別の出荷台数

現行区分		240L未満				320L未満	550L未満			550L以上	合計	
上市製品の貯湯容量[L]		177	185	195	205	300	370	430	460	550	560	
出荷台数 [台]	一般地	*	*	*	*	3,686	237,990	*	140,553	*	2,735	397,758
	寒冷地	*	0	0	0	0	18,238	0	15,574	*	*	34,714

出所) 2017年度報告徴収より作成。*製造社数が2社以下の出荷台数については非公開とした。



出所) 2017年度報告徴収より作成。
※上記分布は、製品のラインナップを示したものです。

2021.2.15第3回総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 エアコンディショナー及び電気温水器判断基準ワーキンググループより

2-4-2. 貯湯容量と効率の関係 (技術的な要因)

- 現行区分320L未満の小容量機器については、程度の差はあるものの前述の少人数世帯向け機器と同様の理由により効率が低下する。
- 現行区分320L以上の機器については、住宅への設置性等から製品サイズには一定の制約があるため、貯湯容量が大きくなるほど加熱能力に対して相対的に小さいヒートポンプユニット (HPユニット) を使用することになり効率は低下する。

■ 主な効率低下要因 (現行区分320L以上の機器)

- 夜間にお湯を使用してから翌朝使用するまでの一定時間内にタンク内の水を沸き上げる必要があるため、貯湯容量が大きくなるほど熱源となるHPユニットの加熱能力を大きくする必要があります。
- 一方で住宅への設置性や生産性等の理由により、HPユニットのサイズには一定の制約がある。
- このため、貯湯容量が大きい製品ではHPユニットの圧縮機の回転数を上げて加熱能力の増加に対応するため消費電力が増加し効率は低下する。

HPユニット カタログ仕様とエネルギー消費効率 (COP値) (一般地モデル)

貯湯容量		中間期標準加熱性能		HPユニット外形寸法(mm)			質量 (kg)	エネルギー消費効率(COP)	
		加熱能力 (kW)	消費電力 (kW)	高さ	幅	奥行		加熱能力 / 消費電力	比率 (対370L)
370L	平均値	4.50	0.960	688	803	299	47	4.688	—
	COPトップ機	4.50	0.885	690	820	300	55	5.085	—
460L	平均値	6.00	1.326	689	803	299	49	4.526	96.6%
	COPトップ機	6.00	1.230	690	820	300	55	4.878	95.9%
550L以上	平均値	7.34	1.713	714	798	296	53	4.285	91.4%
	COPトップ機	7.00	1.570	672	799	299	54	4.459	87.7%

3 価格弾力性について

(1) ENTSO-E TYNDP CBAにおける扱い

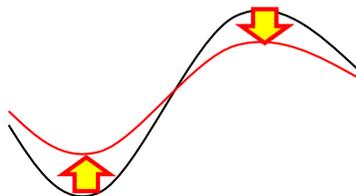
- ENTSO-EのCBA (3rd ドラフト) では、価格弾力性について、予め需要カーブに織込む方法や、弾力性について仮説を立てて織込む手法が提案されており、手法の採用は各TSOに委ねられている。

3rd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projectで提案された需要の価格弾力性の織込み方法

手法	説明
1) 需要カーブの再形成	需要を高価格帯から低価格帯へシフトし、需要曲線の形状を再形成する。弾力性の複雑性を緩和し、需要側対策の様々なシナリオを考慮できる
2) 価格弾力性の仮説の設定	a. 発電機の抑制 需要家の支払い意思に応じて発電機が抑制されるようにモデル計算をし、発電総コストで便益を計算する
	b. 余剰算定時の需要曲線に反映 各時間コマの価格と量の関係性 (弾力性) を定量化し、総余剰を算定する

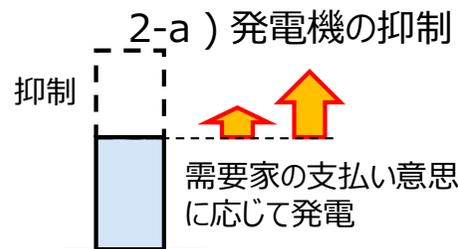
(反映方法イメージ)

1) 需要カーブの再形成



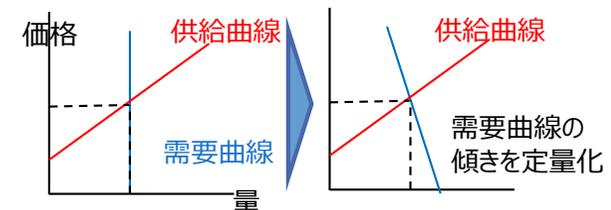
高価格の時間帯から低価格の時間帯へ需要シフトさせ、需要曲線の形状を変える

2) 価格弾力性の仮説の設定



発電総コストで便益を計算

2-b) 余剰算定時の需要曲線に反映



各時間の便益を需要曲線、供給曲線から定量化する。

<3rd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Project 6.4より>

Most European countries are presently considered to have price inelastic demand. However, there are various developments that appear to cause a more elastic demand-side. The development of smart grids and smart metering, as well as a growing flexibility need from the changing production technologies (more renewables, less thermal and nuclear) are drivers towards a more priceelastic demand.

- 1) Demand is estimated through scenarios, which results in a **reshaping of the demand curve** (in comparison with present curves) to model the future introduction of smart grids, electric vehicles, etc. In this case, **demand response is not elastic at each time step, but constitutes a shift of energy consumption from time steps with potentially high prices to time steps with potentially low prices** (e.g. on the basis of hourly RES availability factors). The generation costs to supply a known demand are minimised through the generation cost approach. This assumption **simplifies the complexity of the model** and therefore the demand can be treated as a time series of loads that has to be met, while at the same **time considering different scenarios of demand-side management**.
- 2) Introduce hypotheses on level of price elasticity of demand. Two methods are possible: a. Using the generation cost approach, price elasticity could be taken into account via the modelling of curtailment as generators. The willingness to pay would then, for instance, be established at very high levels for domestic consumers, and at lower levels for a part of industrial demand. b. Using the total surplus method, the modelling of demand flexibility would need to be based on a quantification of the link between price and demand for each hour, allowing a correct representation of demand response in each area.

現在欧州の国のほとんどでは需要は非弾力的と考えられている。しかし、需要がより弾力的になる様々な需要側技術も考えられる。スマートグリッドやスマートメーターの開発、生産技術の変化（再生可能エネルギーの増加、火力や原子力の減少）による柔軟性のニーズの高まりは、より弾力的な需要をより推進していく。社会便益計算において需要の柔軟性を考慮する方法は2つあり、その選択はENTSO-Eのエリア地域グループで決定される。

1) 需要はシナリオによって推定され、それによってスマートグリッドや電気自動車などの将来の導入をモデル化するために、(現在のカーブと比較して) **需要曲線を再形成する**。この場合、需要は**各時間コマにおいては弾力的ではなく、高価格と考えられる時間帯から、低価格と考えられる時間帯への需要シフトをする**（例えば、毎時間の再エネ利用可能係数に基づくなど）。決められた需要を供給するための発電コストは、発電コストアプローチによって最小化される。この仮定により、**モデルの複雑さが緩和**され、満たさなければならない負荷の時系列として扱うことができるとともに、**需要側対策の様々なシナリオを考慮することができる**。

2) 需要の価格弾力性のレベルに関する仮説を導入する。

- a. 発電コスト法を用いて、発電機の抑制をモデル化することで、価格弾力性を考慮する。需要家の支払意思として、例えば、国内の消費者は高価格で、産業用需要の一部については低価格に設定する。
- b. 総余剰法を用いた場合、需要の柔軟性のモデル化は、各時間の価格と需要の関係の定量化に基づいて行う必要があり、各地域の需要反応を正しく表現することができる。

3 価格弾力性について

(2) マスタープラン策定における手法の評価

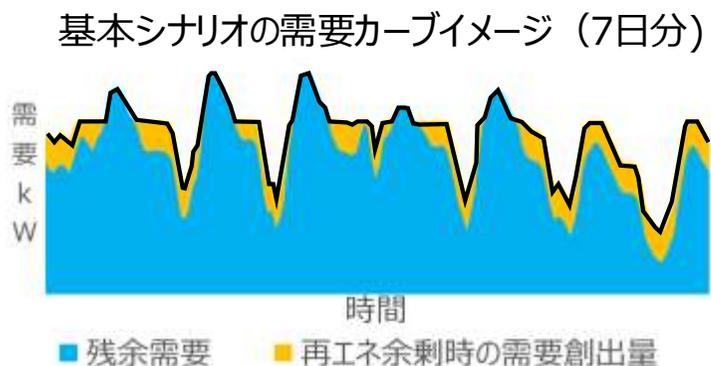
- ENTSO-EのCBAで提案されている手法をベースに、マスタープラン策定における価格弾力性の扱いを検討することとしたい。
- 2-a、b) の手法では、将来の需要家支払い意思や、需要曲線の傾き（弾力性）を想定する必要がある、合理的な設定が難しい。
- 1)の手法では、弾力性に影響を与える技術を特定することで、一定程度の定量的・定性的な設定が可能と考えられる。そのため、パラメータ設定の容易性、結果に対する説明性の観点から、まずは1)の手法で検討を進めることとしてはいかが。

手法		マスタープラン策定における評価
1)需要カーブの再形成		<p>○：現在行っている広域メリットオーダーシミュレーションで容易に実施可能であり、結果に対する説明性も持てると考えられる</p> <p>△：需要曲線の形状については、需要側技術の想定も踏まえてよく検討する必要あり</p>
2)価格弾力性の仮説の設定	a.発電機の抑制	<p>△：需要家支払い意思に伴う発電機の挙動をモデルで再現することができれば、現在の広域メリットオーダーシミュレーションでも実施できる可能性がある</p> <p>×：将来における需要家の支払い意思を想定する必要がある、合理的な設定が困難</p>
	b.余剰算定時の需要曲線に反映	<p>×：現在の広域メリットオーダーシミュレーションに基づく算定手法とは異なる便益算定となる</p> <p>×：将来の弾力性（価格と量の定量的な関係）を想定することが困難</p>

(3) マスタープラン策定における検討の方向性

- マスタープランの需要カーブのモデル化については再エネ余剰時の需要創出を検討しているところであり、この需要の割り付けについて複数パターンの想定や、更に負荷率を変更すること（高価格帯から低価格帯への需要シフト）によって、系統増強への評価を行うこととしたい。

マスタープラン策定における価格弾力性の想定（案）



①再エネ余剰時の需要創出における反映

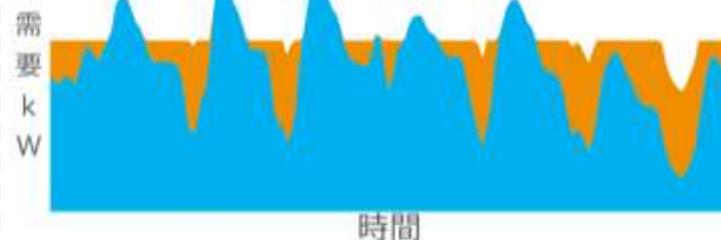


②負荷率の変更による感度分析



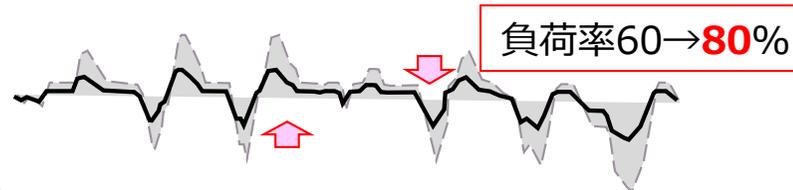
感度分析にて系統増強への影響評価

需要創出量kWh、創出用設備kW
を増加させた場合のイメージ



例：HP、EV電化需要の増加

負荷率を改善した場合の需要カーブイメージ



例：需要シフト

(シミュレーションの詳細設定)
(電源関係)

4. シミュレーションの詳細設定（燃種毎の出力設定等）

	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）	—	—
蓄電設備	揚水 ・ 蓄電池	エリア毎設備量 * (1-所内率) * 出力範囲	0.4%	【範囲】 -100%（充電）～100%（放電） ※充放電効率（揚水）：70% ※充放電効率（蓄電池）：90%
水素・アンモニア		ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	2.3%	0,70～100%※2
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⇒CO2分離回収型へ	ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	9.0%	0,30～100%※3
	MACC		4.6%	0,20～100%※3
	ACC		4.7%	
	CC		5.2%	
	Conv		8.9%	
	石油		4.8%	0,30～100%※3

※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 年間発電量が2050年kWh比率で1割程度となるように調整
 ※3 「再生可能エネルギー技術報告書（第2版）」（NEDO）

4. シミュレーションの詳細設定（火力の運転条件）

燃 種	燃料費単価※1 (円/kWh)	変化率制約	調整力拋出能力	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 (CCS)	7.7	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 それぞれ拋出可能とする	1.6～15百万円 (20～100万kW)	8時間	1回
MACC (CCS)	7.9			4時間	2回	
ACC (CCS)	8.0			4時間	2回	
CC (CCS)	9.3			4時間	2回	
Conv (CCS)	10.9			0.7～5.0百万円 (20～100万kW)	8時間	1回
石油	16.6			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	74.4%	72.4%	79.9%	93.0%	96.3%	91.6%	83.3%	84.8%	91.0%	96.1%	96.0%	88.3%
MACC	85.5%	82.3%	87.5%	95.2%	98.0%	94.0%	86.1%	88.3%	94.0%	97.7%	98.6%	94.3%
ACC	85.2%	82.9%	88.4%	96.0%	96.8%	92.6%	88.5%	91.0%	95.0%	97.3%	96.7%	90.8%
CC	77.9%	75.5%	87.4%	95.3%	97.3%	89.3%	78.0%	81.0%	89.8%	90.3%	90.5%	85.5%
Conv	81.7%	77.9%	83.1%	94.6%	97.1%	89.1%	81.5%	83.7%	91.2%	93.0%	93.1%	87.7%
石油	84.6%	81.9%	81.1%	92.0%	92.4%	87.7%	79.5%	85.0%	92.6%	96.5%	96.7%	91.2%

※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。

5. 洋上風力カーブの設定について

(1) ツールおよび風車仕様について

■ ツール

IEAによる洋上風力の検討“Offshore Wind Outlook 2019”ではRenewables.ninja(Staffell and Pfenninger (2016))が用いられている。これは、NASAの気象データ (MEERA2)を基に、物理的モデルによるシミュレーションの組合せにより、世界中の風力サイトの出力をシミュレートするものである。マスタープラン策定においてもまずはこのツールで検討することしたい。

■ 風車仕様

Renewable.ninjaによる算定ではハブ高とタービンモデルを設定する必要がある。

調達価格算定委員会で参考にされているNEDO着床式洋上風力発電コスト調査では、欧州で実績のある9.5MW機 (ロータ径180m、ハブ高100m) をもとに検討されている。

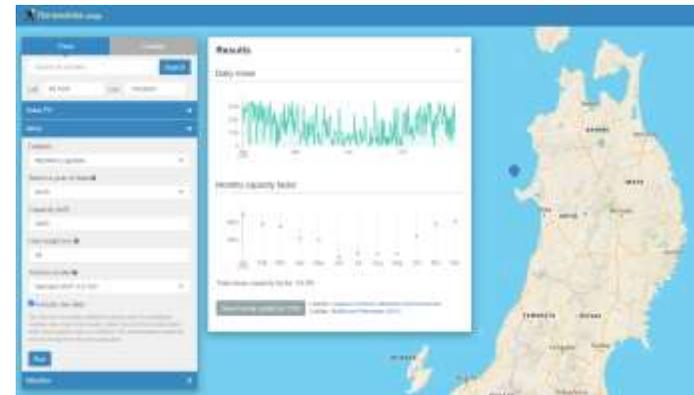
タービンモデルはRenewable.ninjaのデータセットで近い仕様であるVestas社製のV164 9500 (ローター径164m、定格出力9.5MW) を選択し、ハブ高は100mと設定する。



(Annex B) The assessment of technical potential for offshore wind was conducted using the Renewables.ninja model. This tool simulates the annual capacity factors (and hourly power output) from wind and solar power plants located anywhere in the world by combining scientific-quality weather data with physics-based models of wind and solar farms. It is a publicly available tool, validated and calibrated against real-world output in 70 countries

洋上風力の技術的ポテンシャルの評価は、Renewables.ninjaモデルを用いて行った。このツールは、科学的特質の気象データと風力・太陽光発電所の物理ベースのモデルを組み合わせることで、世界のあらゆる場所にある風力・太陽光発電所の年間発電量係数 (および1時間当たりの発電量) をシミュレートするものです。このツールは、70カ国における実際の出力に対して検証・校正されています。

Renewable.ninjaサイト画面 (<https://www.renewables.ninja/>)



- ・年、容量、ハブ高、タービンモデルを設定し、任意の地点を選択することで、8760時間の風力出力が算定できる。
- ・クリエイティブ・コモンズ・ライセンスにて、原作者のクレジット表示かつ非営利を条件に使用可能と指定されている。

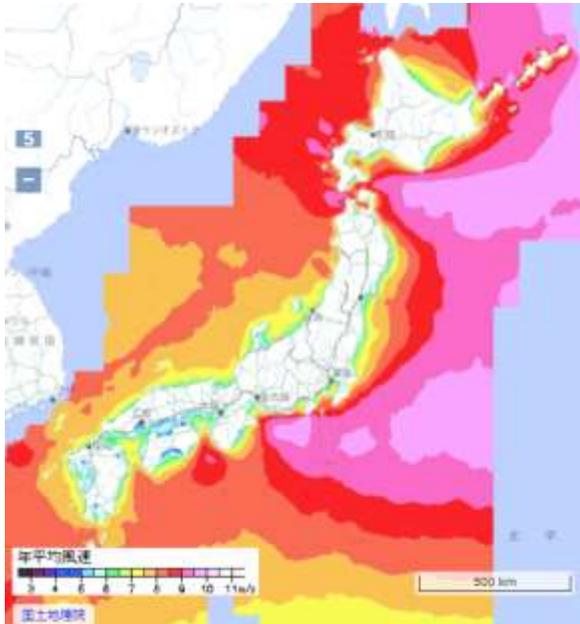
5. 洋上風力カーブの設定について

(2) 計測地点

■ 計測地点

- ① NEDO作成の洋上風力風況マップを参考にしつつ、各エリアの沿岸部にランダムで25地点選択し、年間の出力カーブと、平均利用率を算定する。
- ② 風況の良い地点に風車が建設されると仮定し、25地点のうち利用率の高い15地点を選択する。それらを平均化することで洋上出力カーブとする。

NEDO作成洋上風況マップ
NeoWins



①ポテンシャルを参考に、エリアの
沿岸部から25地点選択



②平均利用率の上位15地点を
選定する。



5. 洋上風力カーブの設定について

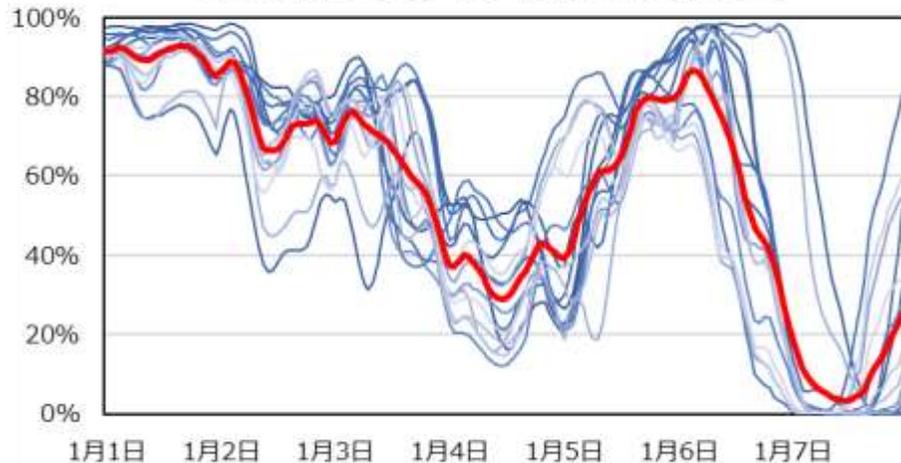
(3) 作成結果と出力の平均化

- 15地点の出力の平均を取ることによって洋上風力カーブを作成する。
- 風車が広範囲に設置されることにより出力のばらつきが抑制される効果を見込んだプロファイルとすることができる。

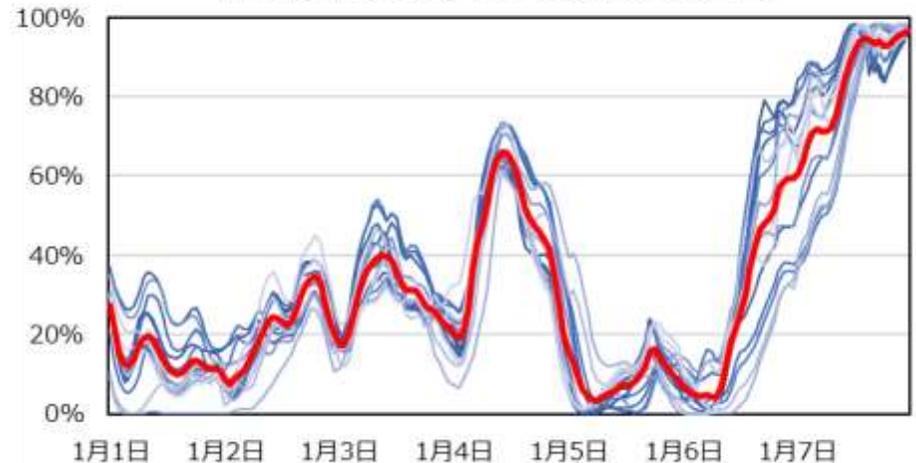
<15地点別の出力カーブと平均後の洋上風力プロファイル 抜粋>

[凡例]  15地点別 出力カーブ
  15地点 平均カーブ (今回作成洋上風力プロファイル)

洋上風力プロファイル 北海道1月1週目



洋上風力プロファイル 九州1月1週目



5. 洋上風力カーブの設定について

(4) 作成結果と中間整理との比較

- 中間整理時と今回作成した洋上風力カーブの年間平均利用率と出力カーブの抜粋を示す。
- 平均利用率は、一律とした中間整理から、エリアの風況を反映した作成結果となった。

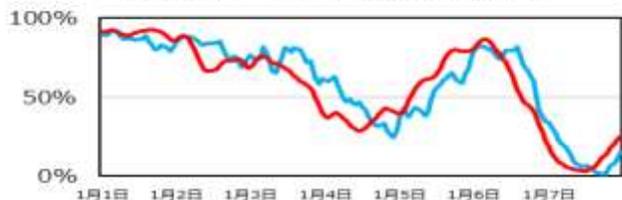
<年間平均利用率比較>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
中間整理	33%となるよう陸上風力出力を引延して作成								
今回作成	36%	36%	34%	33%	29%	29%	29%	25%	30%

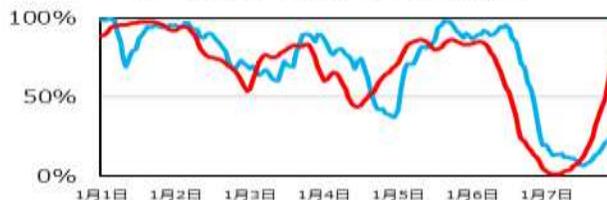
<出力カーブ比較 抜粋>

[凡例] —— 中間整理出力カーブ —— 今回作成出力カーブ

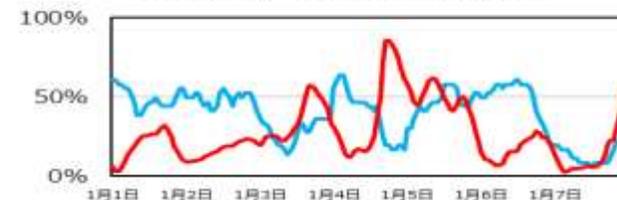
洋上風力カーブ比較 北海道1月1週目



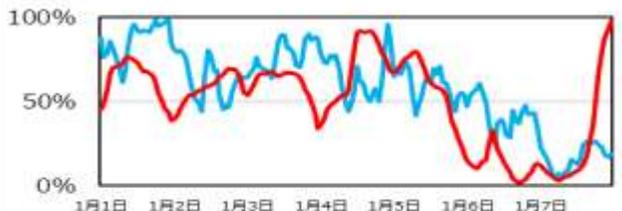
洋上風力カーブ比較 東北1月1週目



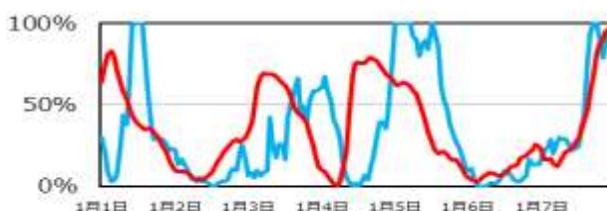
洋上風力カーブ比較 東京1月1週目



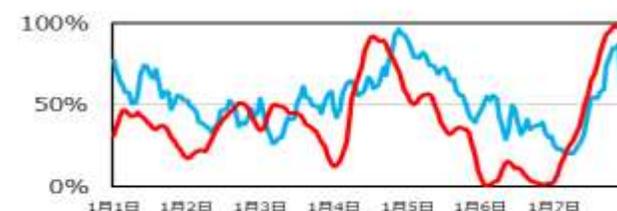
洋上風力カーブ比較 中部1月1週目



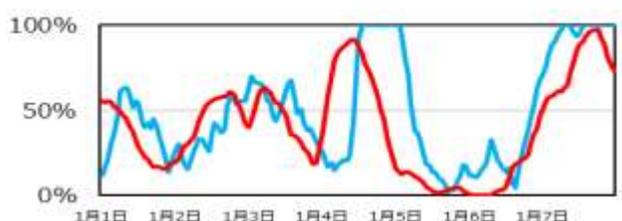
洋上風力カーブ比較 北陸1月1週目



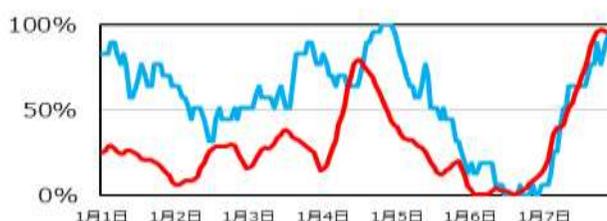
洋上風力カーブ比較 関西1月1週目



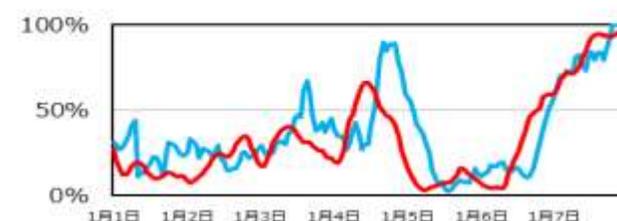
洋上風力カーブ比較 中国1月1週目



洋上風力カーブ比較 四国1月1週目



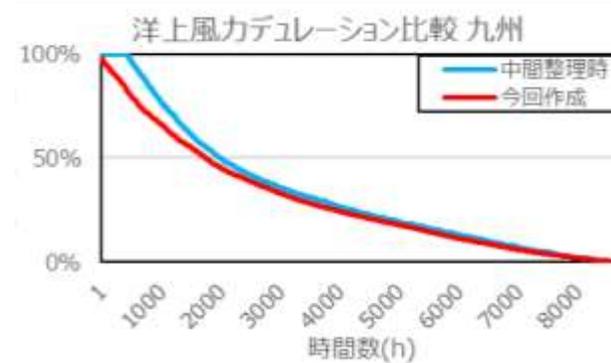
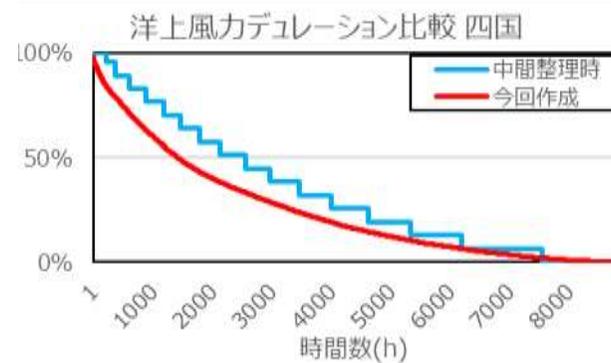
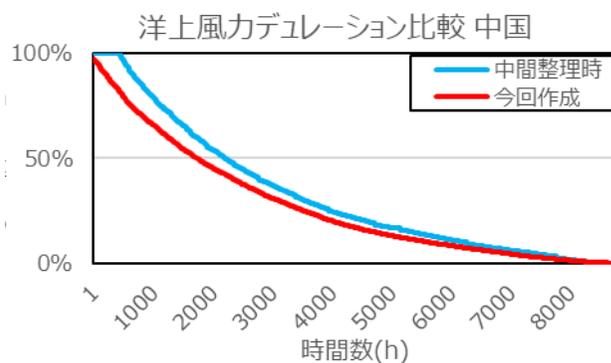
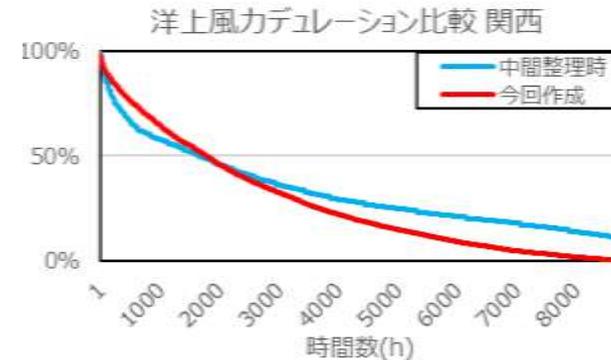
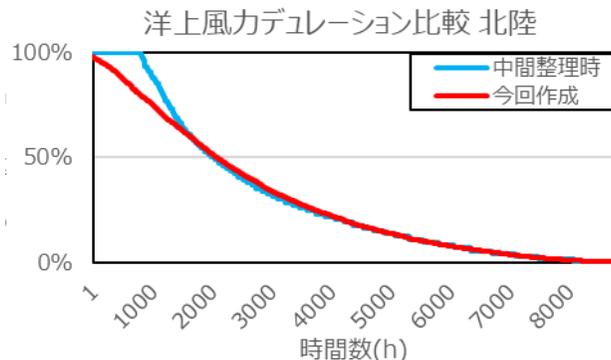
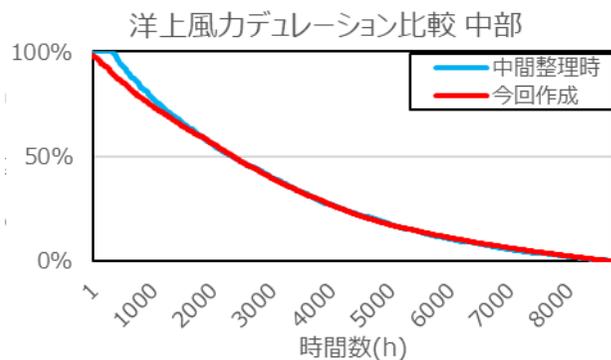
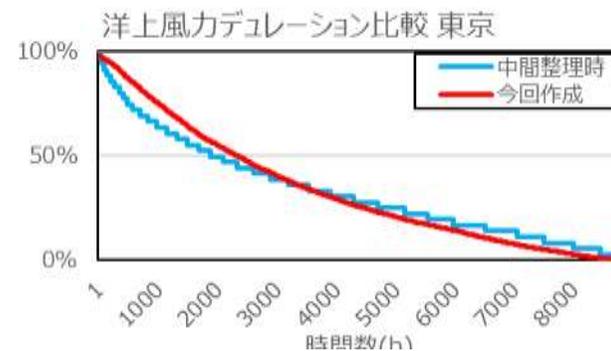
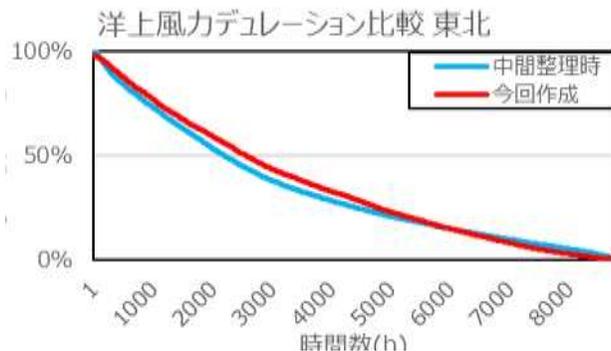
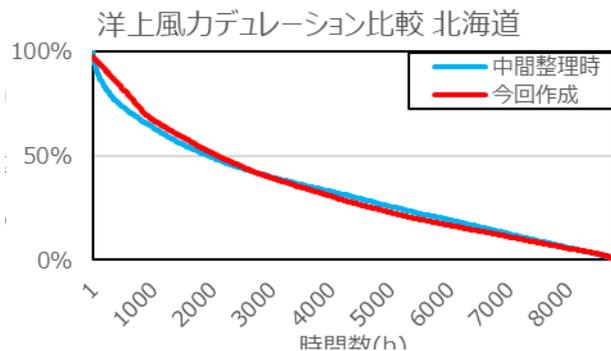
洋上風力カーブ比較 九州1月1週目



5. 洋上風力カーブの設定について

(5) 作成結果と中間整理との比較 (デュレーション)

■ 中間整理時と今回作成した洋上風力カーブのデュレーションを示す。



- エリア毎の陸上風力の2019実績8760hプロフィールに対し、一定の割合で引き延ばした上で利用率100%を超えた分は100%とし、年間利用率が33%となるように加工していた。



課題

- 陸上風力と洋上風力が同じ傾向で発電するため、出力変動が大きい
- 洋上風力はエリアによる風況の差が大きく需要地と離れた場所にポテンシャルが偏在しているにも関わらず、全エリアで同じ利用率として模擬されている。

供給価格上限額：①各算定式に代入する平均的な自然条件等と算出値 10

<代入する平均的な自然条件等>

項目	数値	考え方
出力	風車1基：10MW ウインドファーム全体：370MW (10MW × 37基)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 前回の事務局資料で提示したとおり、今回対象の3か所（4区域）に係る事業者提供情報においても10MW級を想定している事業が大半を占めていること、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査では10MW級の着床式洋上風力発電設備を想定していることから、10MW級の風車を想定。 ・ 各促進区域について情報提供のあった系統（2者以上から情報提供があった場合は事業者毎の系統容量が大きい方）（秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖：415MW、秋田県由利本荘市沖（北側）：373MW、秋田県由利本荘市沖（南側）：357MW、千葉県銚子市沖：370MW）を4区域単純平均（ただし、10MWの風車を想定するため1の位以下は切り捨て）（370MW）。
ハブ高	100 m	・ 10MW級の一般的なハブ高。
年平均風速	7.56 m/s	・ 各促進区域の平均風速（秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖：7.50m/s、秋田県由利本荘市沖（北側）：7.51m/s、秋田県由利本荘市沖（南側）：7.62m/s、千葉県銚子市沖：7.62m/s）を4区域単純平均。
水深	18.6 m	・ 各促進区域について、水深の最大と最小を単純平均（秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖：0～31m、秋田県由利本荘市沖（北側・南側）：0～44m、千葉県銚子市沖：9～21m）した上で、4区域を単純平均。
離岸距離	6 km	・ 各促進区域の離岸距離の最大（秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖：4km、秋田県由利本荘市沖（北側）：5km、秋田県由利本荘市沖（南側）：5km、千葉県銚子市沖：約10km）を4区域単純平均。
船舶供用係数	2.61	<ul style="list-style-type: none"> ・ 海域毎の工事日数の違いは海域における風速や波高による輸送及び施工に係る日数の違いを表す係数。 ・ NEDO着床式洋上風力発電コスト調査より、千葉県銚子市沖：3.7、残り3区域：2.25。4区域を単純平均。

注）なお、算定式では、資金調達コストを念頭に置いた割引率3%は考慮されているが、適正な利潤としてのIRRは考慮されていない。

<算定式から機械的に算出される資本費・運転維持費・撤去費・設備利用率>

項目	数値	考え方
資本費※	26.7 万円/kW	<ul style="list-style-type: none"> ・ NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算定式より算出。 ※資本費には、接続費のうち、風車から陸上変電所までの範囲を除く部分は含まれていない。
運転維持費	0.97 万円/kW/年	・ NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算定式より算出。
撤去費	5.6 万円/kW	・ NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算定式より算出した資本費のうち工事費の70%。
設備利用率	33.2 %	・ 上記のハブ高さや年平均風速を前提に、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査より、稼働率95.0%及び各種損失（送電損失3.1%、ウェイク損失10.0%、その他損失3.0%）を用いて算出。