

発電コスト検証に関する これまでの議論について

令和3年7月12日
発電コスト検証ワーキンググループ

目次

I. 総論

(1) 概要

(2) 考え方

II. 各論

(1) 再生可能エネルギー

(2) 火力発電

(3) 原子力発電

(4) コージェネ・燃料電池

(5) 統合コスト

発電コスト検証の位置づけについて

- 発電コスト検証では、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを一定の計算式に基づき試算。異なる電源技術の比較を行うため、立地制約等を考慮せず、機械的に算出するもの。
- 各電源のコスト面での特徴を明らかにし、どの電源に政策の力点を置くかなど、2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考にする。
- 計算式や考え方は、前回（2015年に実施）を踏襲。前回、2014年時点と2030年時点のコストを算出したことも踏襲し、今回は2020年時点と2030年時点のコストを試算。
- なお、エネルギーミックスを示す際には、2030年の①CO2削減量、②省エネ量、③一次エネルギーの構成、④電源構成、⑤電力コスト（FIT買取価格＋火力・原子力の燃料費＋系統安定化費用）の見通しを示すこととなるが、例えば、発電コスト検証で議論した太陽光の価格がどの程度低減すると見通すか、といった考え方を、2030年のFITの買取価格を見通す際の参考にするなど、電力コストを議論する際の参考としても使用される。

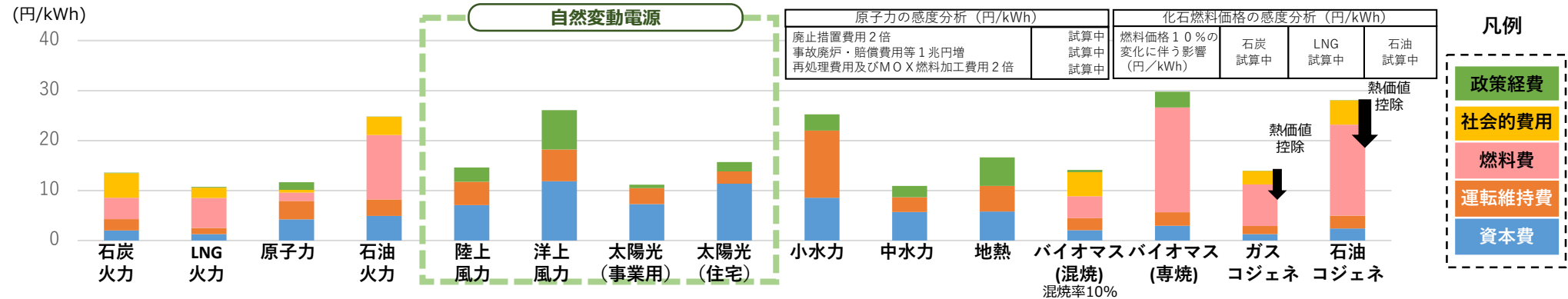
2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成するべき性能や価格目標とも一致しない。

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2030年に、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算。**
(既存の発電設備を運転するコストではない)。
- 2030年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる。**
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。
- 太陽光・風力（自然変動電源）の大量導入により、火力の効率低下や揚水の活用などに伴う費用（電力システムへの「統合コスト」）が高まる**ため、これも考慮する必要がある。
この費用について、今回は、系統制約等を考慮しない機械的な試算（参考①）に加え、**系統制約等を考慮したモデルによる分析も実施し、参考として整理**（参考②）。

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光（事業用）	太陽光（住宅）	小水力	中水力	地熱	バイオマス（混焼）	バイオマス（専焼）	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト（円/kWh）	13円台後半～22円台前半	10円台後半～14円台前半	11円台後半～（10円台前半～）	24円台後半～27円台後半	9円台後半～17円台前半	26円台前半（18円台前半）	8円台前半～11円台後半	9円台後半～14円台前半	25円台前半（22円台前半）	10円台後半（8円台後半）	16円台後半（10円台後半）	14円台前半～22円台後半	29円台後半（26円台後半）	9円台後半～10円台後半	21円台前半～25円台後半
※（ ）は政策経費なしの値	（13円台後半～22円台前半）	（10円台後半～14円台前半）		（24円台後半～27円台後半）	（8円台前半～13円台後半）		（7円台後半～11円台前半）	（9円台後半～13円台後半）				（13円台後半～22円台前半）		（9円台後半～10円台後半）	（21円台後半～25円台後半）
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	30%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

（注）表の値は、今回の発電コスト検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。グラフの値はOECD（2020）「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオの数値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコストを使用。



参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算（2015年の手法を踏襲）

「系統が理想的な形で整備されたと仮定し、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いて、なお生じる追加費用（火力効率低下や揚水活用等の費用）を統合コストとして試算。

自然変動電源の導入量・割合※	統合コスト
1065億kWh（10%）程度	年間5,300億円
1597億kWh（15%）程度	年間8,260億円
2130億kWh（20%）程度	年間1兆900億円

※ 導入割合は総発電電力量が1兆650億kWhの場合

参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算（委員による分析※）

暫定値
新たな2030ミックス確定後に改めて試算を行う

● 2030年の電源構成における系統制約を前提に、各電源を一定量増やした場合に電力システム全体として生じる「統合コスト」（火力効率低下や揚水活用等の費用）を、増加させた電源に全て帰属させた場合のコストは、左図の通り。

青棒：新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコスト
黄色ドット：帰属させた後の費用

※ 第5回発電コスト検証WGにおける委員発表資料より引用。

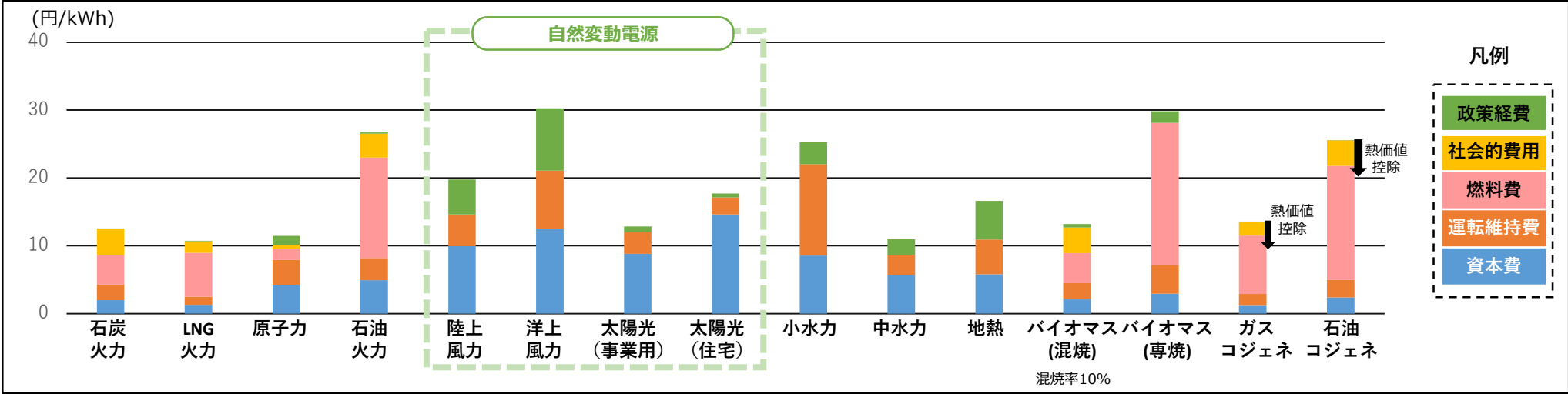
2020年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 1. 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料とする。
- 2. 2020年に、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算。
(既存の発電設備を運転するコストではない)。
- 3. 事業者が現実的に発電設備を建設する際は、ここで示す発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断される。

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(混焼)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※()内は政策経費なしの値	12円台後半 (12円台後半)	10円台後半 (10円台後半)	11円台後半～ (10円台前半～)	26円台後半 (26円台後半)	19円台後半 (14円台後半)	30円台前半 (21円台前半)	12円台後半 (12円台前半)	17円台後半 (17円台前半)	25円台前半 (22円台前半)	10円台後半 (8円台後半)	16円台後半 (10円台後半)	13円台前半 (12円台後半)	29円台後半 (28円台前半)	9円台前半～ 10円台後半 (9円台前半～ 10円台後半)	19円台後半～ 24円台前半 (19円台後半～ 24円台前半)
設備利用率 稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	30% 40年	25.4% 25年	30% 25年	17.2% 25年	13.8% 25年	60% 40年	60% 40年	83% 40年	70% 40年	87% 40年	72.3% 30年	36% 30年

(注1) グラフの値はOECD (2020)「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオの数値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコストを使用。



原子力の感度分析 (円/kWh)	
廃止措置費用2倍	試算中
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	試算中
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	試算中

化石燃料価格の感度分析 (円/kWh)			
燃料価格10%の変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭 試算中	LNG 試算中	石油 試算中

(注2) OECD (2020)「Projected Cost of Generating Electricity 2020」等を参考にして試算

(参考) 2021年発電コスト検証ワーキンググループ委員名簿・審議経過

(五十音順)

<委員>

(座長)

山地 憲治

(公財) 地球環境産業技術研究機構理事長・研究所長

(委員)

秋池 玲子

ボストンコンサルティンググループ マネージング・ディレクター & シニア・パートナー

秋元 圭吾

(公財) 地球環境産業技術研究機構システム研究グループリーダー・主席研究員

岩船 由美子

東京大学生産技術研究所 特任教授

荻本 和彦

東京大学生産技術研究所 特任教授

高村 ゆかり

東京大学 未来ビジョン研究センター教授

原田 文代

日本政策投資銀行 執行役員 (GRIT担当) 兼 経営企画部サステナビリティ経営企画室長

増井 利彦

国立研究開発法人国立環境研究所 社会システム領域 室長

又吉 由香

みずほ証券 ディレクター

松尾 雄司

(一財) 日本エネルギー経済研究所研究主幹、OECDコスト試算専門家会合副議長

松村 敏弘

東京大学社会科学研究所教授

<審議経過>

- 第1回 (2021年3月31日) 議題: 2015年発電コスト検証WGの検討結果を踏まえた発電コストに関する議論
- 第2回 (2021年4月5日) 議題: 再生可能エネルギーに関する論点等
- 第3回 (2021年4月12日) 議題: 火力発電等に関する論点・原子力発電に関する論点
- 第4回 (2021年4月20日) 議題: 系統安定化費用等に関する論点
- 第5回 (2021年4月26日) 議題: 系統安定化費用等について、これまでの議論でのご指摘等について
- 第6回 (2021年7月7日) 議題: 発電コスト検証WGに対する情報提供依頼について
- 第7回 (2021年7月12日) 議題: これまでの議論について

目次

I. 総論

(1) 概要

(2) 考え方

II. 各論

(1) 再生可能エネルギー

(2) 火力発電

(3) 原子力発電

(4) コージェネ・燃料電池

(5) 統合コスト

モデルプラント方式①（発電コストの計算方法）

- 日本で実際に建設された代表的な発電設備の資本費や運転維持費、燃料費といったデータの平均値等を用いて以下の計算式で総費用（分子）を算出し、これを総発電電力量（分母）で割ることで、1kWh当たりのコストを算出。（このコストは「LCOE」（均等化発電原価）と呼ばれる）

※ LCOEは発電所の建設・運営のみのコスト。系統への接続費用や、系統安定化費用などは含まれていない。

$$\text{円/kWh} = \frac{\text{総費用（資本費 + 運転維持費 + 燃料費 + 社会的費用）}}{\text{総発電電力量（kWh）}}$$

資本費：建設費、固定資産税、設備廃棄費用等

運転維持費：人件費、修繕費、諸費等

燃料費：化石燃料の価格、核燃料サイクルの費用

社会的費用：CO₂ 価格、福島事故の賠償費用、政策経費（技術開発の予算、立地交付金など）等

総発電電力量：出力×稼働年数×設備利用率で算出。

- 火力、原子力、再エネといった発電技術間の比較を行うため、火力や原子力については直近に運開した4つの発電所のデータの平均値、再エネについてはFIT法に基づく発電事業者からの設備費などの定期報告の実績データの中央値を用い、典型的な発電設備を「モデルプラント」として仮想している。モデルプラントに基づく発電コスト試算は国際的に確立した手法であり、OECD、英国、米国でも用いられている。
- 2020年時点のコストは、実績値を用いて試算し、2030年時点のコストは、国際機関が発表する燃料費の見通しや、太陽光や風力の量産効果など価格の低下見通しなどを用いて試算する。
- 2030年時点のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの試算の前提を変えれば、結果は変わる。それらの結果を確認できるよう、経産省のHPで試算の根拠となるデータを開示予定。

考え方 モデルプラント方式②（費用計上される個別項目）

○ 資本費

建設費、固定資産税、水利使用料、設備の廃棄費用の合計

○ 運転維持費

人件費、修繕費、諸費、業務分担費の合計

○ 燃料費

単位数量当たりの燃料価格に必要燃料量を乗じた値（原子力は核燃料サイクル費用として別途算出）

○ CO₂対策費用（化石燃料関係電源）、CCS費用（CO₂分離回収貯留費用）

発電のための燃料の使用に伴い排出されるCO₂対策に要する費用。排出されるCO₂を分離回収し、貯留に係る費用。

○ 追加的安全対策費（原子力）

東京電力福島第一原子力発電所事故後、4回にわたる政府からの追加的安全対策の指示、原子力関係設備・施設に係る新規規制基準、自主的安全性向上の取組を踏まえて講じられた安全対策の費用

○ 事故リスク対応費用（原子力）

シビアアクシデントのリスクに対応するコスト

○ 排熱利用価値（コジェネ、燃料電池）

発電時に生ずる熱を有効活用することが可能であるため、排熱利用価値として発電コストから控除

○ 政策経費

発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金等で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費（政府の予算措置分を計上する予算関連政策経費と、IRR（※）相当政策経費）

※ 「固定価格買取制度」の買取価格の優遇された利潤

モデルプラント方式について③（社会的費用の扱い）

- 前回（2015年）検証時の手法を踏襲し、発電事業者が直接負担するコストに止まらず、発電に関する社会的費用（政策経費、事故リスク対応費、CO2対策費等）も含めた検証を行った。
- 検証に際しては、発電に関連する費用を広く抽出した上で、各費用について、個別電源の発電コストに含めるかどうか検討し、以下の通り整理。

<社会的費用の扱い>

モデルプラントの発電単価試算のための前提条件 1. モデルプラントの条件 (1) 稼働開始年 (2) 出力規模 (3) 設備利用率 (4) 稼働年数 (5) 熱効率 (6) 所内率 2. 試算のための共通条件 (1) 割引率 (2) 為替レート	電源別の発電単価 現時点のモデルプラントの発電単価 3. 発電施設を建設・運営終了するための費用 ○ 資本費 ○ 運転管理費 ○ 燃料費 ○ バックエンド費用 ○ 事故リスク対応費用 ○ 諸税 ○ 設備の廃棄費用 × 電源線費用（※1） 4. 2020、2030年のモデルプラントの価格変動要因 ○ 技術革新効果・量産効果 ○ 燃料費上昇率 ○ CO2対策経費・上昇率・CCS費用（CO2分離回収費用・CO2輸送・貯留費用） 5. モデルプラントに直接は関係ないが電源別に配賦できる可能性のある費用 ○ 政策経費 × 広告費・寄付金	発電に関する費用等 6. 発電に関連するコストではあるが、個別の電源固有のコストとして整理するのが難しい費用 △ 系統安定化費用（※2） 7. その他発電単価との直接の関係が明確ではない事項 × 計画から稼働までの期間 × 経済効果	<想定される主な費用の負担者> - 緑色：発電事業者 - 青色：納税者 - 黄色：発電単価との直接の関係が明確ではない事項 ただし、対策の内容によっては費用負担者が異なる。 ○：発電コスト試算の対象としたもの △：エネルギーミックスのシナリオが固まった段階で、電源構成ごとのコストに含めるもの ×：個別電源の仕分けが困難、情報が不十分等の理由で、発電コストに含めないもの
---	---	---	--

（※1） 託送料金制度において発電側基本料金が設定され、発電事業者の負担分が発生する予定だが、現時点では金額が決定されていないため、発電単価に計上していない。

（※2） 系統安定化費用等のコストは、エネルギーミックスの構成に応じて試算することが適当であること等から、個別電源の発電コストには上乗せしないということで整理。

モデルプラント方式について④（政策的経費の考え方）

○ 政策的経費の費目を性質ごとに分けて4つ分類。個別電源に紐付けられる①、②を政策的経費として計上した。

	①国内の発電活動を維持する上で必要となる費用	②国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の高い費用	③国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の低い費用	④国内発電活動と直接関係ない費用又は主にエネルギーセキュリティを目的とする費用、ダブルカウントになる費用
立地	立地交付金	—	—	—
防災	全て	—	—	—
広報 (周辺地域)	全て	—	—	—
広報 (全国)	—	特定電源の広報	エネルギー全般の広報	—
人材育成	安全・規制	人材育成一般	—	他国の発電に資するもの
評価・調査	安全・規制 放射性廃棄物の処分 保障措置	評価・調査一般	—	—
国際機関 拠出金	国内の安全規制の策定等に 資するもの	安全性向上等を国際的に議論するもの	—	エネルギーについて 議論するためのもの
発電 技術開発	安全性向上等に 資するもの	高効率化・低コスト化に 資するもの	—	—
将来発電 技術開発	—	・原子力に関する費用のうち、核燃料サイクルや安全に関する費用。 ・現在の発電形式と連続性の見込める将来発電技術実現のための研究開発・実証	その他、現在の発電形式と連続性が低い研究開発	—
導入支援	—	—	—	全て
資源開発	—	—	—	全て
備蓄	—	—	—	全て
CCS	—	—	将来的に国内の発電プラントへのCCS 設備設置に関係しうる研究開発・実証	直接的に国内の発電プラントへのCCS 設備設置に関係しないもの
IRR (「固定価格買取 制度」の買取価格の 優遇された利潤)	全て	—	—	—

試算方法
モデルプラント方式について⑤（政策的経費の考え方）

○ kWh当たりの政策経費を算出するために、2020年及び2030年における各電源の発電電力量を特定する必要がある。
その考え方は、以下の通り。

【2020年】
➤ 基本的には、令和2年度の発電電力量の実績値を用いた。再エネについては、総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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で示した発電電力量を用いた。原子力は、現存する36基の年間総発電電力量（2282億kWh）を用いた。

【2030年】
➤ 基本政策分科会でエネルギーミックスが決定次第、2030年の発電電力量の見通しの値を使用予定。

予算関連政策経費の算定に用いる、各電源の発電電力量

	原子力	石炭 火力	L N G 火力	石油 火力	中水力	コージェネ レーション	小水力	地熱	太陽光	風力 (陸上)	風力 (洋上)	バイオマス	燃料電池
2020年 発電電力量 (kWh)	2,282億	2,819億	3,534億	143億	829億	564億	829億	—※	919億	170億	—※	404億	43億
	推計値	実績値	実績値	実績値 (含LPG等)	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値
2030年 発電電力量 (kWh)	※基本政策分科会でエネルギーミックスが決定次第、発電電力量を試算。												

目次

I. 総論

II. 各論

(1) 再生可能エネルギー

(2) 火力発電

(3) 原子力発電

(4) コージェネ・燃料電池

(5) 統合コスト

足下（2020年）のモデルプラントの発電コストの考え方

- 前回（2015年）の発電コスト検証においては、2014年モデルプラントの諸元について、2015年度の調達価格を算定するにあたり設定された「想定値」を用いることを基本とした。
- ただし、モデルプラントは日本で実際に建設された発電所等のデータから算出した「標準的な発電所」であり、その発電コストは、下記（参考）にあるような調達価格や再エネ特措法に基づく価格目標とは、性格が異なるものである。
- こうしたことを踏まえ、今回（**2021年**）の発電コスト検証においては、**2020年モデルプラントの諸元について、①調達価格等算定委員会において各電源区分等の2020年度の調達価格を算定するに当たり設定された想定値**だけでなく、**②再エネ特措法施行規則に基づく定期報告等で得られた実際の発電所のデータ**を用いることとした。

（参考）調達価格等算定委員会における調達価格の算定について

- 固定価格買取制度（以下、「FIT制度」という。）における調達価格は、「再エネ電気の供給が**効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎**として、**価格目標や適正な利潤その他の事情を勘案**して定める（再エネ特措法第3条第4項）」こととされている。
- FIT制度の適用を受ける事業については、法令に基づき、**発電設備の設置及び運転に要した費用**の報告（以下、「定期報告」という。）が義務付けられている。調達価格等算定委員会では、定期報告等により**収集されたコストデータの分析を踏まえ、資本費や運転維持費などの想定値設定**等をして調達価格を算定している。
- なお、入札により調達価格を決定する区分では、落札価格が調達価格になる。この場合、調達価格におけるIRR等の諸元を把握することは困難となる。このため、こうした区分については、同電源種の非入札の調達価格又は上限価格の設定にあたり想定した諸元を活用する。

将来（2030年）のモデルプラントの発電コストの考え方

- 太陽光・風力については、2015年検証時と同様、技術革新や量産効果により**将来の価格低下等が見込まれる諸元については、その効果を加味し、**価格低下の見込みが少ない諸元については2020年モデルプラントと同じ諸元を用いて、2030年モデルプラントの諸元を設定することとした。（詳細後述）
- 地熱・中小水力・バイオマスについては、FIT制度やFIP制度により国民負担で支えられている観点からは、コストダウンを含む中長期的な自立化が必要であるが、現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、適地が限定的等によりコストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、**モデルプラントとしては、2030年モデルプラントについても2020年モデルプラントと同じ諸元を用いることとした。**

モデルプラントの諸元と調達価格の想定値との関係について

【本WGの諸元について】

- 足下のモデルプラントの発電コスト検証にあたり、調達価格の算定にあたり設定された想定値を用いる場合、調達価格等算定委員会における調達価格の想定値では、本WGの諸元と異なり、①接続費用（資本費の一部）、②法人事業税（租税の一部）、③適正な利潤が考慮されているため、そうした点に留意して本WGの諸元を設定した。なお、④土地賃借料は、2015年WGでは除外していたが、実際の事業では土地を買収する場合も賃借する場合もあることを踏まえ、2021年WGでは除外しないこととした。
- また、⑤稼働年数（価格支援年数）は、調達価格等算定委員会における調達価格の想定値では、実際の稼働年数よりも短い年数（調達期間）を政策的に設定している区分等もあるが、**2021年WGの諸元としては、原則として2015年WGと同じ稼働年数の諸元を用いる**こととした。

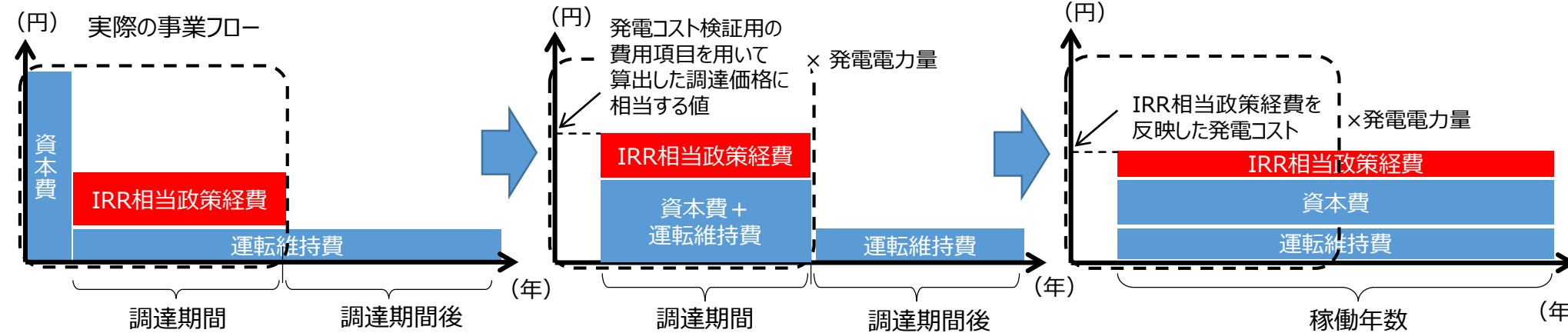
【電源区分の名称変更について】

- 2015年WGでは、水力について「一般水力」と「小水力」があり、「一般水力」の諸元は旧一般電気事業者のサンプルプラント等を参考にしていた。他方、近年に設置される水力の多くはFIT認定事業であると考えられることから、今後、水力については、FIT対象となっている「中水力」と「小水力」に変更することとした。
- 2015年WGでは、太陽光について「太陽光（住宅用）」と「太陽光（メガソーラー）」を設定。他方、FIT対象としては「住宅用」と「事業用」に大きく分類していること、また、近年のFIT認定ではメガソーラーの件数がFIT開始初期よりも少ないことをふまえ、「太陽光（住宅用）」と「太陽光（事業用）」に変更することとした。

IRR相当政策経費について

- 2015年WGと同様、「固定価格買取制度」の調達価格で優遇された利潤については、政策経費の一部として扱う。
- 【発電コストにIRR相当政策経費を考慮する際の費用項目】**
 - 発電コストにIRR相当政策経費を考慮する際の費用項目は、2015年WGと同様、今般の発電コストの検証に用いた値（実際の調達価格の想定値とは異なる）を使用（各費用項目・諸元は後述）。
- 【調達期間と稼働年数の差異の扱い】**
 - 調達価格等算定委員会における調達価格の想定値では、実際の稼働年数よりも短い年数（調達期間）を政策的に設定している区分等もあるため、2015年WGで想定されていた稼働年数は必ずしも一致しない。調達期間が稼働年数よりも短い場合は、IRR相当政策経費を稼働年数で均して算出する。

【調達期間と稼働年数が異なる場合のIRR相当政策経費の算出イメージ】



【IRR相当政策経費の計算結果】 ※木質専焼バイオマスは設備利用率が一番高い諸元の場合

2020年 モデルプラント	太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上風力	洋上風力	地熱	中水力 (5,000kW)	小水力 (200kW 未満)	バイオマス 木質専焼 (未利用材)
IRR相当政策経費 (円/kWh)	0.9 20年想定	0.5 20年想定	5.4 20年想定	9.9 20年想定	4.6 40年想定	1.1~3.1 40年想定	2.8~3.4 40年想定	1.4 40年想定

※太陽光（住宅用）は、余剰売電比率を考慮してIRR相当政策経費を計算。なお、新設のバイオマス（石炭混焼）はFIT対象外のため、IRR相当政策経費は考慮しない。

太陽光（住宅用・事業用）の足下（2020年）のモデルプラントの考え方①

【モデルプラントの規模】

（住宅用）

- 2015年WGでは4kWとしたが、これまでのFIT認定・導入実績を踏まえて、2021年WGでは**5kW**とした。

（事業用）

- 2015年WGでは、2,000kWとしていた。
- 他方、
 - **2,000kW以上（＝特別高圧以上）のFIT認定容量・件数は、FIT制度導入初期よりも減少**している。
 - また、**10kW以上50kW未満（＝低圧）**は、地域トラブルや意図的な小規模分割による安全規制適用逃れなどの発生を受け、一定の自家消費等を求める「地域活用要件」が設定されており、事業用太陽光の**50kW以上と比べて特異**な状況にある。
 - 50kW以上の区分で見ると250-500kWが最頻値、100-250kWが次点となっていること等を踏まえ、2021年WGでは、モデルプラントの**想定規模を250kWとすることとした**。なお、後述のとおり、50kW以上の太陽光の実績をもとに諸元を作成することとしており、これは**250kWに限らず、50kW以上の太陽光について広く該当するものと考えられる**。その上で、モデルプラントの規模については、何かしら設定する必要があることから、上記理由により機械的に250kWと設定することとした。
- また、**10kW以上50kW未満については**、特異な状況にあることに鑑みてモデルプラントとしては設定しないが、これまでのFIT認定・導入実績として最も多いことを踏まえ、**本報告書にて、参考としてデータを提示**することとした。

【稼働年数】（住宅用・事業用（共通））

- 2015年WGでは、2014年モデルプラントは20年又は25年、2030年モデルプラントは20年～30年としていた。
- メーカーによるパネル保証期間（20年～25年が多い、30年のものも出てきている）や国際機関等におけるコスト分析の年数（25年など）を踏まえ、**20年、25年、30年の3ケースを想定することとした**。

再生可能エネルギー

太陽光（住宅用・事業用）の足下（2020年）のモデルプラントの考え方②

【諸元に関する補足説明】（住宅用・事業用（共通））

○ 2020年度の調達価格は、トップランナー方式により設定された資本費等の想定値をもとに算定されている。他方、モデルプラントの性質を踏まえれば、**足下のモデルプラントの諸元としては**、調達価格等算定委員会において設定された想定値を用いるよりも、モデルプラントの規模も踏まえた定期報告の中央値を参照する方が、より適切と考えられることから、**モデルプラントの規模も踏まえた定期報告の中央値を参照することとした**。ただし、定期報告によるデータが不十分なものについては、調達価格等算定委員会において設定された想定値を用いることとした。具体的には以下及び次頁のとおり。

<住宅用太陽光：足下コストの諸元>

項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	30.1万円/kW	2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告された新築・既築のデータを対象）について分析。 ・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「その他資本費・値引き」を合計した値の中央値。 ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。 また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
	設備費	24.0万円/kW	
	工事費等	6.1万円/kW	
運転維持費		0.30万円/kW/年	2020年度調達価格における想定値
設備利用率		13.8%	10kW未満の2019年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年6月～2020年5月）

再生可能エネルギー

太陽光（住宅用・事業用）の足下（2020年）のモデルプラントの考え方③

<太陽光（事業用）>

（参考値）<太陽光（10kW以上50kW未満）>

※太陽光（10kW以上50kW未満）は、本報告書において参考値として提示するもの

項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	20.8万円/kW	50kW以上の2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析。
	設備費	13.0万円/kW	・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「設計費」・「その他資本費・値引き」・「土地造成費」を合計した値の中央値。 ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。
	工事費等	7.8万円/kW	また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
運転維持費		0.48万円/kW/年	50kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT案件の中央値（2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析） なお、定期報告は、運転維持費について、保守点検費や事務所経費、人件費等のほか、パネルやパワーコンディショナ等の修繕費についても報告する様式となっている。
設備利用率		17.2%	50kW以上の2019年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年6月～2020年5月）

項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	24.0万円/kW	10kW以上50kW未満の2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析。
	設備費	18.5万円/kW	・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「設計費」・「その他資本費・値引き」・「土地造成費」を合計した値の中央値。 ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。
	工事費等	5.5万円/kW	また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
運転維持費		0.43万円/kW/年	10kW以上50kW未満のこれまでに設置されたすべてのFIT案件のうち、0より大きな運転維持費の報告があった案件（※）の中央値（2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析） なお、定期報告は、運転維持費について、保守点検費や事務所経費、人件費等のほか、パネルやパワーコンディショナ等の修繕費についても報告する様式となっている。 ※「0万円/kW/年」で報告された案件が多いため。なお、複数の太陽光発電事業者にてアラインしたところ、50kW未満のメンテナンス費用の目安は15～28万円/年という情報あり。
設備利用率		17.5%	10kW以上50kW未満の2019年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年6月～2020年5月）

（参考）2015年時の太陽光（住宅用・事業用）モデルプラントの考え方

【建設費】

- 建設費の低下については、2011年コスト等検証委員会と同様、太陽光発電の設備部分（発電モジュール、インバータ、それ以外の付属機器）は国際機関等による累積導入量の見通しに沿って、進捗率80%以上でコスト低下が続くと想定した。
- なお、設置工事費についても、太陽光発電の導入拡大に伴いコスト低減が期待される一方、人件費等を中心に上昇する可能性もあるため一定と置いた。
- 累積導入量の見通しについては、IEAのシナリオのうち、各国で実行中の又は検討中の政策等をもとに見込まれる導入量を積み上げた数字を利用することにした。（温室効果ガス排出基準や再生可能エネルギー導入目標を基に、その目標値からバックキャストして得られた累積導入量は参考値とした。全部で4シナリオ。）
- モジュールやインバータ等の量産効果等によってコスト低減が見込まれる設備の費用については、①国際価格に収斂しないケース（日本のコストを基点に習熟曲線を用いて試算）、②2030年に国際的な水準に収斂するケース（国際的なコスト自体も習熟曲線にしたがって低減すると仮定）の2ケースを想定。

【運転維持費】

- 10kW未満の太陽光発電設備の運転維持費は、主に定期点検費用（4年ごとに1回以上、1回当たり2万円程度）とパワコンの交換費（20年の間に1度は交換され、その費用は平均20万円）からなる。費用の大半を占めるパワコン交換費用について量産効果等によるコスト低減が見込まれることから、運転維持費については建設費と同程度のコスト低減を見込んだ。
- 10kW以上の太陽光発電設備の運転維持費は、修繕費、諸費、一般管理費、人件費、保険料等が含まれる。調達価格等算定委員会で想定される運転維持費は年々低下していることから、人件費（電気主任技術者）相当分については一定とし、その他の経費（修繕費等）については建設費と同等のコスト低減を見込んだ。

【設備利用率】

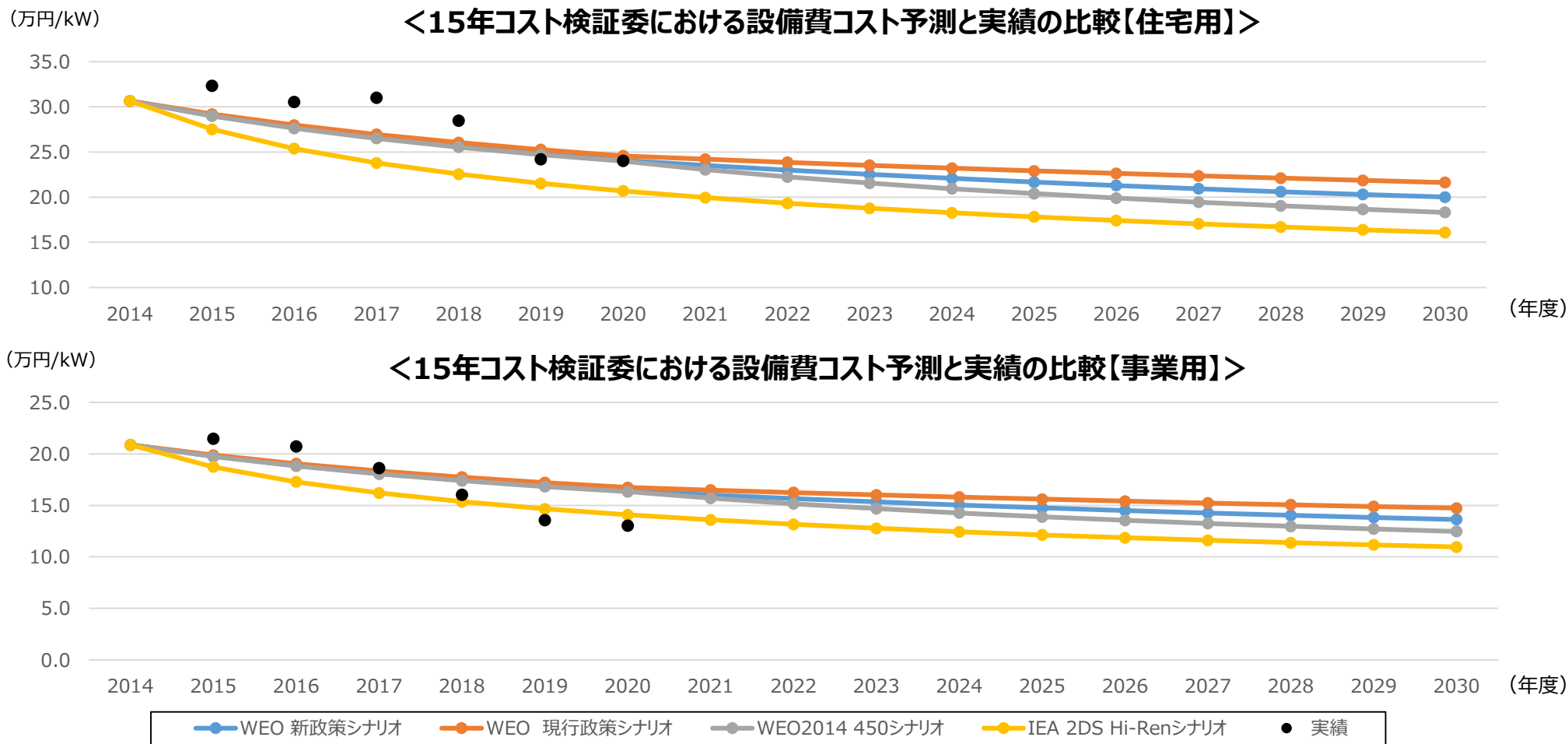
- 将来のモデルプラント設備利用率については、2014年モデルプラントの想定から変動がないものとした。

【稼働年数】

- 将来のモデルプラントの稼働年数については、下限を20年とし、NEDOの太陽光開発戦略を踏まえ30年を上限とした。

(参考) 太陽光の建設費のうち設備費：2015年WGにおける見通しと実績

- 2015年WGにおいて、建設費のうち設備費は、累積導入量の増加に伴いコストが低下するものとの見通しに基づき、習熟曲線を用いて試算を行った。
- 上記試算結果に重ねて、定期報告によって得られた実績をプロットすると、以下のとおり。



※15年コストWGにおいては、建設費のうち設備費に限り太陽光発電の累積導入量に沿った習熟曲線による予測を行ったことから、予測・実績それぞれ設備費での比較を行っている。
 ※図中に掲げる実績は、住宅用は新築・既築両方の実績（中央値）、事業用は50kW以上の実績（中央値）である（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）。
 なお、2014年については、15年コストWGで2014モデルプラントの諸元とした設備費をプロットしている。

再生可能エネルギー

太陽光（住宅用・事業用）の将来（2030年）の発電コストの考え方①

- 【建設費のうち設備費】（住宅用・事業用（共通））
- 2015年コストWGと同様、世界での累積導入量の見通しに沿ってコストが低下するものと想定した習熟曲線※を用いて試算することとした。

※ 産業製品の価格は、累積生産量が倍増するごとに、ある比率（進捗率）に従って低下するという推計手法。ここでは、2015年コストWGと同様、累積生産量が倍増するごとに、設備費が20%低下すると想定する（詳細後述）。
 - なお、習熟曲線で用いる累積導入量の見通しは、IEAのStated Policy Scenario（各国における公表済みの政策を加味したシナリオ）を基本としつつ、参考として、IEAのSustainable Development Scenarioのケースも示すこととした。
 - また、国内外での価格について、現状においても内外価格差が依然として存在することを踏まえると、①一定の内外価格差が存在するケース（国際水準に収斂しないケース）をベースとしつつ、参考として②内外価格差がなくなるケース（国際水準に収斂するケース）についても示すこととした。

<習熟曲線で用いる累積導入量の見通し>

シナリオ	概要	2019年	2030年 （見通し）
IEA : Stated Policy Scenario	各国における公表済みの政策を加味したシナリオ	603GW	2,019GW
IEA : Sustainable Development Scenario	国連の持続可能な発展目標（SDGs）のうち、エネルギー関連（パリ協定含む気候変動問題、大気汚染の大幅削減、世界全体でのエネルギー・アクセス達成）目標を達成すると想定したシナリオ	603GW	3,125GW

（出典）IEA, World Energy Outlook 2020 P27-28, P344, P355 ※「概要」は左記の出典をもとに資源エネルギー庁にて作成

太陽光（住宅用・事業用）の将来（2030年）の発電コストの考え方②

【累積生産量が倍増したときの設備費の低減率に関する補足説明】

- 累積生産量が倍増したときの設備費の低減率について、2015WGでは20%を想定していた。
- 設備費は、パネル、パワコン、架台、その他機器にかかる費用から構成される。
- このうち、**パネルの費用（モジュールの費用）**については、日独米の国立研究所の研究者らによる共同発表によれば、1976年から2018年までに導入された**太陽光モジュールの平均コストは累積生産量が倍増するごとに約23%低下**してきている※。

（出典）Nancy M. Haegel. et al. (2019), "Terawatt-scale photovoltaics: Transform global energy -Improving costs and scale reflect looming opportunities", AAAS. Science, VOL 364 ISSUE 6443, pp. 838

※短期的にはより高い又は低い低減率となる期間もあるが、2030年までの10年という時間軸、標準的な発電所というモデルプラントの考え方、将来予測の不確実性等を踏まえ、1976年からの中長期的なトレンドを考慮することとする。

- 一方で、パネル以外の設備費（パワコン、架台、その他機器にかかる費用）の習熟率については、既往研究が確認できていない。そこで、定期報告における同一期間（2015年→2020年）におけるコスト低減率を確認すると、**パネルは45%減（11.4円→6.3円）に対し、パネル以外の設備費は34%減（10.1円→6.7円）と、パネル以外の設備費のコスト低減率の方が小さい傾向**にある。

（出典）当該年に設置された50kW以上のFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析。「太陽光パネル」は、定期報告の「パネル費」の中央値。「設備のうち太陽光パネル以外」は、定期報告の「パネル費」・「パワコン費」・「架台費」・「その他機器費」を合計した値の中央値から、「パネル費」の中央値を除外した値。

- このような研究結果や傾向を踏まえると、「将来の**設備費については、累積生産量が倍増するごとに20%低下する**」との2015年WGを踏襲した想定を変更するほどの状況変化があるとは考えにくく、今回の試算に**あたっては想定を維持**することとした。なお、上記ケースを**基本**としつつ、**参考**として、**直近の短期的な傾向をふまえた太陽光モジュールの習熟率41%**※²のケースも、機械的に試算し示すこととした※³。

※ 2 （出典）IEA (2020). PVPS Trends in Photovoltaic Applications 2020.

※ 3 基本ケースで想定されている設備全体の習熟率20%とモジュール習熟率23%から、モジュール以外の設備の習熟率を逆算し、その値を参考ケースのモジュール以外の設備の習熟率として用いることとする。

再生可能エネルギー

太陽光（住宅用・事業用）の将来（2030年）の発電コストの考え方③

- IEAおよびIRENAの調査から推計した各国平均の太陽光の設備費（2019年）は、住宅用：15.0万円/kW、事業用：6.5万円/kW。定期報告に基づく日本の設備費（2020年）は、前述の通り、住宅用：24.0万円/kW、事業用：13.0万円/kW。**住宅用・事業用いずれも、日本は各国平均よりも高価格**となっている。
- **日本の設備費の将来（2030年）のコスト変動について、①収斂しないケースでは、日本の足下モデルプラントの設備費を起点に、習熟曲線に沿って、世界の設備費と一定比率を保ちながら低減すると仮定し、②参考値として示す収斂するケースでは、各国平均の足下の設備費を起点に、習熟曲線に沿って低減する世界の設備費に一致することとした。**

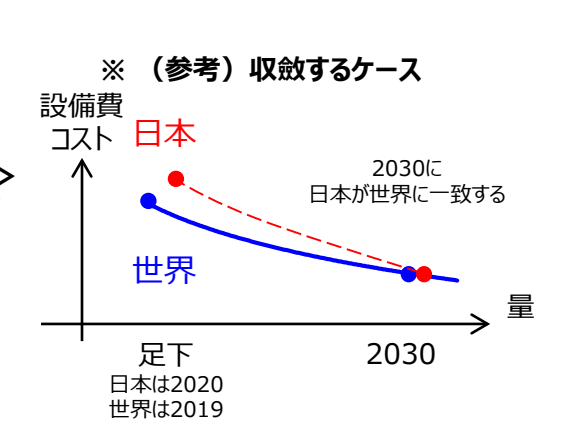
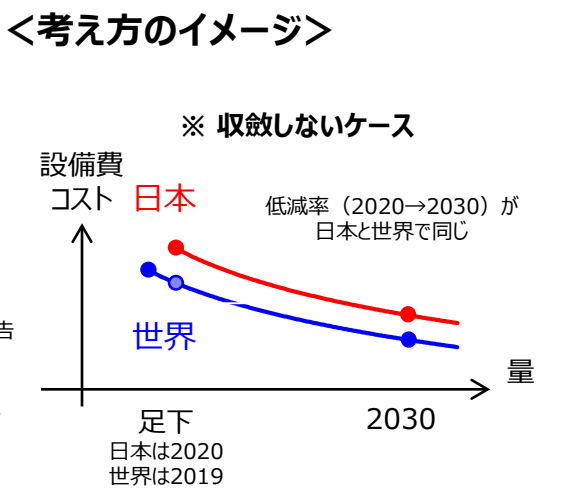
＜日本と各国平均の設備費（足下）＞				単位：万円/kW
	住宅用 設備費 （足下）	事業用 設備費 （足下）	（参考値）10kW以上50kW未満 設備費（足下）	
日本	24.0	13.0	18.5	
各国平均	15.0	6.5	6.5	

※国際的事業用太陽光の設備費は、Renewable Power Generation Costs in 2019 の the chart data の Figure 3.5 から、各国の Hardware の要素（ただし、Grid connection 除く）を単純平均値。
※国際的住宅用太陽光の設備費は、IEA PVPS Trends in photovoltaic applications 2020 P60 から各国の資本費を単純平均し（1,756USD/kW）、定期報告に基づく日本の住宅用太陽光の資本費（ただし、廃棄費用を含まない）における設備費の比率（80%）を、前述の各国の資本費の平均に掛け合わせて推計したもの。
※1 USD = 107円換算。

＜日本と各国平均の設備費（2030）【IEA：Stated Policy Scenarioのケース】＞				単位：万円/kW
	住宅用 設備費 （2030）	事業用 設備費 （2030）	（参考値）10kW以上50kW未満 設備費（2030）	
非収斂ケース	17.3	9.4	13.3	
（参考）収斂ケース	10.2	4.4	4.4	

（参考）＜日本と各国平均の設備費（2030）【IEA：Sustainable Development Scenarioのケース】＞				単位：万円/kW
	住宅用 設備費 （2030）	事業用 設備費 （2030）	（参考値）10kW以上50kW未満 設備費（2030）	
（参考）非収斂ケース	15.7	8.5	12.1	
（参考）収斂ケース	8.8	3.8	3.8	

※ 太陽光（10kW以上50kW未満）は、本報告書において参考値として提示するもの。なお、②収斂ケースについては、各国平均の足下の事業用の設備費について規模別の諸元を活用しているわけではないことから、事業用と10kW以上50kW未満の設備費で同じ数値を用いている。

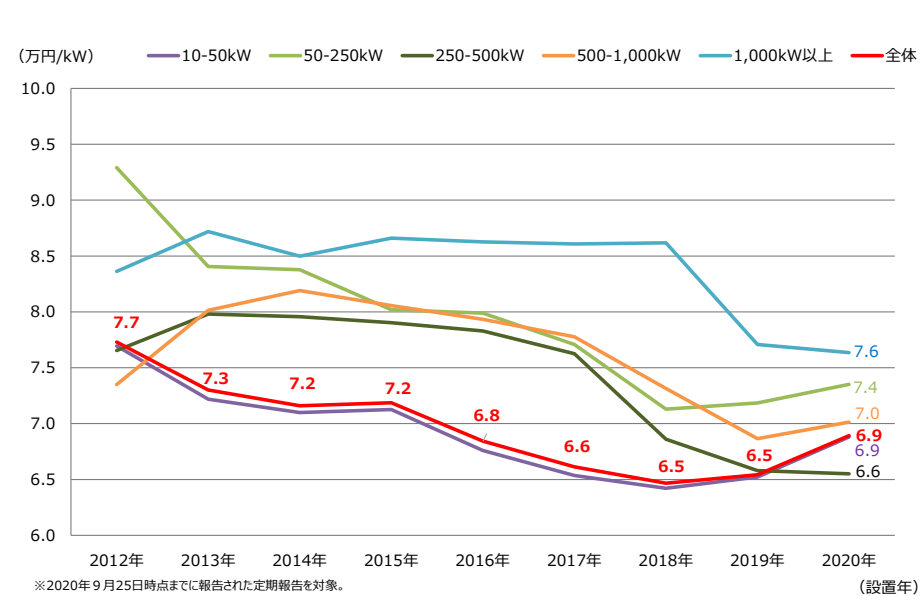


再生可能エネルギー

太陽光（住宅用・事業用）の将来（2030年）の発電コストの考え方④

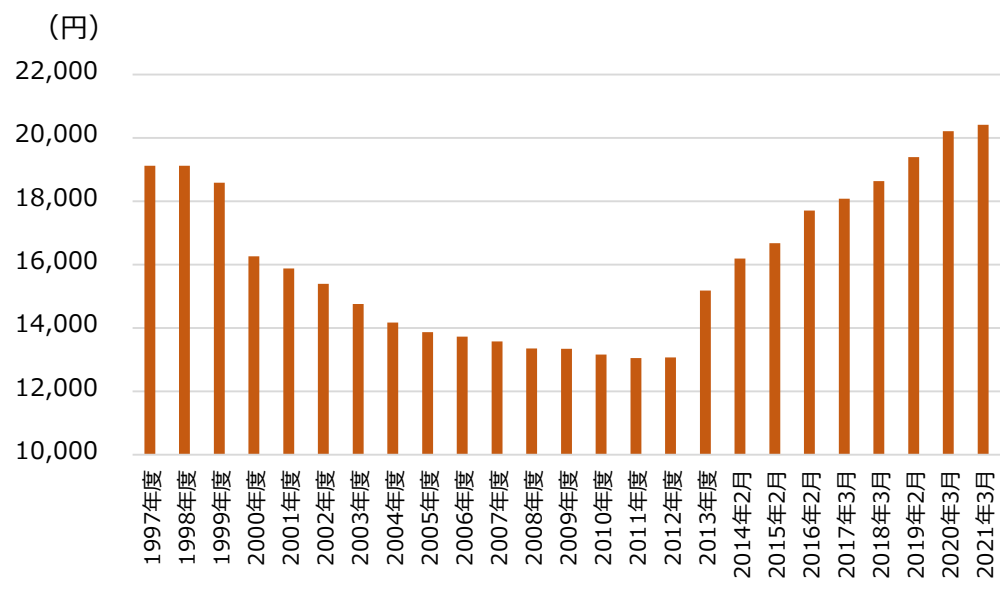
- 【建設費のうち設備費以外（工事費等）の見通し】（住宅用・事業用（共通））**
- 定期報告で得られた工事費は、概ね2019年度までは規模にかかわらず低下が進んできたものの、足下では上昇の傾向にある。
 - 将来的には、太陽光発電の導入拡大に伴って、施行技能の効率化等により低下することが期待されるものの、足下では、労務費単価が上昇していることや、比較的低コストで太陽光発電所を建設できる適地が減少している可能性もあることから、**工事費等（建設費のうち設備費以外）の想定は、2020年から変化せず、一定とすることとした。**

＜工事費平均値の推移（10kW以上規模別）＞



出典：第63回調達価格等算定委員会 事務局資料抜粋。

＜公共工事設計労務単価 全国全職種平均値の推移＞



出典：「令和3年3月から適用する公共設計労務単価について」（国土交通省：令和3年2月19日）から資源エネルギー庁作成。

太陽光（住宅用・事業用）の将来（2030年）の発電コストの考え方⑤

【廃棄費用】（住宅用・事業用）

- 将来のモデルプラントの廃棄費用について、2015年の検証時では、建設費の低減によらず廃棄費用は2014年モデルプラントの建設費の5%から変動しないこととしていた。
- 今回の検証では、**太陽光（事業用）**については、2020年度の調達価格において、廃棄費用を1万円/kWを想定することに変更されたことを踏まえ、**廃棄費用を1万円/kWとすることとした。**
- 他方、**太陽光（住宅用）**については、IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、**廃棄費用は建設費の5%**とし、将来（2030年）の廃棄費用は建設費の低減に連動することとした。

【運転維持費】（住宅用・事業用（共通））

- **運転維持費**については、将来、増加・減少いずれにも変動する可能性もあるが、定期報告から得られたデータでは、現時点では経年的な傾向があまり確認できないことから（下図参照）、**一定とすることとした。**

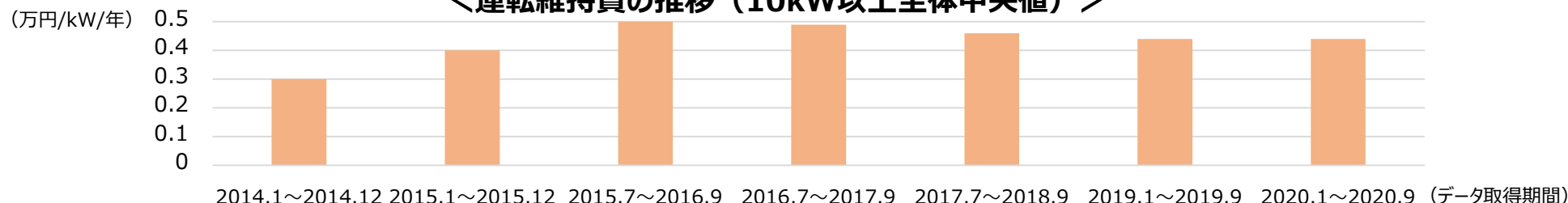
【設備利用率等】（住宅用・事業用（共通））

- 設備利用率については、近年上昇が進んでいるものの、将来的には立地制約によって設置可能面積が限定されることや出力制御による影響も考えられ、これらの影響を織り込んで一概に予測することは困難であることから、**一定とすることとした。**
- なお、パネルの出力劣化については、設備利用率の実績や一意に特定することの困難さ等をふまえて、考慮しないことを基本としつつ、参考として、IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」をふまえて、パネル出力劣化率0.5%/年を仮定した機械的な試算結果を示すこととした。

【稼働年数】（住宅用・事業用（共通））

- 将来（2030年）についても、足下でのメーカーによるパネル保証期間は20年～25年が多く、30年のものも出てきてはいるが、2030年は足下から10年後という比較的近い将来であることを踏まえ、足下（2020年）と同様、**20年、25年、30年の3ケースを想定することとした。**

＜運転維持費の推移（10kW以上全体中央値）＞



陸上風力の足下（2020年）のモデルプラント、発電コストの考え方

【モデルプラントの規模】

- 陸上風力の平均的なウィンドファームの規模は、直近 3 年間の1,000kW以上のFIT認定案件の規模・件数から算出すると30,000kW（4MW風車が7-8本程度）である。このため、**30,000kW**とすることとした。

【足下（2020年）のモデルプラントの発電コストの考え方】

- 陸上風力の2020年度の調達価格の算定においては、大規模でよりコスト効率的に事業実施できるようになることを念頭に想定値が設定されている。これを踏まえれば、足下のモデルプラントの諸元としては、調達価格等算定委員会において設定された想定値を用いるよりも、**モデルプラントの規模を踏まえた定期報告等の中央値を参照するほうが、より適切**と考えられる。
- 具体的に定期報告等を参照する規模について、調達価格等算定委員会での検討や環境影響評価の対象規模（第 1 種事業10,000kW以上、第 2 種事業7,500kW以上）等を踏まえ、足下のモデルプラントの諸元としては、**7,500kW以上の陸上風力の定期報告等による中央値**を参照することとした。

項目	値	参照データの考え方
建設費＋接続費	35.5万円/kW	足下コストを参照する観点および件数が多いなかでバラつきを考慮する観点から、7,500kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（2020年 9 月23日までに報告された定期報告データを対象に分析）
接続費	0.8万円/kW	足下コストを参照する観点および件数が多いなかでバラつきを考慮する観点から、7,500kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（2020年 9 月23日までに報告された定期報告データを対象に分析）
運転維持費	1.04万円/kW	修繕費等は事業開始後の年数等に応じて変動が大きいと考えられるため、7,500kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT案件中央値（2020年 9 月23日までに報告されたすべての定期報告データを対象に分析）
設備利用率	25.4%	足下コストを参照する観点および件数が少ないことを踏まえ、7,500kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年 6 月～2020年 5 月）

（参考）風力（陸上・洋上）の2015年検証時のコスト低減の考え方

- 風力については、「量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ」と「日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ」の2つを前提に試算した。

【① 量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ】

- IEA等の国際機関等では、以下のような要因から、中長期的にコストが低減していく見通しが示されている。
＜中長期的なコスト低減の要因＞
 - ・ 量産効果（生産の現地化、大規模化、設置ノウハウの蓄積など）
 - ・ 技術改善（タービンの大型化、新素材開発、発電機やギアボックスの改善など）
 - ・ 洋上風力（着床式）については、洋上専用タービンの開発、より深い水深での基礎設置手法の開発
 - ・ ウィンドファームの大規模化（オペレーション及びメンテナンスコストの効率化、メンテナンス面での連携強化）
- 陸上風力：2020年及び2030年の建設費は、IEA「Energy Technology Perspective 2010」のBlue Map Scenarioの低減率を前提とした低コスト化のシナリオで、試算。
- 洋上風力（着床式）：2020年の建設費は、陸上風力の1.5～2倍の幅で設定。2030年の建設費は、IEA「Energy Technology Perspective 2010」のBlue Map Scenarioの建設コストの低減率を前提とした低コスト化のシナリオで、試算。
- 陸上風力も洋上風力（着床式）も、維持管理費も建設費と同程度に低下するという前提で試算。

【② 日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ】

- 日本では、風力については、欧米と比較して、以下のような特殊性があるとされる。
＜日本の特殊性＞
 - ・ 山間部への立地が多いなど立地条件が厳しく、今後、導入が進めば比較的安価で設置できる場所が減少（平坦な土地の確保が難しく、適地の更なる奥地化）
 - ・ 大規模ウィンドファームが設置可能なまとまった土地が少ない
 - ・ 洋上風力については設置がしやすい着床式の適地が少ない
- したがって、コスト低減要因が世界と同程度に発現するかについては不確定要素が大きいいため、コスト低減しないシナリオで試算。

(参考) 陸上風力のタービン価格の動向

○ 陸上風力のタービン価格の動向を確認すると、中長期的に低減してきている。

<陸上風力のタービン価格>

\$million/MW, nominal



1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H	2H
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020							

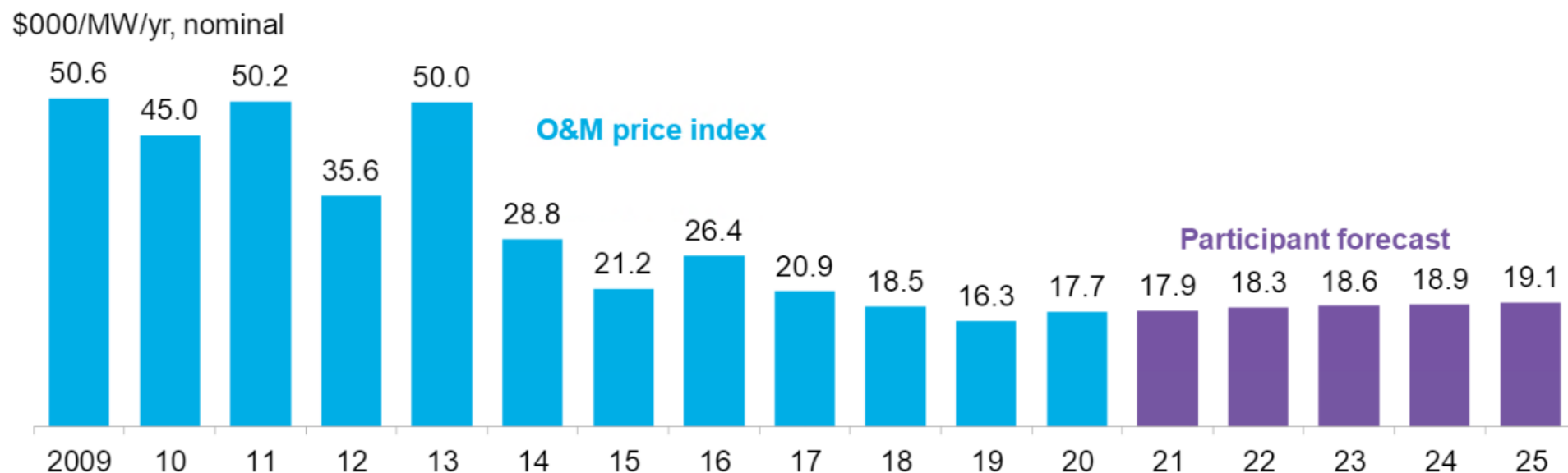
Signing date

Source: BloombergNEF. Note: U.S. turbine supply contracts typically excludes installation and commissioning cost. European and Latin American turbine supply contracts typically include installation and commissioning costs.

(参考) 陸上風力の世界の運転維持費の将来見通し

- 運転維持費は、効率化により低減する可能性はある。一方、民間調査機関による指標を参照すると、世界のO&M価格はこれまで低減傾向にあったが、今後は横ばいもしくは微増に転じる可能性がある。

<陸上風力のO&M価格指標> ※フルサービスの当初契約価格（契約年別）



Source: BloombergNEF. Note: Full-service initial contracts only. This includes labor, routine and unscheduled maintenance, minor and major component replacement.

BloombergNEF, 2H 2020 Wind O&M Price Index, 30 December 2020

陸上風力の将来（2030年）の発電コストの考え方①

【将来（2030年）の発電コストの考え方】

- 陸上風力の発電コストは、タービン価格等の低下に伴って世界的に下がってきていることをふまえ（前々頁参照）、2015年WGにおける「量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ」と同様に、コスト低減を前提に試算することとした。その際、2015年WGと同様、国際機関等の見通しを参考にすることとした。

【各諸元について将来（2030年）のコストの考え方】

- **建設費**は、量産効果等による低減が見込まれる。このため、2015年WGと同様、近年の国際機関による陸上風力の建設費低減見通しが掲載されているレポートを活用することとし、今般、2030年のコスト見通しが掲載されている IRENA「Future of wind」（2019） を参考にするものとした。具体的には、①当該レポートの世界における 2018年の総設置費（Total Installation Cost）から「REmap Case」※の2030年の総設置費への低減率を、2020年モデルプラントの建設費に適用することで、2030年モデルプラントの建設費を推計 することとした。
②また、参考として、建設費のうち設備費が2030年に国際価格に収斂するケースも示すこととした。

※ このシナリオには、気候変動分野における2℃目標を踏まえた再生可能エネルギーや省エネルギー等の低炭素技術の展開が含まれる。世界の温室効果ガス排出量の約3分の2に相当する、エネルギー関連の二酸化炭素排出量に焦点を当てたもの。

（出典）IRENA, GLOBAL ENERGY TRANSFORMATION A ROADMAP TO 2050, 2019 のP4より、資源エネルギー庁にて概要作成。

- **設備の廃棄費用**について、2015年のコスト検証時には、建設費の低減によらず廃棄費用は2014年モデルプラントの建設費の5%から変動しないこととしていた。今回の検証においては、OECD「Projected Costs of Generating Electricity 2020」において、各国から特段の廃棄費用データがない場合の試算方法を参考に、廃棄費用は将来（2030年）の設備の建設費の5%とし、建設費の低減に連動することとした。

陸上風力の将来（2030年）の発電コストの考え方②

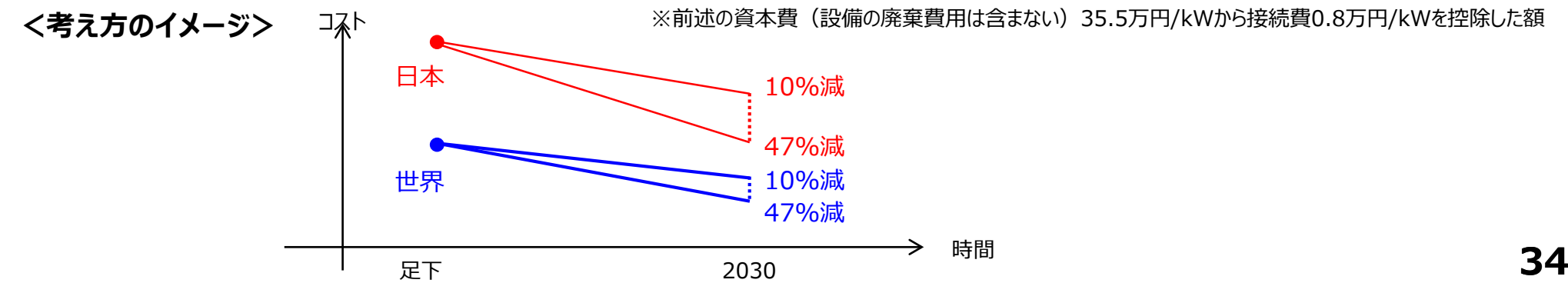
【各諸元について将来（2030年）のコストの考え方】（続）

- **運転維持費**は、効率化により低減する可能性はあるが、民間調査機関による指標を参考にすると、世界の今後のO&M価格は横ばいや微増に転じる可能性があることから、**2030年モデルプラントも、2020年モデルプラントと同じ運転維持費を諸元**とすることとした（前頁参照）。
- **設備利用率**は、風車大型化等による向上も見込まれるため、前述のレポートにも設備利用率の向上について記載がある。一方、日本は適地が限定的であり、今後、風況がよい地域ばかりに立地できるとは限らない。直近1年間の実績を参照すると、本WGで諸元の設定にあたり参照する規模と整理した7,500KW以上の陸上風力の設備利用率は、直近3年間（2018年～2020年）の設置案件の中央値は25.4%となっているが、近年の各年設置案件の中央値が一概に上昇傾向ともいえない状況にある（詳細後述）。こうした設備利用率の実績値や傾向を踏まえ、本WGにおける**モデルプラントとしては、2030年も、2020年モデルプラントと同じ設備利用率を諸元とすることとした。**
- 加えて、前述の**IRR相当政策経費**について、陸上風力の調達価格におけるIRRの想定値は、2020年度は8%としていたが、2021年度から7%に見直されている。2030年時点では更に見直されている可能性もあるが、機械的に、**2030年モデルプラントについてはIRR相当政策経費をIRR 7%と仮定して計算**することとした。

陸上風力：「世界と同じ低減率」で日本のコストが下がった場合

- 建設費の将来（2030年）のコスト変動について、前述のとおり、①国際価格と同じ低減率を適用した結果は以下のとおり。
 - 近年の国際機関による風力の建設費低減シナリオとして活用可能である、IRENA「Future of wind」（2019）を参照し、当該レポートに掲載されている2018年の総設置費（Total Installation Cost）（=1,497USD/kW）から「REmap Case」による2030年の総設置費（=800-1,350USD/kW）の低減率を計算すると、**10-47%**となる。
 - この低減率を、2020年モデルプラントの建設費（34.7万円/kW）に適用すると、**2030年モデルプラントの建設費は、18.4-31.2万円/kW**となる。

情報源	項目	足下コスト	2030コスト （低減率10-47%）
IRENA 「Future of wind」2019 P13	総設置費 ※平均又は平均範囲 （Total Installation Cost）	1,497 USD/kW （2018）	800-1,350 USD/kW （REmap Case の 2030）
定期報告	資本費から接続費を控除	34.7万円/kW ※ （2018-2020）	18.4-31.2万円/kW （建設費の推計）



陸上風力：「世界と同じ低減率」で日本のコストが下がった場合①

- 陸上風力の建設費について、足下で国内価格が国際価格に比べて一定倍程度高いため、約10年後の2030年に**国内価格が国際価格に収斂**することは容易ではないと考えられるが、量産効果が見込まれるタービン等の設備費が収斂する可能性も見越し、参考値として、以下に示す。
- IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2019」によれば、**足下の陸上風力の総設置費加重平均は、世界15.8万円（=1,473 USD）/kW、日本24.2万円（=2,263 USD）/kW**。 ※ 1 USD = 107円換算。総設置費は、建設費に加えて系統接続費用含む。当該報告書の Figure 2.4 及び 2.5 から作成。
- また、陸上風力の建設費および接続費の費用構造は、NREL「2019 Cost of Wind Energy Review」を参照し、建設費（CapEx）のうち、**タービン等（設備費）：基礎、組立、電気設備等（設備費以外の建設費および接続費）」=「69%：31%」と推計**。この割合を基に、上記の総設置費を、タービン等の設備費と、設備費以外の建設費および接続費に分ける。 ※2.6MW Land-Based Wind Turbine より、Turbine capital cost 991\$/kW, Balance of system + Financial costs 446 \$/kW, それらの合計 CapEx 1,436 \$/kW（Table ES 1より）。

現状の陸上風力の建設費および接続費 （割合は推計）	割合	国際価格 （万円/kW）	国内価格 （万円/kW）
タービン等（設備費）	69%	10.9	16.7
基礎、組立、電気設備等 （設備費以外の建設費および接続費）	31%	4.9	7.5
合計	100%	15.8	24.2

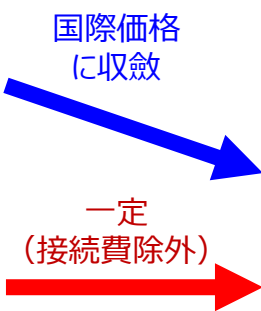
陸上風力：「国際価格に収斂」するペースで日本のコストが下がった場合②

- **2030年の設備費**について、IRENAのREmap Caseによる2030年までの建設費低減率10-47%に対応して国際価格が低減すると仮定し、さらに、**国内価格が当該国際価格に収斂することを見込む**。
- 他方、**2030年の設備費以外の建設費**は、施行技術の効率化や発電設備の大型化等により低下する可能性もあるが、足下での労務費単価上昇や適地減少の可能性等を踏まえ、一定と仮定する。
- 以上より、建設費の将来（2030）のコスト変動について、②国際価格に収斂する場合の結果は以下のとおり。

＜建設費のうち設備費が2030年に国際収斂する場合の推計＞

足下の推計

	国際価格 (万円/kW)	国内価格 (万円/kW)
タービン等（設備費）	10.9	16.7
基礎、組立、電気設備等 （設備費以外の建設費 および接続費）	4.9	7.5
合計	15.8	24.2



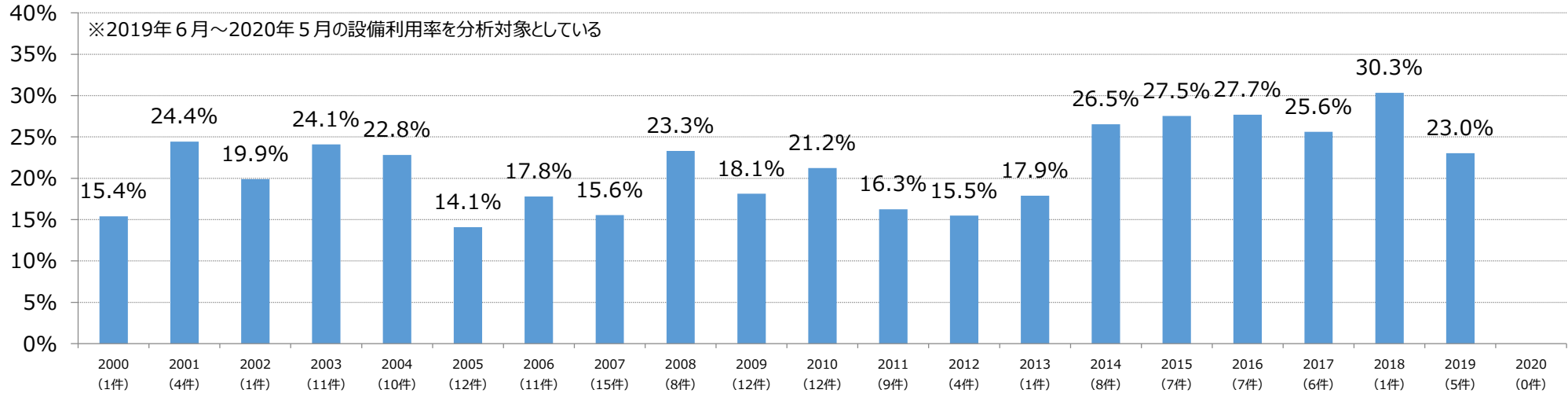
2030の推計

	国内価格 (万円/kW)	考え方
設備費	5.8～9.8	足下の国際価格10.9万円/kWが、10-47%低減。さらに、国内価格が当該国際価格に収斂。
設備費以外の建設費	6.7	足下の国内価格7.5万円/kWから、前述の足下の接続費0.8万円/kWを除外。
建設費合計	12.5～16.5	上記の合計。

陸上風力の将来（2030年）の設備利用率の見通しに関する補足

- 前述のとおり、直近 1 年間の実績について、本WGで諸元の設定にあたり参照する規模と整理した 7,500KW以上の陸上風力の定期報告等について、直近 3 年間（2018年～2020年）の設置案件の中央値は25.4%となっているが、近年の各年設置案件の中央値が一概に上昇傾向ともいえない状況にある（下図参照）。
- なお、2020年度の調達価格等算定委員会では、入札上限価格の算定にあたり、2021年度は2020年度と同じ25.6%を想定した。また、2023年度に向けて、直近 3 年間（2018年～2020年）の20kW以上の各年設置案件の中央値平均（28.0%）を想定している。ただし、モデルプラントの発電コストは効率的に実施される場合に通常要する費用等を基礎とする調達価格とは性質が異なること、調達価格算定委員会においては20kW以上の案件を対象としており対象範囲が異なること等に留意する必要がある。

陸上風力（7,500kW以上）の設置年別の設備利用率（中央値）



洋上風力の足下（2020年）の発電コストの考え方

【モデルプラントの規模】

- 「海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン」によれば、「欧州主要国においてこれまでに設置又は入札の対象とされた洋上風力発電 1 区域当たりの平均容量」は約35万kWであり、再エネ海域利用法に基づく各促進区域ではその前後の容量の系統が情報提供されている。したがって、**35万kW**とすることとした。

【足下（2020年）のモデルプラントの発電コストの考え方】

- 2020年モデルプラントの諸元について、FIT制度における2020年度の洋上風力（着床式）は入札制だったため、運転開始までのリードタイムがあることも踏まえつつ、**2014年度から2019年度までの着床式及び浮体式の調達価格**（浮体式は2020年度も同じ）**における想定値を用いる**こととした。

洋上風力の将来（2030年）の発電コストの考え方

- 洋上風力発電については、再エネ海域利用法に基づき、これまでに、浮体式の公募が1か所の促進区域（最大受電電力の限度は2.1万kW）で行われ、現在、着床式が3か所（4区域）の促進区域（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）の合計は151.5万kW）で公募が行われている。これらの促進区域の容量をふまえ、**2030モデルプラントについては、着床式に焦点をあてることとした。**
- 現在、着床式について公募が行われている3か所（4区域）では、**供給価格上限額 が29 円 /kWh**に設定されている。当該供給価格上限額を算定するに当たり設定された各想定値は、**調達価格等算定委員会において、現時点における実データの限界等を踏まえつつ、国内外価格差や適正な利潤を加味して設定されたものである。費用効率的な事業が実施される場合を想定して設定されたものの、最終的に選定される事業者は、当該上限価格を前提に公募に参加することになる。**
- これらの促進区域で実施される事業は、公募期間やその後の審査・評価プロセス、事業者選定後のFIT認定申請期限等を考慮すると、当該区域で選定された事業者がFIT認定を取得するのは2022年度前後。その後、FIT認定を受けた日から起算して8年間を上限として事業者が自ら設定する運転開始予定日までに運転を開始することになると考えられるため、**これらの促進区域で実施される事業が開始されるタイミングは2030年頃と考えられる。**
- そこで、**2030年モデルプラントの諸元は、上記の供給価格上限額29円/kWhを算定するに当たり設定された各想定値を用いることとした。**

再生可能エネルギー

洋上風力の足下（2020年）と将来（2030年）のモデルプラントの諸元

		2020年 モデルプラント	2030年 モデルプラント
モデルプラントの規模（出力）		35万kW	
設備利用率		30%	33.2%
稼働年数		20年、25年	
資本費	建設費	51.5万円/kW ※ 調達価格等算定委員会で2014年度から2019年度までの洋上風力の調達価格36円/kWhの算定にあたり想定した建設費から接続費用相当分（接続費用3～7万円/kWの中間値である5万円/kW）を除いたもの。	50.7万円/kW ※ 供給価格上限額29円/kWhを算定するにあたり想定した資本費（51.2万円/kW）（廃棄等費用は含まない）から、陸上変電所より電力系統連系点側の範囲について要する接続費を考慮する観点から接続費の一部として追加的に考慮されている額（0.5万円/kW）を除いたもの。
	設備の廃棄費用	5%（対建設費）	10.7万円/kW ※ 国際的な認証機関であるDNV-GLが着床式洋上風力の撤去費用として試算した海洋における施工費の70%を使用。
運転維持費		2.25万円/kW/年	1.84万円/kW/年
その他	IRR相当政策経費	IRR（税引前）10%	

再生可能エネルギー

中水力の足下（2020年）及び将来（2030年）の発電コストの考え方

- 【モデルプラントの規模】
- 「中水力」は、前述のとおり、2015年検証において「一般水力」としていたものについて、実際の電源の設置状況を踏まえて「中水力」と変更するもの。モデルプラントの規模について、一般水力では12,000kWとしていたが、中水力では、FIT調達価格の中水力の区分が1,000kW以上5,000kW未満および5,000kW以上30,000kW未満となっていることを踏まえ、**5,000kW**とすることとした。
- 【モデルプラントの発電コストの考え方】
- 中水力の定期報告等による中央値・平均値は、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」にあるとおり、調達価格における想定値と比較し、資本費は同水準または下回る傾向、運転維持費は同水準または上回る傾向、設備利用率は上回る傾向にあり、今後、同委員会では、2023年度以降の各想定値の見直しを含めて検討することとなっている。
 - ただし、中水力の実績データは分散が大きい。これも踏まえ、**今回の検証における中水力のモデルプラント（足下2020年および将来2030年）では、建設費、運転維持費、設備利用率について、定期報告等による中央値および平均値を参照した諸元を用いる**こととした。具体的には、以下のとおり。

項目	値	参照データの考え方
建設費	33～90万円/kW	調達価格等算定委員会における資本費（ここでは廃棄費用は含まない）（新設）の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（接続費用については、建設費（資本費）からの切り分けが困難であるため、接続費用を含む）（2020年9月23日までに報告された定期報告データを対象に分析）
運転維持費	1.0～2.1万円/kW/年	調達価格等算定委員会における運転維持費の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（2020年9月23日までに報告されたすべての定期報告データを対象に分析。）
設備利用率	60%	調達価格等算定委員会における設備利用率の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（データ取得期間：2019年6月～2020年5月）

小水力・地熱・バイオマス（木質専焼）の発電コストの考え方

【モデルプラントの規模・諸元】

- 小水力、地熱、バイオマス（木質専焼（未利用材））について、モデルプラントの規模は、それぞれ、2015年検証時と同一とした。諸元は、各電源の2020年度の調達価格を算定するための想定値を用いることとした

【モデルプラントの発電コストの考え方】

- 現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、適地が限定的等によりコストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、2030年モデルプラントの諸元についても、2020年モデルプラントと同じ諸元を用いる（横置きにする）こととした。

	小水力			地熱		バイオマス（木質専焼）	
項目	値		参照データの考え方	値	参照データの考え方	値	参照データの考え方
建設費	80～100万円/kW （1.6～2.0億円）		調達価格等算定委員会で想定している資本費より（接続費用については、建設費（資本費）からの切り分けが困難であるため、接続費用を含む）	79万円/kW （237億円）	調達価格等算定委員会より	39.8万円/kW （22.67億円）	調達価格等算定委員会で想定している資本費から接続費用 7 千万円を除いたもの
運転維持費	人件費	700万円/年	調達価格等算定委員会より	3.3万円/kW/年	調達価格等算定委員会より	2.7万円/kW/年	調達価格等算定委員会より
	修繕費	3%／年（建設費における比率）					
	諸費						
	業務分担費	14%／年（直接費における比率）					
設備利用率	60%		調達価格等算定委員会より	83%	調達価格等算定委員会（所内率を考慮する前の設備利用率）より	87%	調達価格等算定委員会（稼働日も考慮した設備利用率。ただし、所内率は考慮前）より

政策経費の考え方（電源別の総発電量）

【2020年】

○固定価格買取制度（FIT制度）の対象電源については、2019年度までの既導入量にFIT認定未稼働の稼働量を加えた合計設備容量をもとに、各電源の設備利用率を用いて発電電力量を算出した。

	設備利用率	時間	既導入量（GW） （2019年度まで）	FIT認定未稼働 の稼働（GW）	合計 （GW）	発電量 （億kWh）
太陽光	14.2%	8760	55.8	18	73.9	919
陸上風力	21.7%	8760	4.2	4.8	9.0	170
洋上風力	33.2%	8760	0.0	0.7	※	※
地熱	52.8%	8760	0.6	0.03	※	※
中小水力	60%	8760	9.8	0.2	10	524
バイオマス	68.1%	8760	4.5	2.3	6.8	404

※洋上風力及び地熱については、予算関連施策経費の大部分が今後の開発拡大のためのものであるため、他の電源との比較が難しいことから、ここでは2030年の各電源種の年間総発電電力量を用いる。

【2030年】

○基本政策分科会でエネルギーミックスが決定され次第、発電電力量を試算。

【2020年の政策経費(予算関連政策経費部分)】

	太陽光	陸上風力	洋上風力	地熱	中小水力	バイオマス
(A)政策経費 （令和2年度予算） （億円）	77	81	76	139	127	108
(B)年間総発電電力量 （億kWh）	919	170	※	104	524	404
(A) / (B) （円/kWh）	0.08	0.48	—	3.09	0.15	0.27

【2030年の政策経費(予算関連政策経費部分)】

	太陽光	陸上風力	洋上風力	地熱	中小水力	バイオマス
(A)政策経費 （令和2年度予算） （億円）	77	81	76	139	127	108
(B)年間総発電電力量 （億kWh）	※基本政策分科会でエネルギーミックスが決定次第 発電電力量を試算。					
(A) / (B) （円/kWh）	—	—	—	—	—	—

(参考) 2015年WGモデルプラントと調達価格想定値 (太陽光)

<太陽光 (2015WG:住宅用／調達価格:10kW未満)>

<太陽光 (2015WG:メガソーラー／調達価格:50kW以上250kW未満※)>

		2015年WG 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値
資本費	建設費 (システム費)	36.4万円/kW	29.0万円/kW
	接続費用	—	—
	廃棄費用	5% (対建設費)	—
運転維持費	人件費	—	0.30万円/kW/年
	修繕費	0.360万円/kW/年	
	諸費	—	
	業務分担費	—	
	土地賃借料	—	
租税	固定資産税	—	—
	事業税	—	—
その他	出力	4kW	10kW未満
	設備利用率	12%	13.7%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数 (調達期間)	20, 25年	10年価格支援
	適正な利潤 (税引前IRR)	(割引率3%)	3.2%

		2015年WG 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値
資本費	建設費 (システム費+土地造成費)	29.4万円/kW	14.6万円/kW
	接続費用	—	1.35万円/kW
	廃棄費用	5% (対建設費)	1万円/kW
運転維持費	人件費	0.370万円/kW/年	0.5万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料	—	
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	2,000kW	50kW以上 250kW未満
	設備利用率	14%	17.2%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数 (調達期間)	20, 25年	20年価格支援
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	4%

※ 地域活用要件のない入札対象外の事業用太陽光の範囲

(参考) 2015年WGモデルプラントと調達価格想定値（風力）

<陸上風力>

		2015年WG 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値
資本費	建設費	28.4万円/kW	28.2万円/kW※
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5%（対建設費）	5%（対建設費）
運転維持費	人件費	0.600万円/kW/年	0.93万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	20,000kW	全規模
	設備利用率	20%	25.6%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数（調達期間）	20, 25年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	8%

※ なお、新設区分から接続費相当を控除する考え方で資本費を想定している
リプレース区分では、建設費の想定値は27.4万円/kW。

<洋上風力>

		2015年WG 2020年 モデルプラント※ ¹	2019年度 調達価格の 想定値※ ²
資本費	建設費	51.5万円/kW	56.5万円/kW
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5%（対建設費）	5%（対建設費）
運転維持費	人件費	2.25万円/kW/年	2.25万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	30,000～ 100,000kW	全規模
	設備利用率	30%	30%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数（調達期間）	20, 25年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	10%

※ 洋上風力（着床式）は2014年モデルプラントがないため2020年モデルプラント。

※ 2020年度の洋上風力（着床式）は入札制だったため、運転開始までのリードタイムがあることも踏まえつつ、2014年度から2019年度までの着床式及び浮体式（浮体式は2020年度も同じ）の調達価格における想定値を記載している。

(参考) 2015年WGモデルプラントと調達価格想定値 (中小水力)

<水力 (2015WG:一般水力/調達価格:中水力)>

		2015年WG 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値※
資本費	建設費	64万円/kW	69～93.2万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5% (対建設費)	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	2000万円	0.95万円/kW/年
	修繕費	0.9% (対建設費)	
	諸費	0.1% (対建設費)	
	業務分担費	13.3% (対直接費)	
	土地賃借料	—	
水利使用料		997.44万円/年	—
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	12,000kW	1,000kW以上 20,000kW未満
	設備利用率	45%	45%
	所内率	0.4%	0.4%
	法定耐用年数	40年	22年
	稼働年数/ 価格支援年数 (調達期間)	40, 60年	20年買取
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	7%

※ 1,000kW以上5,000kW未満及び5,000kW以上30,000kW未満の区分等における調達価格の想定値を記載している。

<小水力>

		2015年WG 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値※
資本費	建設費	80～100万円/kW	80～100万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5% (対建設費)	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	700万円/年	700万円/年
	修繕費	1% (対建設費)	3% (対建設費)
	諸費	2% (対建設費)	
	業務分担費	14% (対直接費)	14% (対直接費)
	土地賃借料	—	—
水利使用料		26万円/年	26万円/年
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	200kW	1,000kW未満 (200kW)
	設備利用率	60%	60%
	法定耐用年数	22年	22年
	稼働年数/ 価格支援年数 (調達期間)	30, 40年	20年買取
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	7%

※ 200kW未満及び200kW以上1,000kW未満の区分等における調達価格の想定値を記載している。

(参考) 2015年WGモデルプラントと調達価格想定値 (地熱・バイオマス)

<地熱>

	2015年WG 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値
資本費	建設費	79万円/kW
	接続費用	—
	廃棄費用	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	3.3万円/kW/年
	修繕費	
	諸費	
	業務分担費	
	土地賃借料	
租税	固定資産税	1.40%
	事業税	—
その他	出力	30,000kW
	設備利用率	83%
	所内率	11%
	法定耐用年数	15年
	稼働年数／ 価格支援年数 (調達期間)	30, 40, 50年
	適正な利潤 (税引前IRR)	—

<バイオマス (木質専焼 (未利用材)) >

	2015年WG 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値
資本費	建設費	39.8万円/kW
	接続費用	—
	廃棄費用	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	2.7万円/kW/年
	修繕費	
	諸費	
	業務分担費	
	土地賃借料	
燃料費	燃料価格	12,000円/t
	燃料諸経費	750円/t
	必要な燃料量	下記設備利用率 のとき、60,000t
租税	固定資産税	1.40%
	事業税	—
その他	出力	5,700kW
	設備利用率	50, 60, 70, 80, 87%
	所内率	16%
	法定耐用年数	15年
	稼働年数／ 価格支援年数 (調達期間)	20, 30, 40年
	適正な利潤 (税引前IRR)	—

目次

I. 総論

II. 各論

(1) 再生可能エネルギー

(2) 火力発電

(3) 原子力発電

(4) コージェネ・燃料電池

(5) 統合コスト

足下（2020年）及び将来（2030年）の発電コストの考え方

- 石炭火力、LNG火力、石油火力の発電コストの算定については、2015年検証時の考え方を踏襲しつつ、データを最新のものに更新することが中心。

【算定方法と諸元】

①モデルプラントの諸元

- 直近（前年度以前）に稼働した発電所（サンプルプラント、4基）の諸元を平均した値を採用。

②化石燃料価格の見通し

- 2020年の価格は各燃料のCIF 価格の2019年平均値。2021年以降2030年までは、IEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオ（STEPS）、持続可能開発シナリオ（SDS）の価格トレンドを採用。標準ケースとしてSTEPSのデータを採用。

③CO2対策費用の見通し

- 化石燃料価格見通しの標準ケースとしたIEA「World Energy Outlook」のSTEPSのデータと整合させる形で、同報告書における「EU STEPS」の価格見通しを採用。

④技術革新（熱効率向上）の見通し

- 石炭、LNG、石油ごとに、政府の計画に沿った技術革新を見込む。

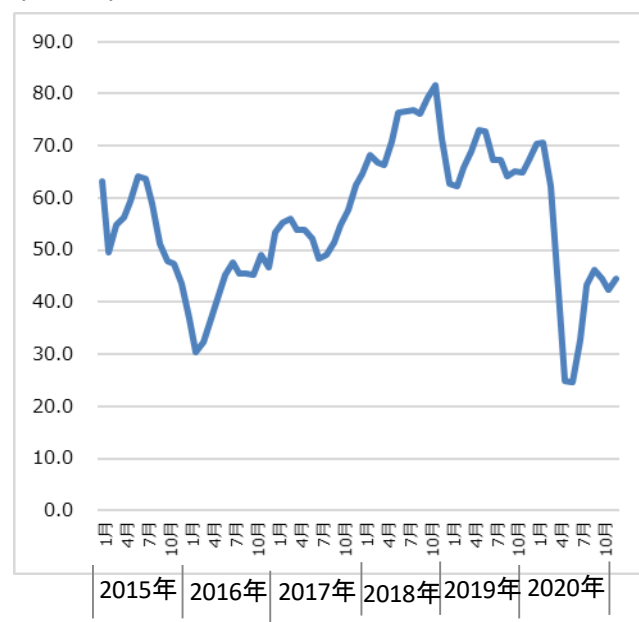
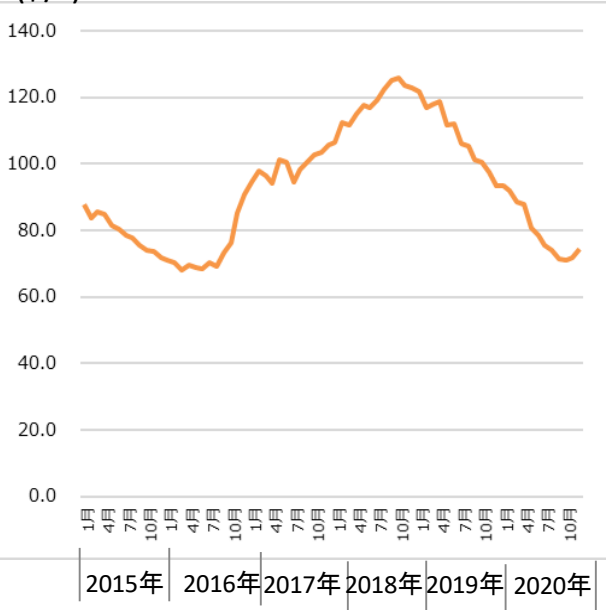
石炭、LNG、石油火力発電のサンプルプラントと諸元

	2021年コスト検証 サンプルプラント	2015年コスト検証 サンプルプラント
石炭火力発電所	モデルプラント規模70万kW、熱効率43.5%、設備利用率70%、稼働年数40年 (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所) ・常陸那珂共同火力(60万kW、2021年) ・竹原1号(60万kW、2020年) ・能代3号(60万kW、2020年) ・松浦2号(100万kW、2019年)	モデルプラント規模：80万kW、熱効率：42%、設備利用率70%、稼働年数40年 ・磯子新2号(60万kW、2009年) ・舞鶴2号(90万kW、2010年) ・広野6号(60万kW、2013年) ・常陸那珂2号(100万kW、2013年)
L N G火力発電所	モデルプラント規模85万kW、熱効率54.5%、設備利用率70%、稼働年数40年 (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所) ・石狩湾新港1号(56.9万kW、2019年) ・富山新港1号(42万kW、2018年) ・西名古屋7-1号(119万kW、2017年) ・西名古屋7-2号(119万kW、2018年)	モデルプラント規模：140万kW、熱効率：52%、設備利用率70%、稼働年数40年 ・川崎1号系列(150万kW、2009年) ・富津4号系列(152万kW、2010年) ・上越1号系列(119万kW、2013年) ・姫路第二新1～3号(146.1万kW、2013年)
石油火力発電所	モデルプラント規模40万kW、熱効率39%、設備利用率70%、稼働年数40年 (モデルプラント算出の根拠となる4発電所(注1)) ・尾鷲三田3号(50万kW、1987年) ・宮津1号(37.5万kW、1989年) ・宮津2号(37.5万kW、1989年) ・知内2号(35万kW、1998年)	モデルプラント規模：40万kW、熱効率：39%、設備利用率70%、稼働年数40年 ・尾鷲三田3号(50万kW、1987年) ・宮津1号(37.5万kW、1989年) ・宮津2号(37.5万kW、1989年) ・知内2号(35万kW、1998年)

(注1) 石油火力は、震災後に建設されたものもあるが、これらは小規模の緊急設置電源やガス火力転換を目指した軽油利用のもの。これらを石油火力の諸元として採用することは、誤解を生じ得る。このため、2011年及び2015年コスト検証と同様の整理に従い、ガス転換等を想定せず、「石油火力」として建設されたプラントの諸元を採用している。

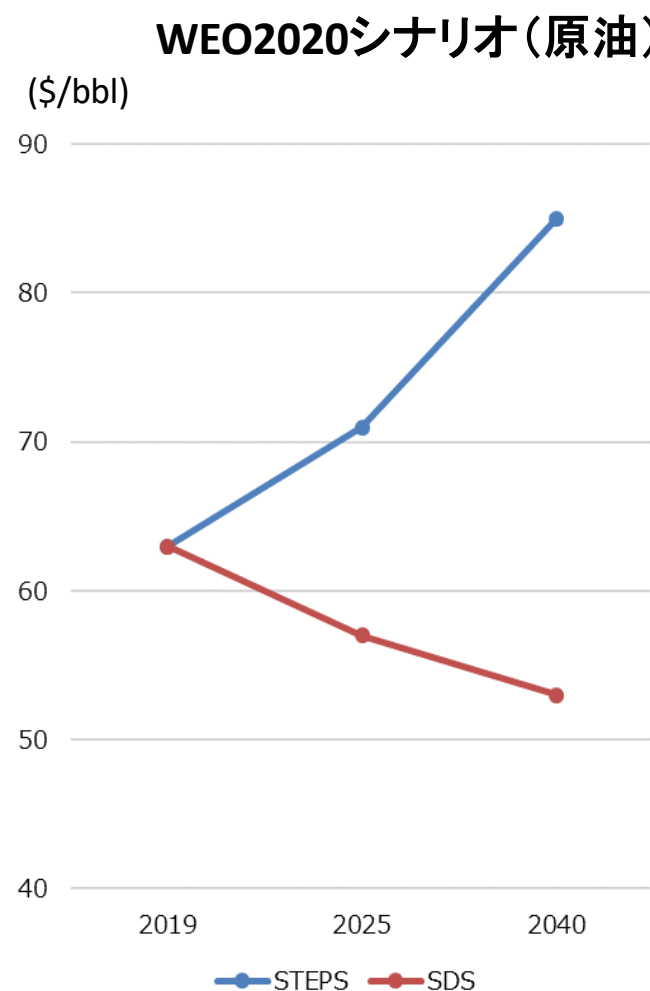
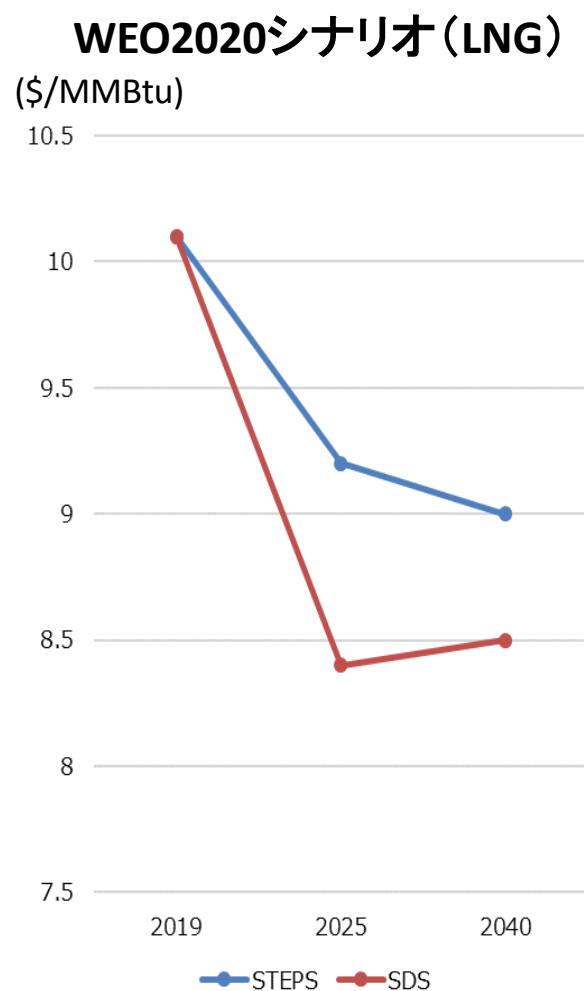
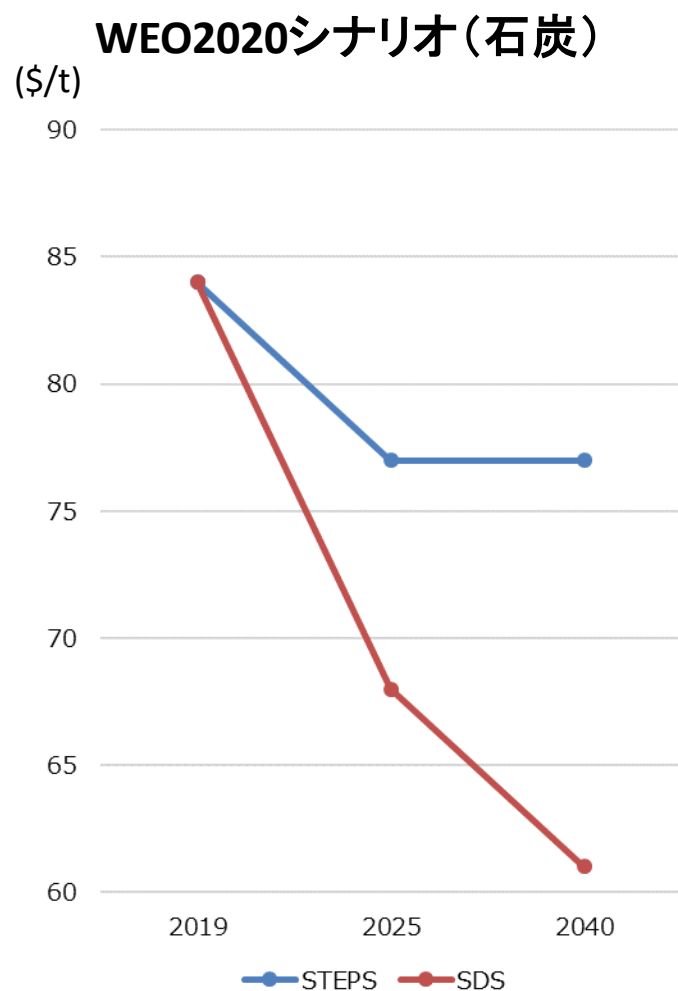
(注2) 太陽光、風力は、直近に建設が多数集中しているため、直近4発電所ではなく、最頻値の発電所諸元を踏まえてモデルプラントを設定。

- ① 為替 : 105.24円/\$ (2014年平均) → 109.10円/\$ (2019年平均) / 107.00円/\$ (2020年平均)
- ② 燃料価格 : 石炭 98.00\$/t (2014年平均) → 108.58\$/t (2019年平均) / 79.85 \$/t (2020年平均)
- LNG 842.45\$/t (2014年平均) → 512.99 \$/t (2019年平均) / 403.21 \$/t (2020年平均)
- (9.84\$/MMBtu (2019年平均) / 7.73 \$/MMBtu (2020年平均))
- 原油 105.18 \$/bbl (2014年平均) → 66.82 \$/bbl (2019年平均) / 45.72 \$/bbl (2020年平均)



化石燃料価格の考え方②（将来の価格見通し）

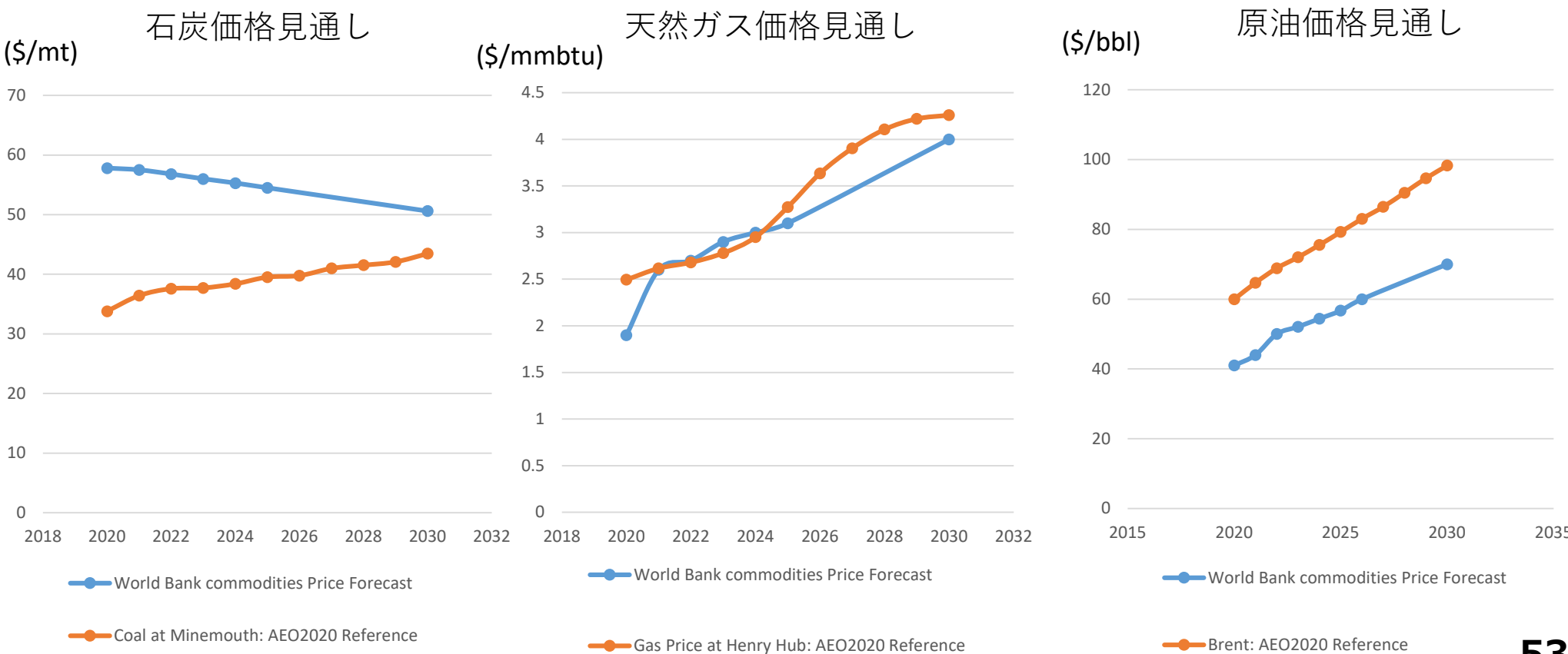
- IEA「World Energy Outlook 2020」（WEO2020）における、公表済政策シナリオ（STEPS）及び持続可能開発シナリオ（SDS）の価格トレンドを利用して、将来価格を推計。
- STEPSを標準ケースとして設定。



(参考) 各国政府・国際機関における化石燃料価格の見通し

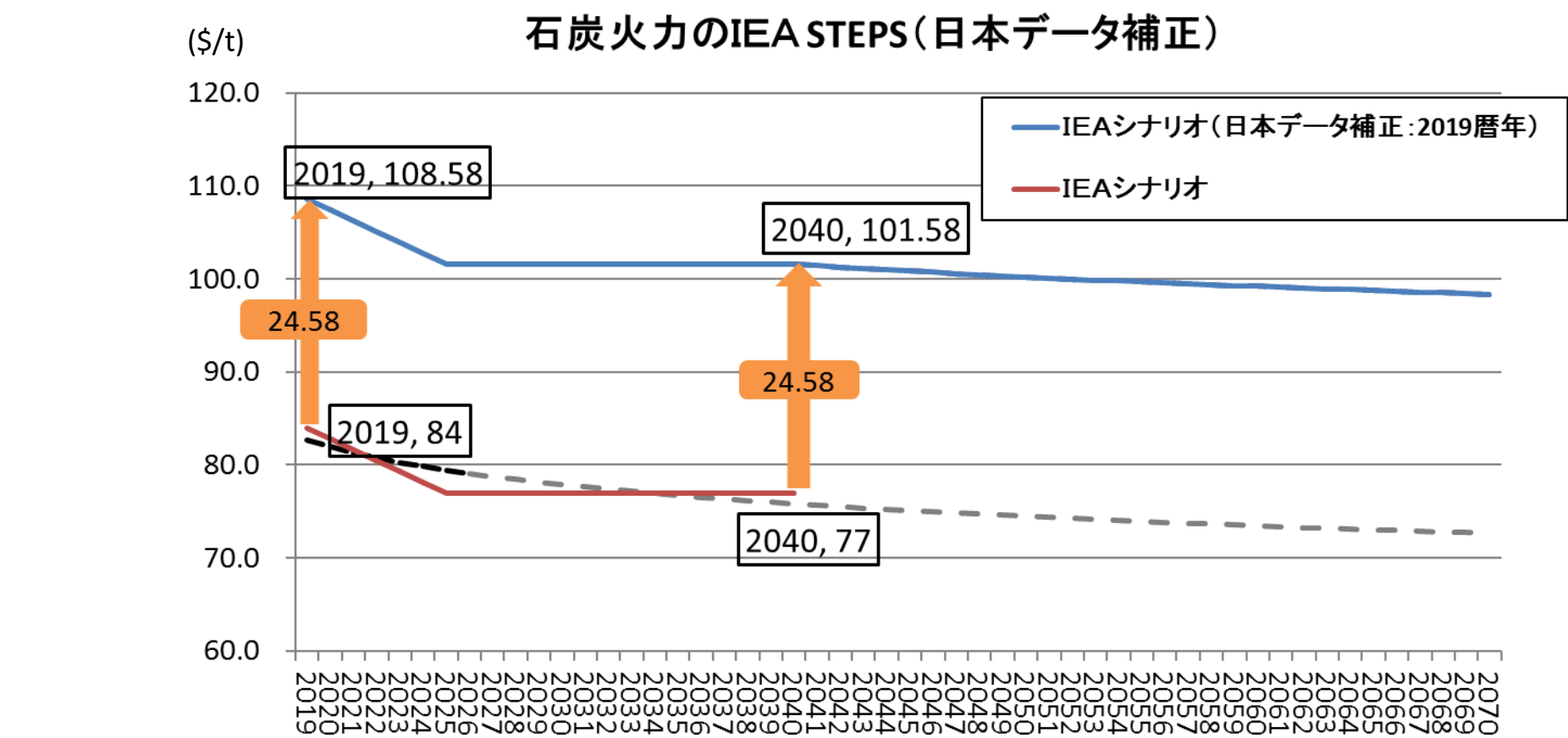
各国政府、国際機関レポートにおける今後の化石燃料価格の見通しは下記の通り。

- 米国エネルギー省エネルギー情報局（EIA）「Annual Energy Outlook 2021」
原油価格、天然ガス価格、石炭価格について2020年から2050年にかけて上昇するトレンドを提示。
- 世界銀行「World Bank Commodity Prices Forecast」
原油価格、天然ガス価格について2030年まで上昇するトレンドを提示。



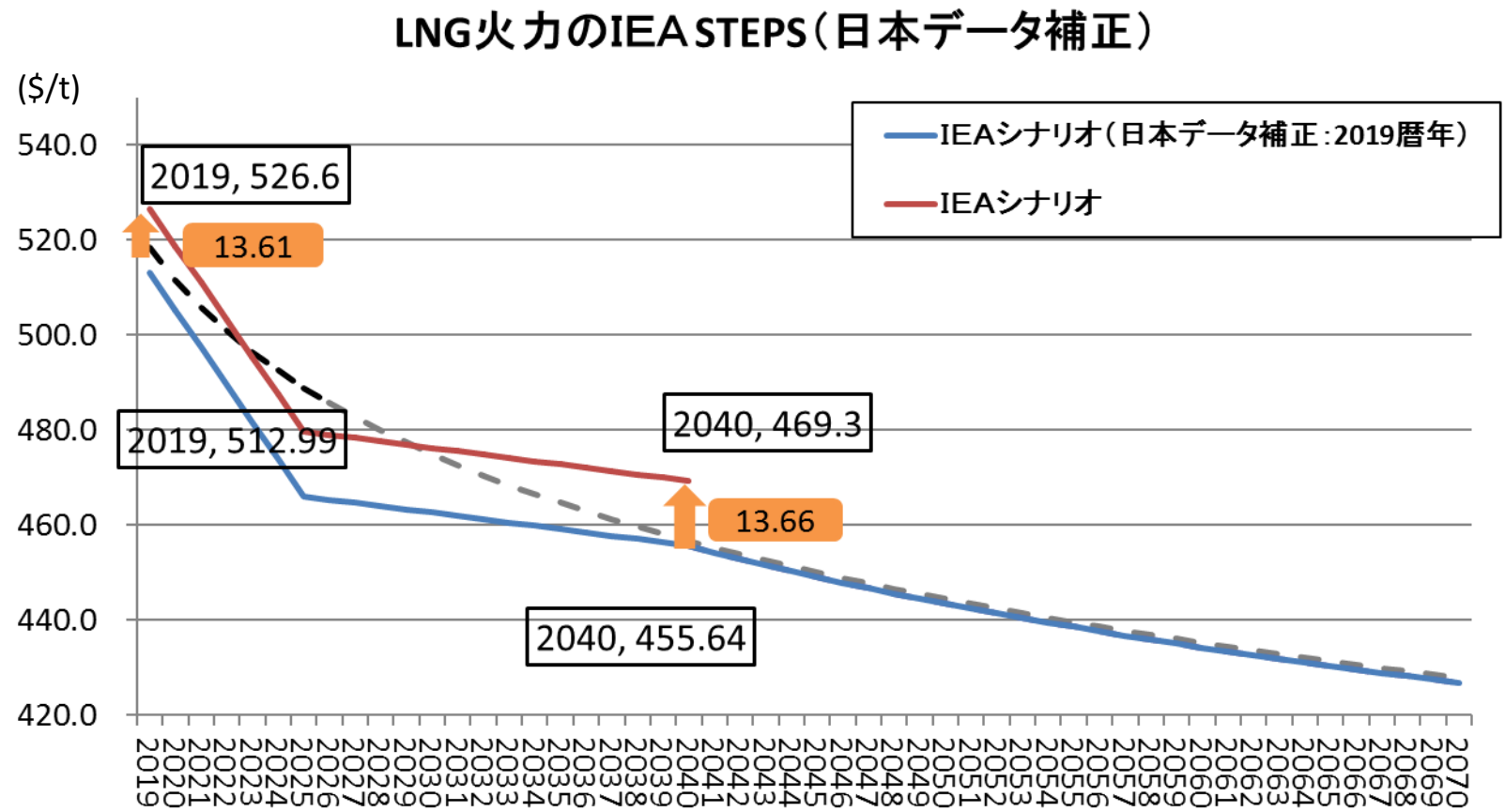
火力発電
石炭火力 燃料価格の見通し

- 初年度（2020年）の石炭価格は、WEO2020にデータが無いため、日本の実際の石炭価格を採用。
- 2025年と2040年の価格は、WEOの価格データをそのまま利用。
- 2025年までと、2025年～2040年の間は、価格が直線的に推移すると仮定。
 - 2021年～2024年の価格は、WEO2020にデータがある2019年の石炭価格を、日本の実際の2019年の石炭価格で補正した上で、2025年価格と結ぶことで導出。
- 2040年以降の価格は、2019年と2040年の価格を対数回帰して得られたトレンドを延長して採用。



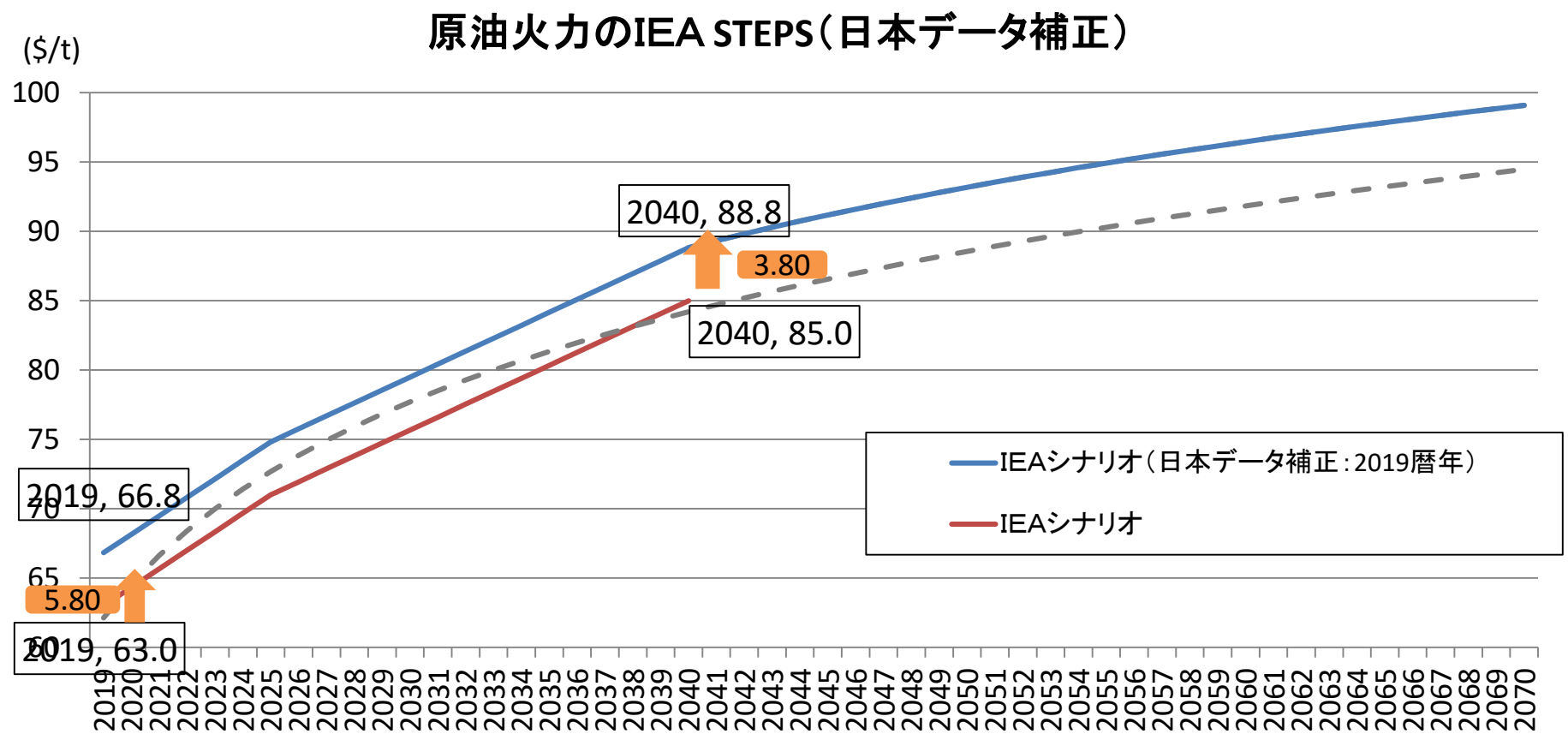
火力発電
天然ガス火力 燃料価格の見通し

- 初年度（2020年）のLNG価格は、WEO2020にデータが無いため、日本の実際のLNG価格を採用。
- 2025年と2040年の価格は、WEOの価格データをそのまま利用。
- 2025年までと、2025年～2040年の間は、価格が直線的に推移すると仮定。
 - 2021年～2024年の価格は、WEO2020にデータがある2019年のLNG価格を、日本の実際の2019年の石炭価格で補正した上で、2025年価格と結ぶことで導出。
- 2040年以降の価格は、2019年と2040年の価格を対数回帰して得られたトレンドを延長して採用。



火力発電
石油火力 燃料価格の見通し

- 初年度（2020年）の原油価格は、WEO2020にデータが無いため、日本の実際の原油価格を採用。
- 2025年と2040年の価格は、WEOの価格データをそのまま利用。
- 2025年までと、2025年～2040年の間は、価格が直線的に推移すると仮定。
 - 2021年～2024年の価格は、WEO2020にデータがある2019年の原油価格を、日本の実際の2019年の石炭価格で補正した上で、2025年価格と結ぶことで導出。
- 2040年以降の価格は、2019年と2040年の価格を対数回帰して得られたトレンドを延長して採用。



足下（2020年）のCO2対策費の考え方

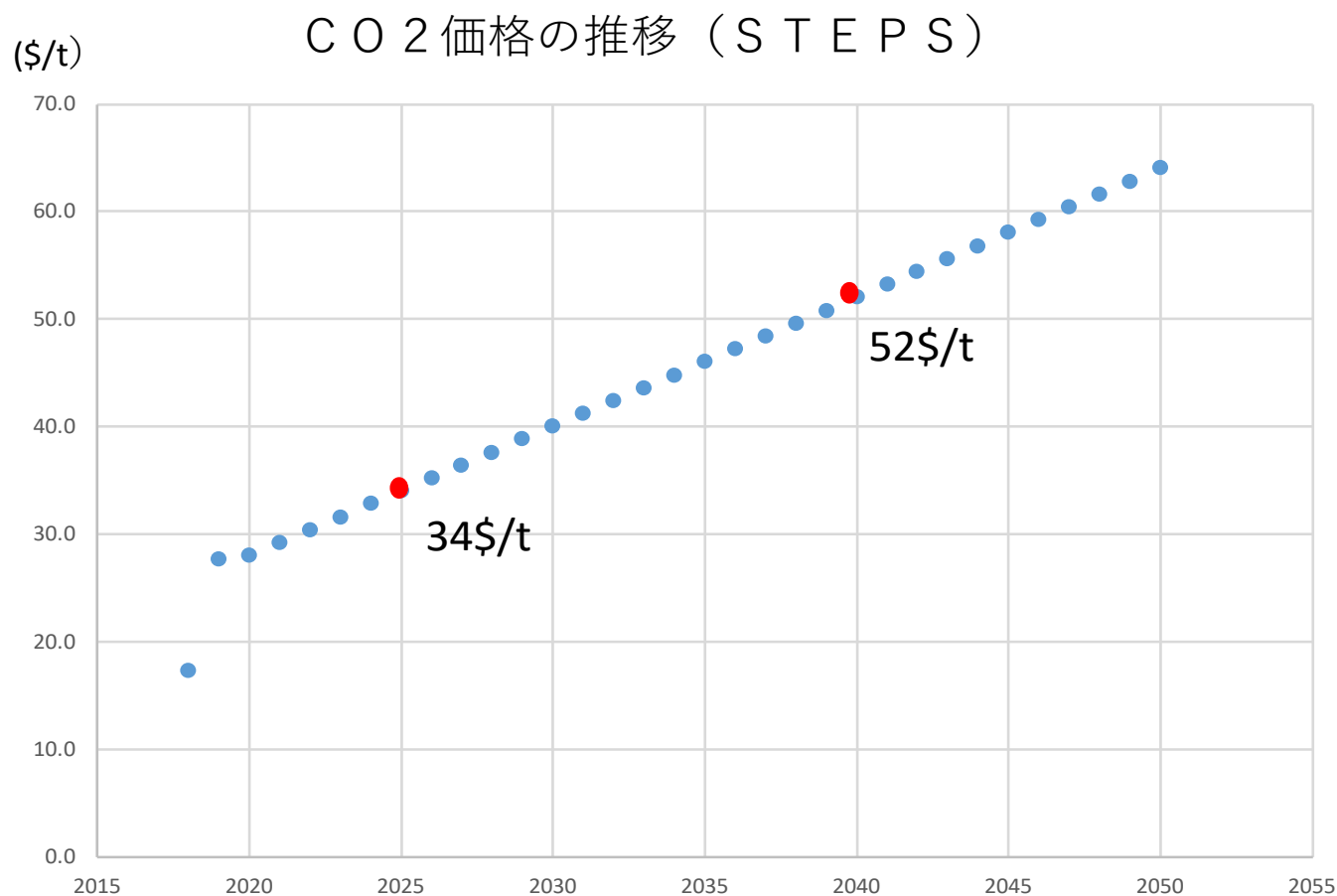
- 2020年のCO2対策費については、欧州の代表的な排出量取引市場（EU-ETS）の値から推計。
- 本検証時点では、2020年の平均価格は未公表のため、2019年平均価格（27.7ドル/トン）を基に、IEA「World Energy Outlook 2020」における「公表済政策シナリオ（STEPS）のトレンドを用いて推計（28.0ドル/トン）。

EU-ETSの価格推移



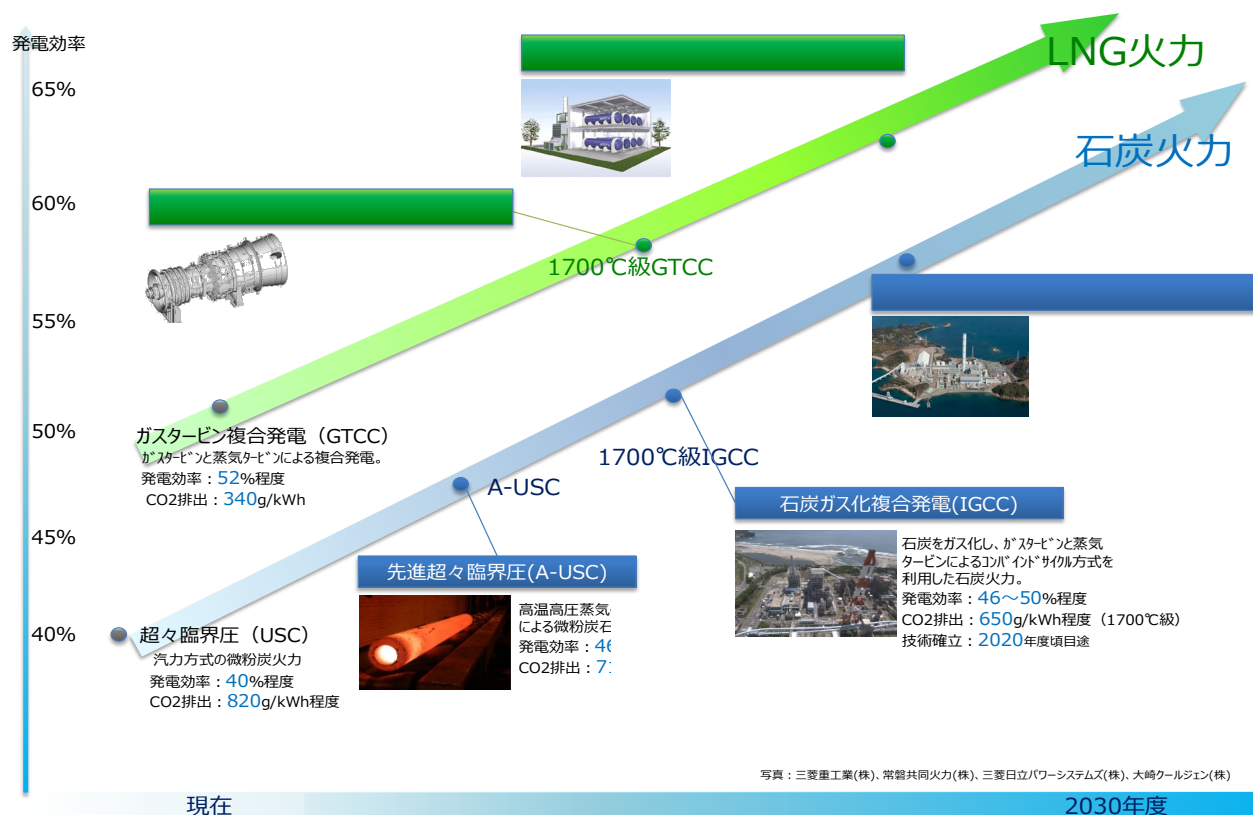
将来（2030年）のCO2対策費の考え方

- IEA「World Energy Outlook 2020」（WEO2020）における「公表済政策シナリオ」（STEPS）及び「持続可能開発シナリオ」（SDS）に示されたCO2価格を用いて、それぞれ推計。
- WEO2020には、2030年のCO2価格は示されておらず、2025年及び2040年の値のみ。このため、両方の値を直線で結び、2030年の値を導出。



技術革新による、将来（2030年）の価格低減の考え方

- 2020年と2030年モデルプラントについて、技術革新による発電コストの低減が期待される電源について、以下のとおり検証する。
 - 石炭火力については2020年モデルプラントにおいて超々臨界圧火力発電による約43.5%の発電効率を前提とし、現在、更なる熱効率向上に向けて石炭ガス化複合発電（IGCC）の技術実装が始まっていることから、2030年モデルプラントにおいて、IGCCの建設費や約50%の発電効率等を見込んでコストを試算。
 - LNG火力については、2020年モデルプラントは、1500℃級ガスタービンによる約54.5%の発電効率を前提とし、2030年のモデルプラントにおいては、1700℃級ガスタービンが実用化されているという前提で、約57%の発電効率が達成されるとして、コストを試算。

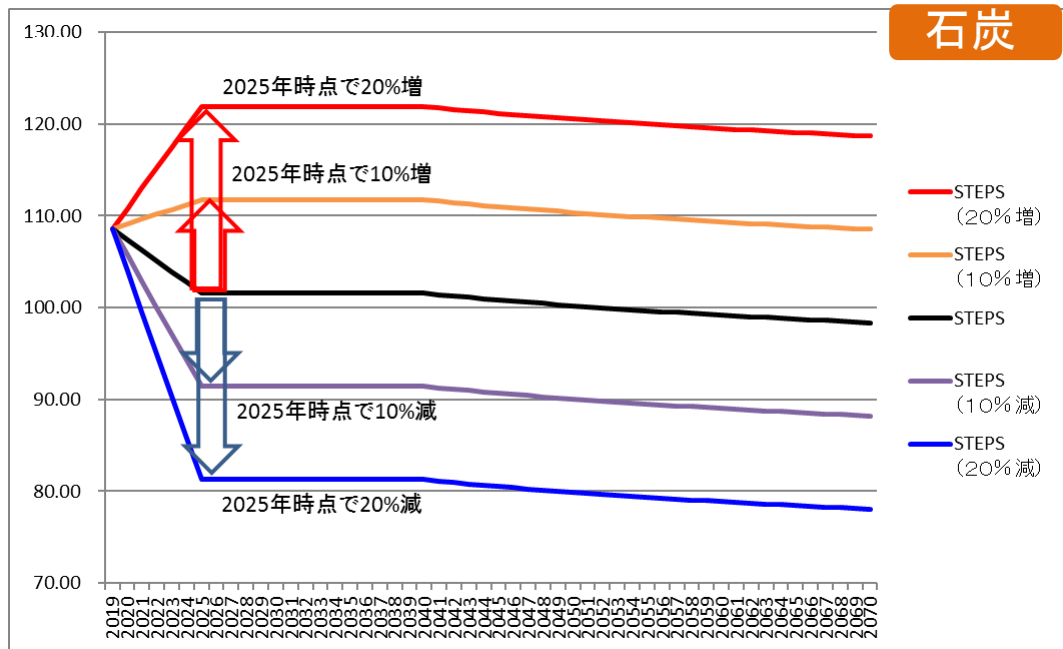


燃料価格の変動に伴う感度分析①（考え方）

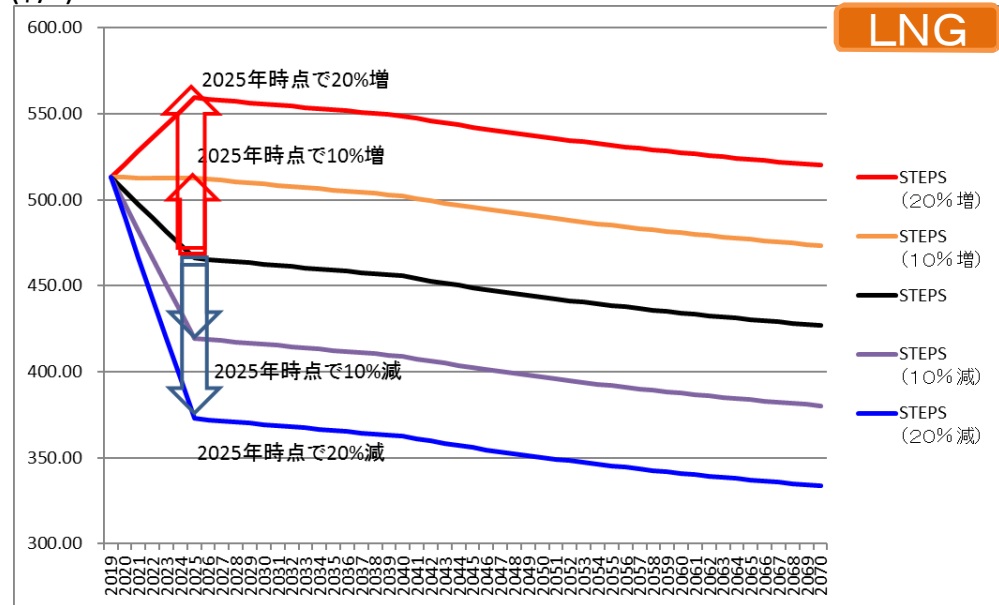
- 燃料価格については、上述したとおり、IEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオ（STEPS）の価格トレンドを用い、2019年及び2020年の日本通関CIF価格を使うことで日本の価格トレンドとして補正している。
- ただし、燃料価格を見通すことは困難であり、大きな変動も考えられる。このため、①2025年に各燃料の価格が±10%、±20%の変動があったと仮定して、4つのシナリオを設定、分析。
- 燃料価格は、2025年までは2025年価格へ収束し、それ以降は、標準シナリオと並行的に変動

燃料価格の変動に伴う感度分析②

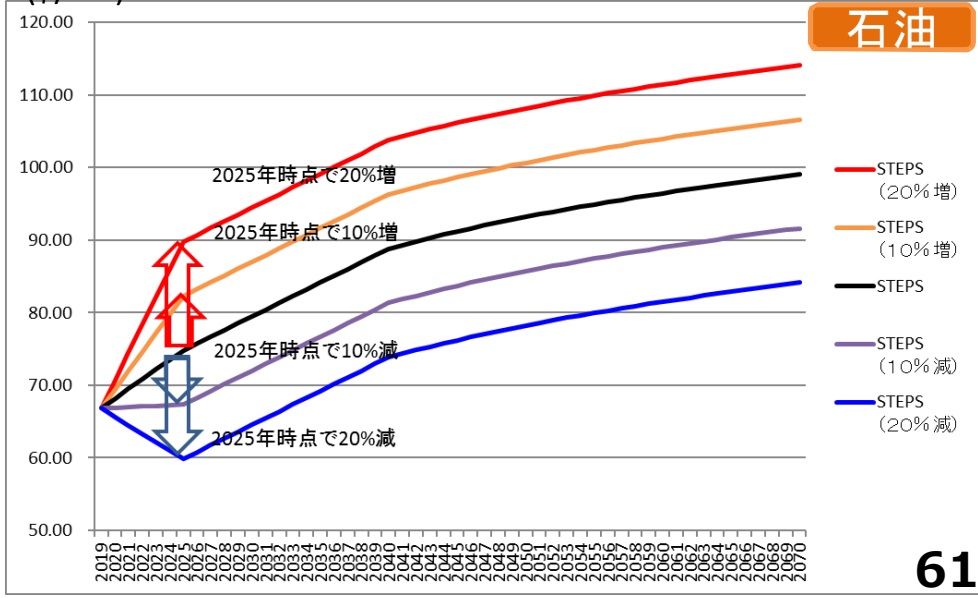
(\$/t)



(\$/t)



(\$/bbl)

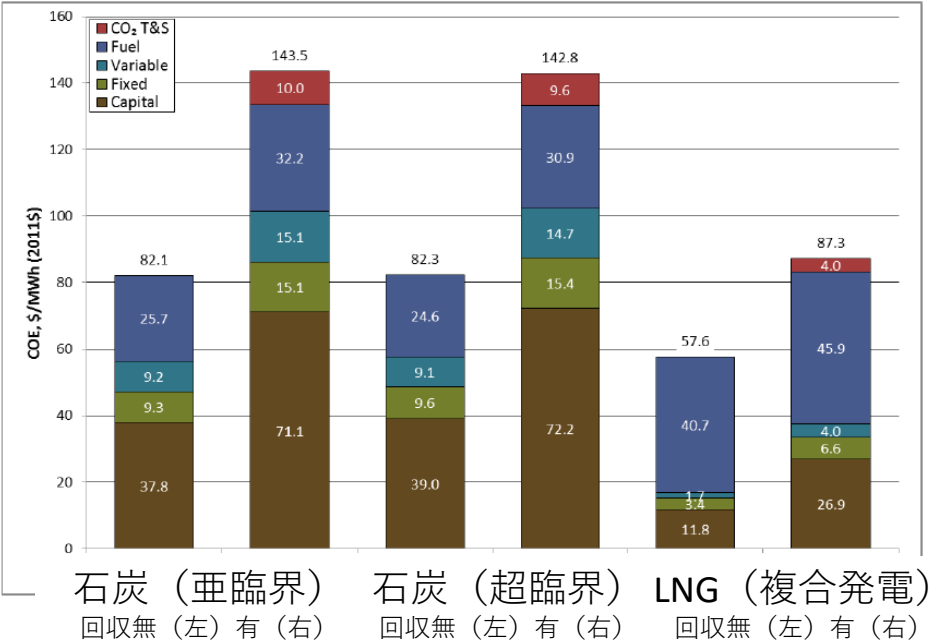


火力発電

(参考) CCS (CO2回収・貯留) の電力システム上の役割とコスト試算例

- IEAによると、電力システムの脱炭素化とカーボンニュートラルへの移行において、CCSは
 - ①分離回収施設の後付けにより火力発電の既存施設の有効利用が可能、②電力システム制御における柔軟性の提供、③バイオマス発電との組み合わせによるネガティブエミッション（大気からの二酸化炭素除去）において大きな役割を果たすと想定されている。
- 米国や英国では、電源セクターでのCCSのコスト計算もなされているところ。

【米国DOEの発電コスト試算例】



【英国の発電コスト試算例】

※分離回収施設の有無によるコスト比較

分離回収施設の有無におけるコスト	ガス複合発電 (分離回収)		石炭火力 (分離回収)	
	無	有	無	有
資本費 (€/kW)	550	1240	1480	2560
効率 (熱エネルギー評価法のLHVベース)	58.8	49.9	42.4	32.8
発電コスト (均等化発電原価) (€/MWh)	48	69	56	87
燃料関連コスト (€/MWh)	34	40	21	26

出典：Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a (DOE/NETL-2015/1723); ES-5

出典：ETI report, REDUCING THE COST OF CCS DEVELOPMENTS IN CAPTURE PLANT TECHNOLOGY; Fig.3

(参考) CCS (CO2回収・貯留) の国内外における実例

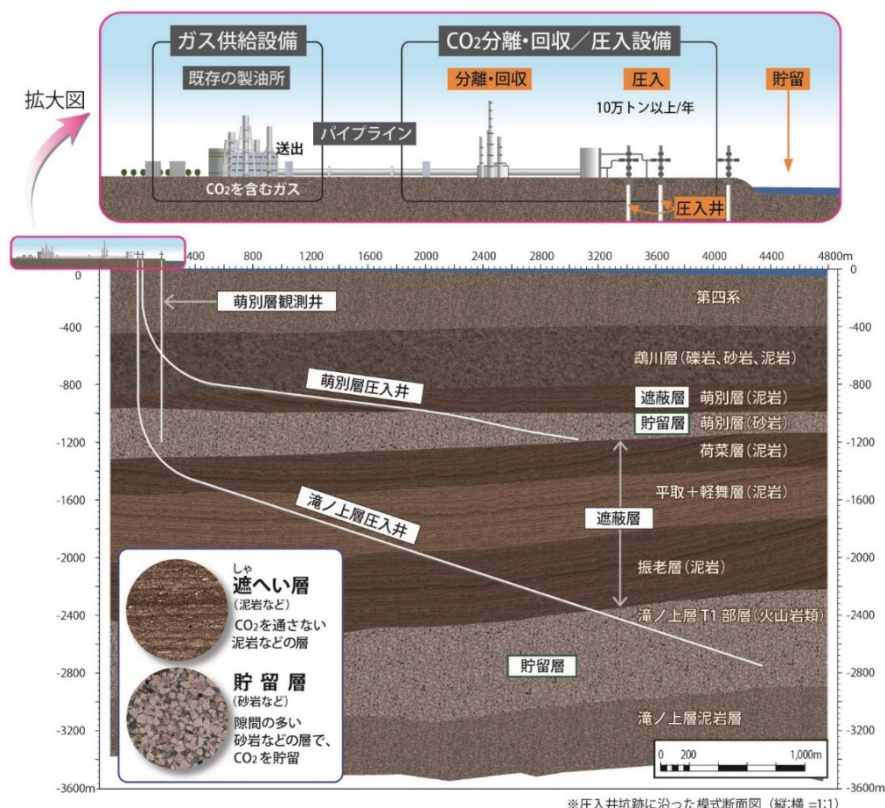
- 実用規模でのCCS実証を目的として、北海道苫小牧市で我が国初の大規模CCS実証試験を実施。2012年度から2015年度に実証設備を建設し、2016年度からCO2圧入を開始。地域社会と緊密に連携を取りつつ、**2019年11月に累計圧入量30万トン**を達成。

※苫小牧CCS実証におけるCO2は石油精製由来の排ガスを利用。

- 世界では26件のCCSプロジェクトが稼働。火力発電排ガスからのCCSは、米・加で2件実施。

※2020年11月末時点。※米国では現在停止中。

苫小牧CCS実証試験の全体像



海外でのCCS付火力発電の取組事例



Boundary Dam

2014操業開始
石炭火力発電排ガスから100 万
トン/年のCO2を回収し、陸域パイ
プラインで輸送し、EOR※に使用



Petro Nova

2017年操業開始
※現在停止中
石炭火力発電排ガスから140万ト
ン/年のCO2を回収し、陸域パイプ
ラインで輸送し、EOR※に使用



※EOR：Enhanced Oil Recovery (石油増進回収法)

(参考) CO2回収・貯留装置付火力 発電コストの考え方

今回の検証では、事業者へのインタビュー等をもとに、2030年時点で検討されるケースとして、以下の仮定をおいて試算。

- ①CO2の分離回収は、これまでの実証等の成果から得られた分離回収設備付の石炭火力・LNG火力・IGCCの発電・分離回収プラント
- ②CO2輸送は、海外等で実績のある20～200kmの陸上パイプライン
- ③貯留・モニタリングは、既に苫小牧CCUS実証での実施事例のある陸域から海底下への貯留

①分離・回収

検討対象

排出源	
発電	石炭火力発電
	LNG火力
	IGCC
	バイオマス発電
その他	燃料転換：天然ガス、水素、精油など
	製造：鉄、セメント、化学品など
	その他：廃棄物焼却、DACなど

コストの考え方

発電事業と分離回収が一体で実施されることが想定されるため、実証事業等で得られた知見を基に、発電と分離回収のコストをセットで検討。
(コスト検討事項) ※分離回収における追加分離回収施設の資本費、運転維持費、燃料費、熱効率の低下

②輸送

輸送方法	
陸域	タンクローリー
	鉄道
	陸上パイプライン（海外事例あり）
海域	海底パイプライン
	船舶輸送

(今後の検討事項)
排出源と貯留地が陸続きで近接しているとは限らないため、排出源と貯留地の柔軟性確保の観点からも、船舶輸送による長距離輸送技術の想定も必要。

輸送距離は排出源と貯留地の地理関係にもよるが、海外等で実績のある20～200kmの陸上パイプラインを想定
(コスト検討事項)
建設費（CO2昇圧施設・パイプライン）、昇圧に係る燃料費、修繕費

③貯留・モニタリング

※赤字が、本コスト検証における検討事項。

貯留施設	
陸域施設	陸域貯留
	陸上施設からの海底下貯留（実証実績あり）
海域施設	海上施設から海底下貯留（着床）
	海上施設から海底下貯留（浮体）

(今後の検討事項)
貯留地が陸地から離れている海底下にある場合や、地上に圧入施設を設置することがむずかしい場合は、海上（着床・浮体）からの貯留技術の想定も必要。

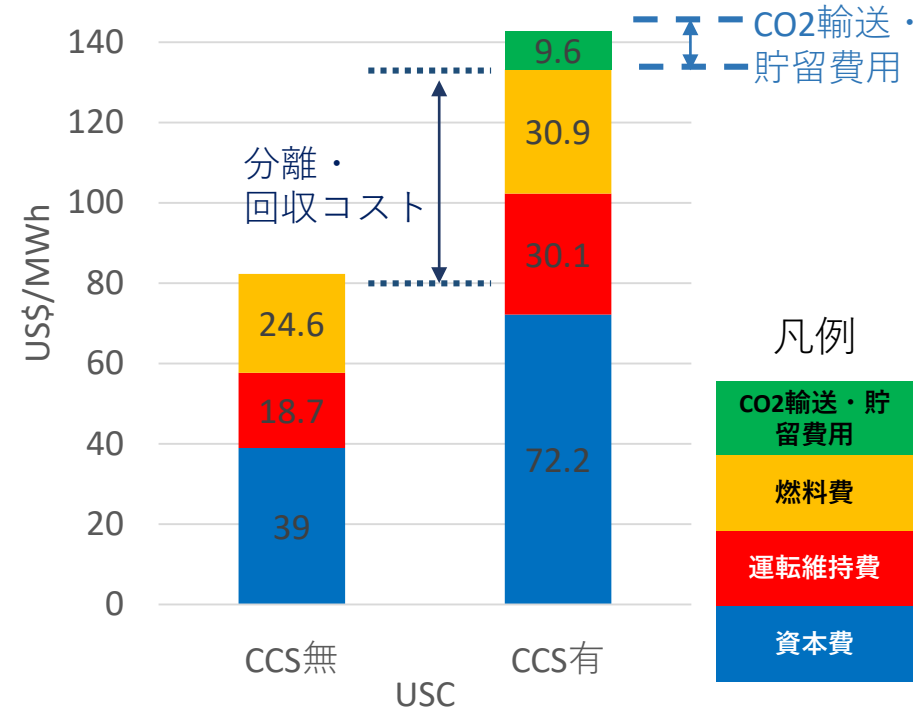
苫小牧CCS実証での実施事例のある、陸上施設からの海底下貯留（帯水層）を想定
(コスト検討事項)
建設費（掘削費用・圧入ポンプ・圧入井・建屋）、設備の廃棄費用、調査・モニタリング費用（事前・運転中・閉鎖後）、燃料費、修繕費

(参考) CCS (CO2回収・貯留) 費用の考え方②

- 発電プラントに分離回収施設を付けることにより、分離回収施設の建設費や分離回収費用、修繕費、燃料費が加算される。
- また、CO2対策費の代わりにCO2を貯留した場合のコストを試算し、「CO2貯留費用」として上乗せしてはどうか。

米国DOEの発電コスト試算例

- 【試算条件】
- 米国中西部の平地に建設される55万kW級の石炭火力発電所
 - 耐用年数30年
 - CO2分離装置；化学吸収法（Shell Cansolv）



CCS付火力発電のコスト

CO2貯留費用
CO2の貯留（昇圧・輸送・圧入・モニタリング）に係る費用。分離回収しきれなかった分（10%）のCO2は炭素価格に応じて上乗せ。

燃料費
通常の燃料費に加えて、分離回収に係る蒸気・電気代など

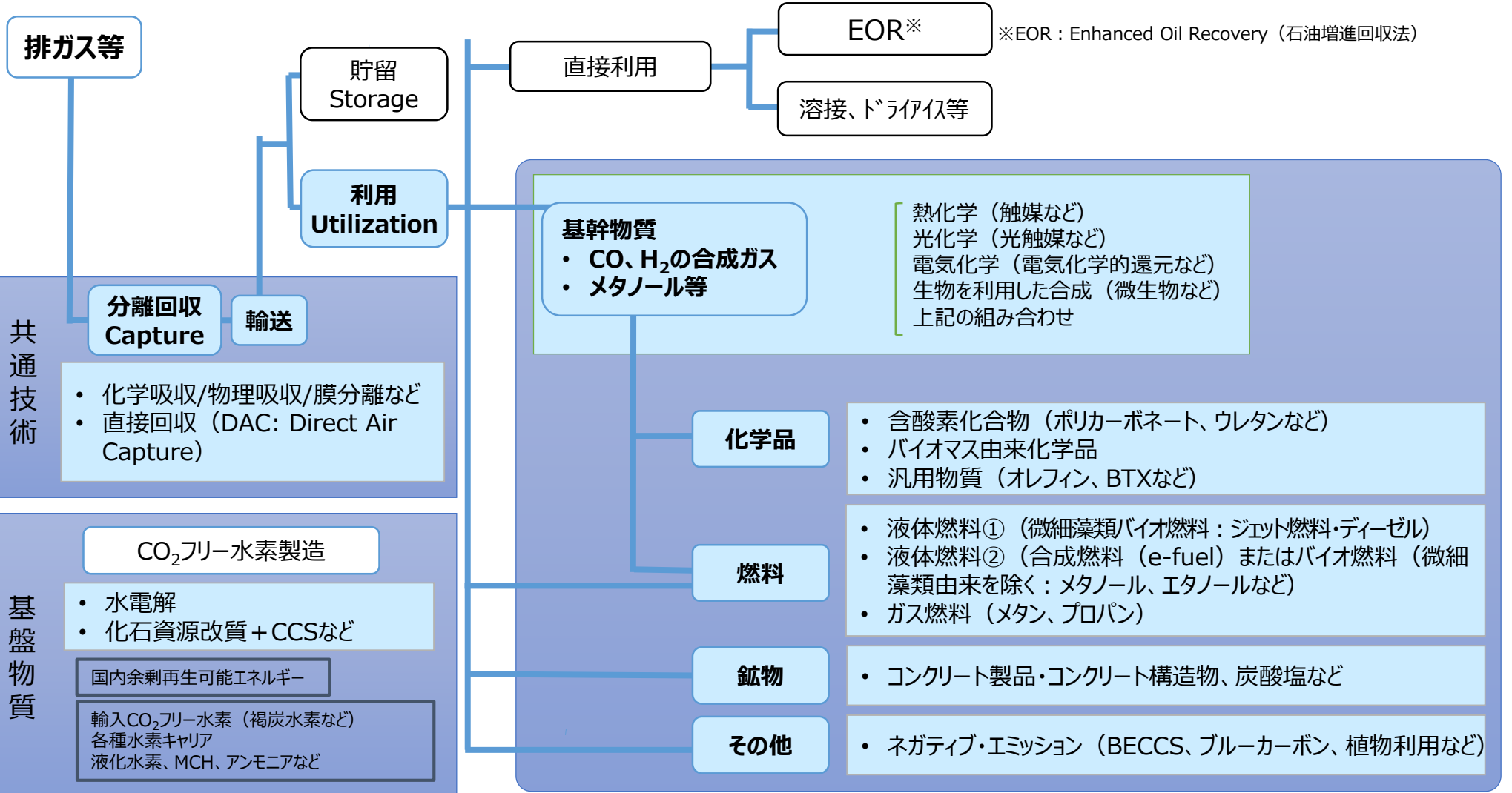
運転維持費
通常の運転維持費に加えて、吸収液・修繕費等

分離・回収設備費
通常の運転維持費に加えて、分離回収施設の建設費等

火力発電

(参考) カーボンリサイクルについて

- **カーボンリサイクル**：CO₂を資源として捉え、これを分離・回収し、鉱物化によりコンクリート、人工光合成等により化学品、メタネーション等により燃料へ再利用し、大気中へのCO₂排出を抑制。



(参考) ガス火力 (水素混焼)、水素専焼発電のモデルプラントの考え方

- 水素発電は、燃焼器を除き、LNGガス火力の発電設備と原則同等のものを活用出来ることが特徴。そのためこれまで国は、天然ガスより燃えやすい等の水素の特性に合わせた燃焼器の技術開発を大規模火力、小規模火力のそれぞれで支援。
- 大規模火力発電については、既存プラントにも最小限の配管等の改造で実装出来る混焼用(混焼率：体積ベースで30%、熱量ベースで10%)と専焼用の2種類の燃焼器開発を実施。
- モデルプラントとしては、海外でも受注実績があり、今後国内外の主要な水素発電プラントとなり得る、大規模火力発電をモデルプラントとして選定してはどうか。

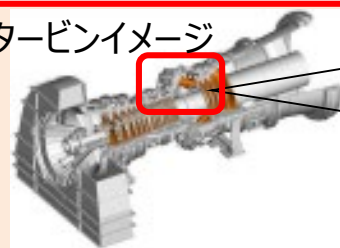
①大規模火力発電 (500MW級) のR&Dの流れ

既存大規模火力発電所における水素混焼のための技術開発を実施。**2018年に水素混焼率30% (体積ベース) を達成。**

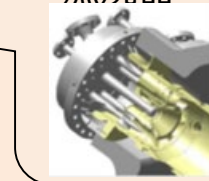


2020年度より、水素**専焼**発電の技術開発を実施中。

ガスタービンイメージ



燃焼器



②地域における熱電供給のコジェネ発電(1MW級)のR&Dの流れ

水素を天然ガスに0~100%まで自在に混焼可能な技術を開発。**2018年には水素専焼による市街地への熱電供給を世界で初めて達成。**



2019~2020年度において、高効率な水素**専焼**発電の技術開発を実施。



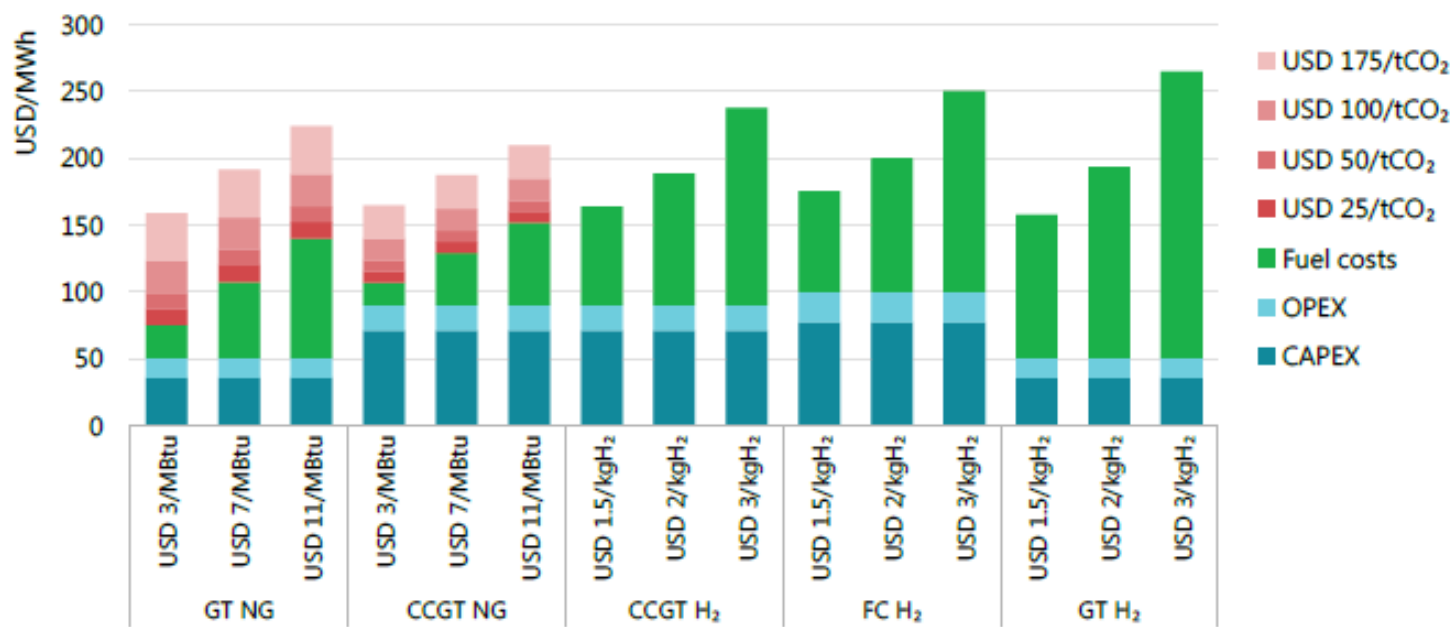
神戸市のポートアイランドに整備された水素発電施設 (水素CGS)

③世界の水素発電の主な動き

- 三菱パワーがオランダにおいてマグナム発電所 (天然ガス焚き) を水素焚きに転換するプロジェクトに参画(出力44万kW)。**2027年頃に世界初となる大型水素専焼発電の商用運転**を計画。
- 三菱パワーが米国ユタ州において計画される**大型水素発電プロジェクトで、ガスタービンを受注** (出力:84万kW)。**2025年に水素混焼率30% (体積ベース) で運転を開始し、2045年に100%専焼運転を目指す。**

水素発電のコスト試算の考え方について

- 水素発電については、IEAがレポート(The Future of Hydrogen)の中で発電コストについての試算を行っている。
- 同レポート中では、資本費や稼働率については、天然ガス火力と同等で設定しており、LNG火力プラントとほぼ同一の設備を建設し、同一の運用をしていると考えられることから、我が国の試算においても、LNG火力プラントの各種諸元を参考にする。
- また、コスト試算は、混焼と専焼に場合分けを行い、実施する。ただし、混焼と専焼は燃料代のみが異なると仮定し、混焼率は主要な混焼率となり得るエネルギーベースで10%（体積ベースで30%）を採用する。

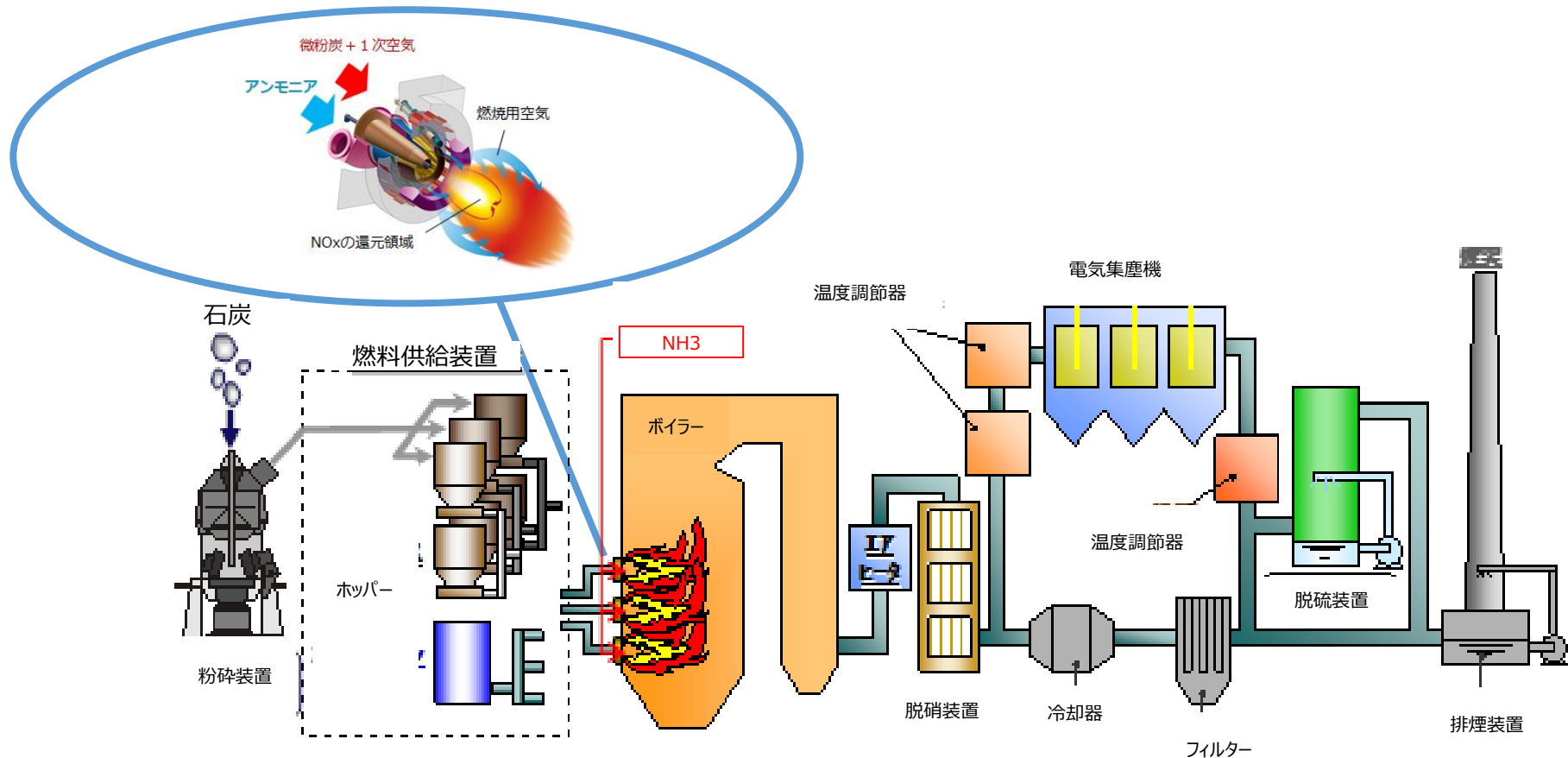


Notes: GT = gas turbine; CCGT = combined-cycle gas turbine; FC = fuel cell; NG = natural gas. CAPEX = USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, USD 1 000/kW FC. Gross efficiencies (LHV) = 42% GT, 61% CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, 55% FC. Economic lifetime = 25 years for GT and CCGT, 20 years for FC. Capacity factor = 15%.

将来（2030年）の発電コストの考え方

- 石炭火力へのアンモニアの20%混焼（エネルギーベース）を目指し、2021年度から4年間実機実証を予定。2020年代後半の実用化が見込まれるため、2030年時点では、石炭火力での20%混焼の実用化を想定する。
- 諸元については、実証事業を実施している超々臨界圧（USC）をベースとする。

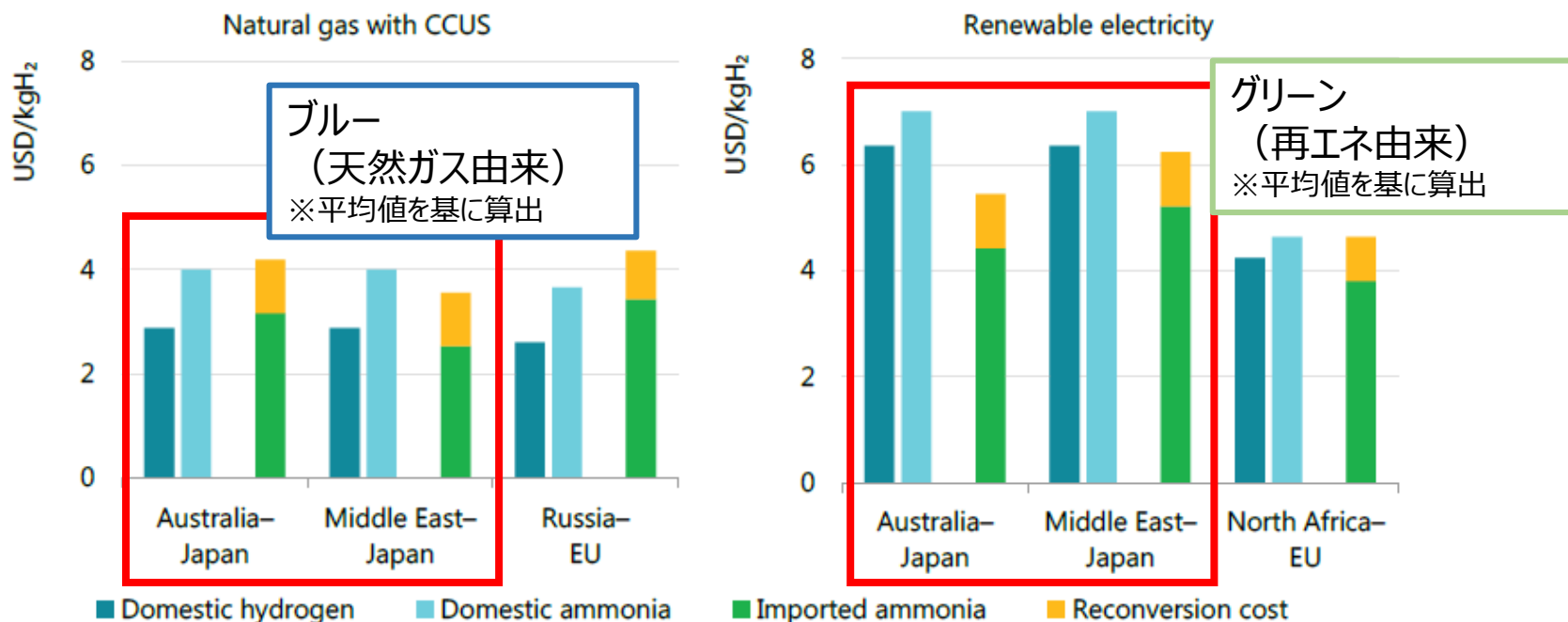
<混焼バーナー（イメージ）>



火力発電 燃料費の考え方

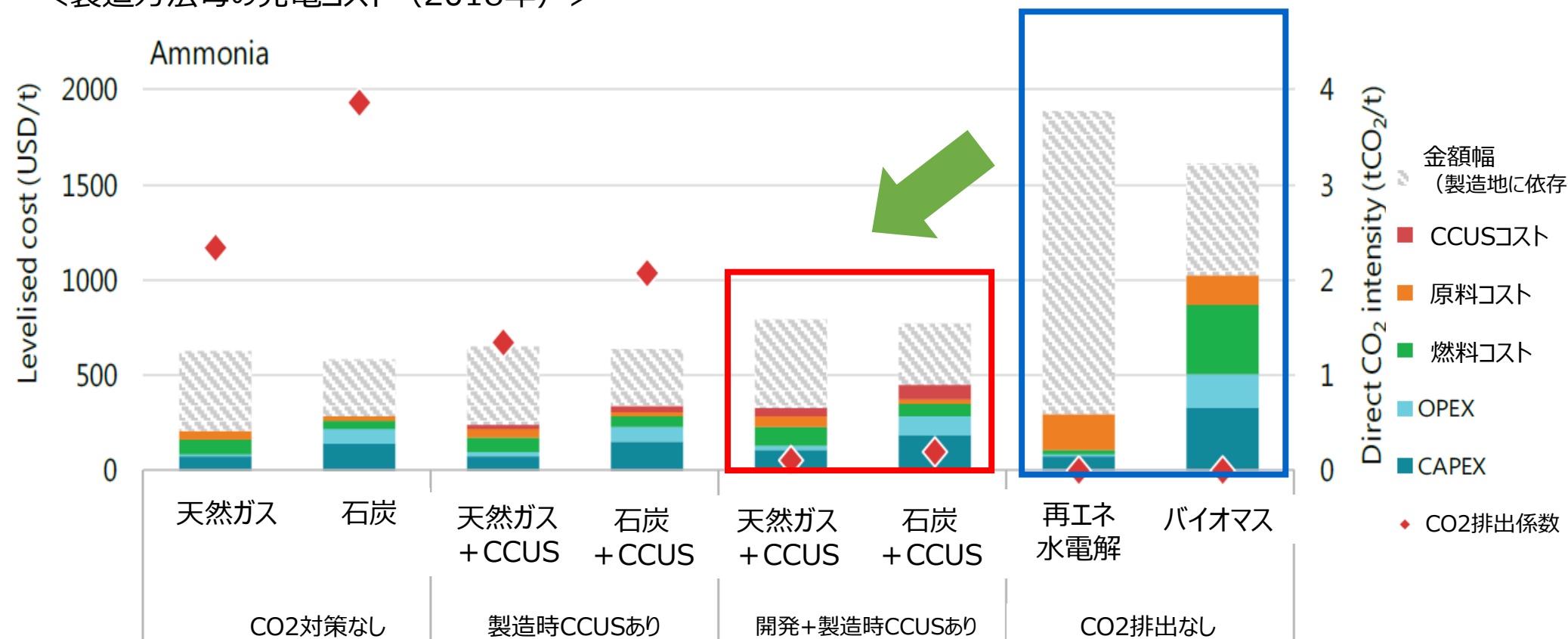
- **IEA「The Future of Hydrogen」(2019)では、2030年の水素・アンモニアの費用を、CO2対策費が含まれているブルー（天然ガス由来でCO2処理）とグリーン（再生可能エネルギー由来）の2種類で算出。**
今回の発電コスト検証WGにおいても、IEAと同様の整理とする（※）。
 - 具体的なアンモニア価格は、オーストラリア・中東で製造し日本に輸送した価格の平均値を用いる。水素価格については、アンモニア価格に、さらに水素を取り出す工程分の費用を上乗せした値を用いる。
- （※）ただし、今後発電用として水素・アンモニアが本格的に流通するようになり、詳細なデータが入手可能になれば、これに基づきCO2対策費を考慮していく必要があることに留意。

Figure 31. Comparison of delivered hydrogen costs for domestically produced and imported hydrogen for selected trade routes in 2030



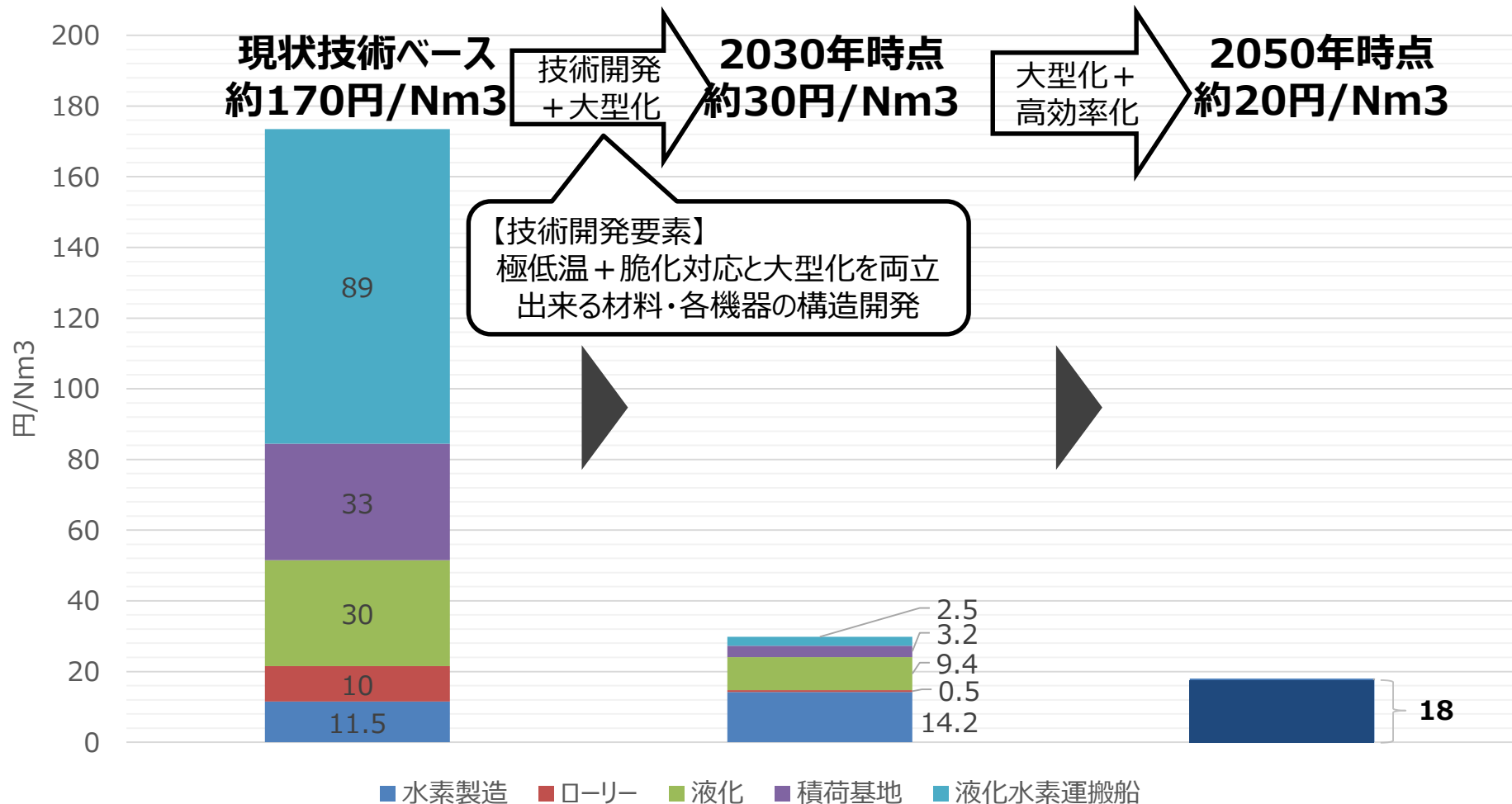
- 地域による製造コストの差異はあるものの、現時点では、**再生可能エネルギー由来の製造に比べ、天然ガスや石炭を原料とし、開発・製造段階で生じるCO2をCCUS／カーボンリサイクルによって回収する製造方法の方が、価格競争力が高い。**

<製造方法毎の発電コスト（2018年）>



(出典) IEA, The Future of Hydrogen

- 発電で活用するためには、大量かつ安価な水素が必要。そのため、構成機器の大型化や高効率化により、コストを低減しつつ、供給力を高める必要がある。
- 過去、LNGにおいても、1970年から40年間で、液化機において、その容量が10倍となった結果、設備コストが半減したという歴史がある。
- こうした経験則も踏まえ、液化水素の供給コスト（CIF価格）を試算したところ、以下のとおり。



政策経費の考え方

- 基本的に、2015年コスト等検証委員会の考え方を踏襲し、電力量調査統計の発電電力量を用いる。
今回（2021年）の試算には、取得可能な最新データである2019年度の総発電電力量（石炭：2,819億kWh、LNG：3,535億kWh、石油：144億kWh）を採用。
- 2030年の試算については、基本政策分科会でエネルギーミックスが決定次第、発電電力量を試算。

【政策経費の算出方法】

●石炭火力

$$\frac{\text{石炭火力に係る政策経費（令和2年度予算）（円）}}{\text{石炭火力の年間総発電電力量（kWh）}}$$

●LNG火力

$$\frac{\text{LNG火力に係る政策経費（令和2年度予算）（円）}}{\text{LNG火力の年間総発電電力量（kWh）}}$$

●石油火力

$$\frac{\text{石油火力に係る政策経費（令和2年度予算）（円）}}{\text{石油火力の年間総発電電力量（kWh）}}$$

【 石炭・LNG・石油の政策経費 】

	石炭火力		LNG火力		石油火力	
	2020年	2030年	2020年	2030年	2020年	2030年
予算額（億円）	117	117	270	270	23	23
発電電力量（億kWh）	2,819	—	3,535	—	144	—
政策経費（円/kWh）	0.041	—	0.076	—	0.16	—

目次

I. 総論

II. 各論

(1) 再生可能エネルギー

(2) 火力発電

(3) 原子力発電

(4) コージェネ・燃料電池

(5) 統合コスト

(3)－ 1． 試算の考え方と諸元

発電コスト試算の考え方①

- 各費目について、2015年コストWGで議論いただき、整理された考え方を踏襲する。
- その上で、新規制基準への対応を踏まえた追加的安全対策費の増額や、福島原発事故への対応費用の増額等については以下の考え方で適切に反映する。

①追加的安全対策費

- ・ 2015年コストWG時には、原子力規制委員会の新規制基準適合性審査を申請していた15原発24基で計算を行っていたが、現在、16原発27基が申請しており、各社の追加的安全対策工事費も増額しているため、直近の見積もりを適切に反映する。

②福島原発事故関連

- ・ 原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針（2016年12月閣議決定）や第6回東京電力改革・1F問題委員会において公表された「有識者ヒアリング結果報告」などを踏まえた最新の見積もりを反映する。

③核燃料サイクル費用

- ・ 再処理・MOX燃料加工事業費の見直し（2021年6月）等、直近の事情変更を反映する。

資本費・運転維持費

- サンプルプラント 4 基※の建設費・廃止措置費用を平均して資本費を算出（固定資産税も含む）。
- 運転維持費もサンプルプラント 4 基を平均し、人件費は年単価、修繕費及び諸費（損害保険料等）は建設費用に対する比率で算出。
- 諸費は、資本費（建設費 + 追加安全対策費）に比例して増額するものではないため、比率ではなく、年単価で算出。

○資本費

※サンプルプラントは、直近に運開した東北電力東通原発 1 号機、中部電力浜岡原発 5 号機、北陸電力志賀原発 2 号機、北海道電力泊原発 3 号機の 4 基

項目	今回	考え方
建設費	40万円/kW	サンプルプラントのデータを元に物価等により補正。
固定資産税	1.4%	—
廃止措置費用	750億円	サンプルプラントにおける原子力発電施設解体引当金総見積額の 1 kWあたりの平均値にモデルプラント出力を乗じたもの。

※別途、モデルプラントの建設費として追加的安全対策費を計上

○運転維持費

項目	今回	考え方
人件費	22.2億円/年	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート
修繕費	1.9%（建設費における比率）	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート
諸費	94.1億円	サンプルプラントのデータを基に年単価で算出
業務分担費	12.8%（直接費における比率）	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート

原子力発電 設備利用率

- 2015年コストWGにおける設備利用率は、震災前の30年間の実績も参考に、70%を基準として算定した。（60、80%も選択可能）
- 今回の検証において、原子力の設備利用率は、国際機関の試算の前提や、海外の設備利用率実績、再稼働済みプラントの設備利用率を考慮すると、70%よりも高い前提を考慮できるとの意見もあった。
- こうした意見も参照しつつ、国内原発の再稼働は新規制基準が策定された後の途上であることも踏まえ、前回検証の結果を踏襲し、**60%、70%、80%（70%を基準）を今回の設備利用率**とする。

【参考】国際機関におけるLCOEの設備利用率（第3回WG松尾委員説明資料より抜粋）

	石炭火力	ガス火力 (CCGT)	原子力
OECD/NEA, IEA ¹⁾	85%	85%	85%
米エネルギー省 ²⁾	85%	87%	90%
英ビジネス・エネルギー・産業戦略省 ³⁾	88-91%	88%	90%
2015年 発電コスト検証WG	10%-80%, デフォルト値70%		

1) OECD/NEA & IEA, Projected costs of generating electricity 2020 Edition.

2) U.S. EIA, Levelized costs of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2021

3) BEIS, Electricity generation costs (2016), Electricity Generation costs 2020.

(3)－ 2. 追加的安全対策費

- ① 考え方の整理**
- ② 算入すべき費用の整理**
- ③ 試算の反映方法**
- ④ 試算結果**

①追加的安全対策費の考え方の整理

- 各電力会社が行っている追加安全対策に関する直近の見積もりを踏まえ、2015年コストWGで整理された考え方を踏襲し、以下の整理で追加的安全対策費を算出。
 1. モデルプラントの建設費として追加計上すべき費用と、そうでない費用を分けて整理する。（各電力会社は既設原発に安全対策を行っているが、予め新規規制基準が分かっている設計・計画段階で反映可能であり、モデルプラントとして計上不要な費用があることから、安全対策の性質を勘案して分けて整理。）
 2. 現在のように一斉に各社が調達している状況では、計画的に調達を行う場合よりも安全対策に係る設備等の価格は高くなる。ただし、どの程度高いのか定量的に算定することが困難であるため、過大評価になる可能性があるが、保守的に1. で得られる費用をコストとして計上する。

＜新規規制基準の概要＞

- ・ 重大事故（シビアアクシデント）を防止する「設計基準」に加え、万が一重大事故やテロが発生した場合に対処するための「シビアアクシデント対策」を行うことが義務づけられた。

シビアアクシデントを防止するための基準
（いわゆる設計基準）
（単一の機器の故障を想定しても
炉心損傷に至らないことを確認）

自然現象に対する考慮
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

意図的な航空機衝突への対応
放射性物質の拡散抑制対策
格納容器破損防止対策
炉心損傷防止対策（複数の機器の故障を想定）
内部溢水に対する考慮（新設）
自然現象に対する考慮（火山・竜巻・森林火災を新設）
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

新設
（テロ対策）
新設
（シビアアクシデント対策）

強化又は
新設

強化

② 算入すべき費用

- 各電力会社は、現在、新規制基準を踏まえて既存のプラントに対して追加的に安全対策工事を実施しているが、既存の配管設備の改造や防潮堤の設置など、プラントの建設段階で新規制基準が明らかであったならば、建設時に設計・計画の最適化を図ることができた工事がある。そうした工事に係る費用については、モデルプラントの建設費として算入しなくてもよいものと考えられるため、計上する費用の対象には含まない。

意図的な航空機衝突への対応
放射性物質の拡散抑制対策
格納容器破損防止対策
炉心損傷防止対策 (複数の機器の故障を想定)
内部溢水に対する考慮 (新設)
自然現象に対する考慮 (火山・竜巻・森林火災を新設)
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

(例) 配管設備の改造



- 原子炉格納容器を自然対流によって冷却できるよう、既に配置されている配管を改造・追加する。
- 新規制基準を前提としていれば、壁に穴を空けて配管を通し直したりせず、設計を最適化することが可能。

(例) 防潮堤の設置



- 津波対策として、既存の防波堤等に加え、新たに防潮堤を建設。
- 新規制基準を前提としていれば、敷地造成の際に敷地の高さを十分にとることで、防潮堤を設ける必要はない。

③試算の反映方法（全体の整理）

○ 2015年コストWGの試算の考え方も踏襲し、以下のように整理。

（１）現時点で原子力規制委員会に新規規制基準適合性審査を申請している**16原発27基**について、電力会社に追加的安全対策費の直近の見通し（**計11項目**）を反映。

（２）2015年コストWGの考え方を踏襲し、2021年４月時点で再稼働していた**5原発9基**を対象に費用内訳を詳細に聴取（**計38項目**）し、モデルプラントの建設費として算入しない部分を項目毎に特定。

（３）その上で、計上対象としない費用の割合を他の原発にも反映し、**新規規制基準適合性審査を申請している原発全体（※）の平均値を算出**。（※）特定重大事故対処施設の設置は18基が申請しているため、18基の平均を反映

計 1 1 項目		計 3 8 項目	
シビアアクシデント対策	① 意図的な航空機衝突への対応	①-1 特定重大事故対処施設の設置	①-2 接続口の分散配置等の対策
	② 放射性物質の拡散抑制対策	②-1 屋外放水設備の設置	②-2 敷地外への放射性物質拡散抑制対策
	③ 格納容器破損防止対策	②-3 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等	③-1 フィルタベントの設置(BWRのみ)
	④ 炉心損傷防止対策	③-2 水素爆発防止対策	③-3 格納容器冷却手段の多様化対策
		④-1 可搬式代替低圧注入ポンプ配備	④-2 可搬式代替電源車配備
		④-3 大容量ポンプ車配備	④-4 加圧器逃がし弁制御用空気代替供給ライン設置
		④-5 その他	④-6 事故時監視計器設置
		④-7 恒設代替低圧注入ポンプ設置	④-8 低圧注入用配管設置
		④-9 恒設代替電源設置	④-10 充てん高圧注入ポンプ自己冷却設備設置
	⑤ その他	⑤-1 可搬式モニタリングホスト設置	⑤-2 安全系蓄電池増強(既設容量変更)
		⑤-3 号機間融通電源ケーブル設置	⑤-4 免震事務棟の設置
		⑤-5 その他	⑤-6 緊急時対策所関係機器設置
		⑥-1 配管漏えい検知	⑥-2 拡大防止装置(堰など)の設置
		⑥-3 扉の水密化	⑦-1 防火帯の設置(森林火災対策)
設計基準	⑥ 内部溢水に対する考慮	⑦-2 竜巻飛来物対策、飛散防止対策	⑦-3 火山対策
	⑦ 自然事象に対する考慮(火山、竜巻、森林火災)	⑧-1 異なる種類の感知器設置	⑧-2 消火設備の設置
	⑧ 火災に対する考慮	⑧-3 系統分離のための耐火増強対策	⑧-4 その他
	⑨ 電源の信頼性	⑨-1 非常用ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンク増設	⑩-1 耐震裕度向上工事
	⑩ 耐震対応	⑩-2 周辺斜面安定化対策	⑪-1 防潮堤の設置(津波対策)
	⑪ 耐津波対応		

適合性審査中（16原発27基※）

（※）特重施設は18基

⇒（１）概要を聴取

● シビアアクシデント対策

5 項目

● 設計基準

6 項目



（３）項目毎に除外すべき割合を特定し、全体の試算に反映

設置変更許可済み（5原発9基※）

（※）川内1・2、玄海3・4、高浜3・4、大飯1・2、伊方3

⇒（２）詳細に聴取

● シビアアクシデント対策

2 4 項目

● 設計基準

1 4 項目

③試算の反映方法（シビアアクシデント対策）

項目	具体的内容	A) 再稼働済み9基の 聴取結果	B) 精査の結果、 除外すべき割合
①意図的な航空機衝突への対応	①－1 特定重大事故対処施設の設置	✓設計・敷地造成費用は除外することが適当	✓約1割が敷地造成費用に該当し、除外。
	①－2 接続口の分散配置等の対策	✓除外(設計段階で反映可)	
②放射性物質の拡散抑制対策	②－1 屋外放水設備の設置	✓算入（新たな設備の設置）	✓すべて算入
	②－2 敷地外への放射性物質拡散抑制対策		
	②－3 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等		
③格納容器破損防止対策	③－1 フィルタベントの設置	✓算入（新たな設備の設置）	✓約5割は設計段階で反映可能であり、除外。
	③－2 水素爆発防止対策	✓除外（設計段階で反映可）	
	③－3 格納容器冷却手段の多様化対策		
④炉心損傷防止対策	④－1～5 可搬式設備の設置 （ポンプ、電源車等）	✓算入（新たな設備の設置）	✓約5割は設計段階で反映可能又は既設設備の改造費用に該当し、除外。
	④－6 事故時監視計器装置	✓除外（既設設備の改造費用に該当）	
	④－7～10 原子炉冷却手段・原子炉圧力調整手段の多様化対策 など	✓除外（設計段階で反映可）	
⑤その他	⑤－1～5 緊急時対策所の設置、各項目に含まれない給水・電源等の配置	✓算入（新たな設備の設置）	✓約1割は設計段階で反映可能であり、除外。
	⑤－6 緊急時対策所内の機器設置	✓除外（設計段階で反映可）	

83

③試算の反映方法（設計基準など）

項目	具体的内容	A) 再稼働済み9基の 聴取結果	B) 精査の結果、 除外すべき割合
⑥内部溢水に 対する考慮	⑥－1 配管漏えい検知	✓除外(設置・配置設計費用に 該当)	✓約8割は設置・配 置設計費用に該当 し、除外。
	⑥－2 拡大防止装置（堰など）の設置		
	⑥－3 扉の水密化	✓除外（設計段階で反映可）	
⑦自然現象に 対する考慮 (火山・竜巻・森 林火災)	⑦－1 防火帯の設置（森林火災対策）	✓除外（設計段階で反映可）	✓すべて除外
	⑦－2 竜巻飛来物対策、飛散防止対策		
	⑦－3 火山対策		
⑧火災に対す る考慮	⑧－1 異なる種類の感知器設置	✓除外（付帯工事費用に該当）	✓約5割は付帯工事 費用に該当し、除 外。
	⑧－2 消火設備の設置		
	⑧－3、4 系統分離のための耐火増強 対策 など	✓除外（設計段階で反映可）	
⑨電源の信頼 性	⑨－1 非常用ディーゼル発電機燃料油 貯蔵タンク増設 など	✓除外（敷地造成・設置費用 に該当）	✓約2割は敷地造 成・設置費用に該 当し、除外。
⑩耐震対応 ⑪耐津波対応	⑩－1 耐震裕度向上工事	✓除外（付帯工事費用に該当）	✓約6割は付帯工事 費用に該当し、除 外。
	⑩－2 周辺斜面安定化対策	✓除外（設計段階で反映可）	
	⑪－1 防潮堤の設置（津波対策）	✓除外（設計段階で反映可）	✓すべて除外

※新規制基準対応を超える各社の自主的対応についても、上記同様の整理で算入。

⑤2021年コストWGにおける追加的安全対策費の試算結果

<費用の見積もり>

- 追加的安全対策費については、原子力規制委員会に設置変更許可申請をしている原発を対象に見積もると、1基あたり約2,000億円。
- このうち、③試算の反映方法を踏まえ、モデルプラントの建設費（資本費）として追加計上すべき費用を整理すると、1,369億円/基。
- なお、モデルプラントの建設費に計上すべき費用か否か特定が難しい場合は、保守的に判断して全て計上していること、また、現在のように一斉に各社が調達している状況では、計画的に調達を行う場合よりも価格は高くなることから、保守的に見積もっていることに留意する必要がある。今後、どの費用をモデルプラントに計上すべきか、また、通常時に比べ現在は調達費用がどの程度高いのか、引き続き、精査していく必要がある。

(3)－3. 事故リスク対応費用

- ① 考え方の整理**
- ② 今回の試算の算定方法**
- ③ 共済方式の算定式**
- ④ 試算結果**

①事故リスク対応費用の考え方の整理

- 追加的安全対策により発電コストは上昇し、一方で、追加的安全対策を行うことによる効果が事故リスク対応費用に影響を与えることとなる。この関係を踏まえ、2015年検証時の考え方を踏襲する形で、以下のとおり整理。
 - ① これまでのコスト検証において採用された**共済方式を踏襲**。
 - ② **損害費用は**、追加的安全対策により本来低下するはずであるが、現時点では費用の低減を試算する方法が確立されていないことから、織り込むべき安全対策の効果を反映せず、**2015年検証時の試算（福島第一原発事故の損害費用）の考え方を踏襲**。
 - ③ 共済方式の**算定根拠**については、新規制基準の適合審査においても活用されている**確率論的リスク評価（P R A）を参考**とした数値とする。

<参考> 新規制基準におけるP R Aの実施状況

- ・ 新規制基準に基づいた適合審査の際に、P R Aの実施状況を提示するが、安全対策前のP R A及び一部安全対策を実施した場合に改善される影響を把握する感度解析のみを評価。
- ・ 全ての安全対策を行った後の全体のP R A評価は、再稼働後1回目の定期検査の終了時点の状態を対象として定期検査終了後6ヶ月以内に実施する安全性向上評価にて行うこととなっている。

②今回の損害費用の算定方法

- 2015年検証時には、原子力災害からの福島復興の加速に向けて（2013年12月閣議決定）、新・総合特別事業計画（2014年1月認定、同8月変更認定）、除染・中間貯蔵に関する環境省試算などを踏まえて損害額を見直し、出力規模、地域性、人口で補正。（約12.2兆円→補正後 9.1兆円）
 - 今回の検証においては、東京電力改革・1F問題委員会において示された見通しや原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針（2016年12月閣議決定）、新々・総合特別事業計画（2017年5月認定、2021年4月変更認定）などを踏まえた最新の見通しを反映。
 - その結果、事故廃炉費用8.0兆円、賠償費用7.9兆円、除染・中間貯蔵費用5.6兆円、その他費用が2.3兆円となり、合計23.8兆円。これを前回までと同様の手法に出力規模、地域性、人口規模で補正。（約23.8兆円→補正後15.7兆円）
 - なお、損害費用については、現時点での見積りを反映しているものであり、今後増える可能性があるため、下限を提示。
- ※ 本来であれば、放射性物質拡散防止対策などの追加的安全対策を実施したことにより、損害費用は低減する可能性があるが、こうした効果は反映していない。

（単位：兆円）

事故廃炉費用	賠償費用	除染・中間地蔵	行政費用等	合計	補正後
8.0	7.9	5.6	2.3	23.8	15.7

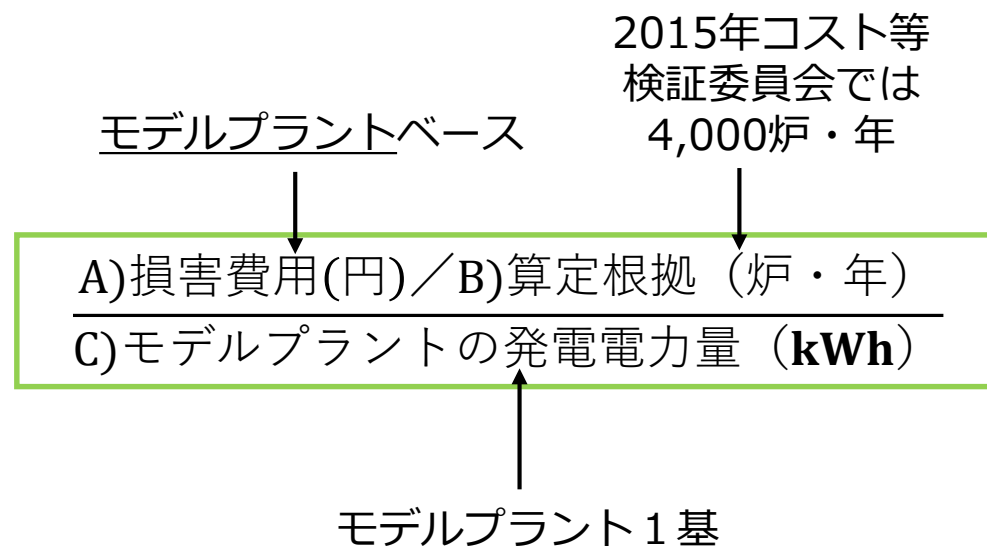
(参考) 損害費用の算定方法

	事故廃炉費用	損害賠償費用	除染・中間貯蔵費用		その他
東京電力改革・1F問題委員会に提示された見通し（2016年12月9日参考資料より）	廃炉・汚染水対策の制度整備に必要な資金規模 8.0兆円 補正① 2.7兆円	賠償 7.9兆円 補正② 7.4兆円	除染（汚染廃棄物処理含む） 4.0兆円 補正② 2.4兆円	中間貯蔵（建設・管理運営等） 1.6兆円 補正② 0.9兆円	※平成23年度～令和元年度は決算額を用い、令和2年度は予算額を計上。 ※2015年コストWG同様、賠償及び除染費用や、次の事故が発生した場合に不要な費用を除く。
その他、前回までの試算において計上していた費用	補正①：廃炉費用については出力に依存しないと仮定し、福島第一1～4号機の追加廃炉費用を汚染レベルの高い1～3号機の3基分で割って補正 補正②：一過性の費用については出力とは関係なく計上し、毎年の費用についてはモデルプラントと福島第一の1号機から3号機までの出力の比（120万／202.8万）で補正 補正③：モデルプラントを前提として試算				発電施設の減損、核燃料の損失 補正③ 0.14兆円 ※
	合計 23.8兆円				
	補正後 合計 15.7兆円				
現時点で推計不能な費用、現時点で明らかに含まれていない費用	（廃炉関係） ○デブリ取出し以降に生じる廃棄物処分費用		（除染関係） ○最終処分関係費用		

③ 共済方式の算定式

- 2015年検証における共済方式の算定式は、モデルプラントベースに整理。そのうえで、共済方式の算定根拠については、2011年検証の「2,000炉・年」に対して、追加的安全対策によって事故発生頻度が低減することを考慮し、安全対策実施後のリスク評価の改善幅などを総合的に勘案し、十分に保守的に見積もって、「2,000炉・年」を「**4,000炉・年**」とした。
- 今回検証においては、現時点において各プラントの安全対策が継続中であり、安全対策を実施した後の安全評価の実績の積み上げが十分ではない状況であることから、**保守的に見積もって、前回設定された共済方式の算定根拠を踏襲する。**

【共済方式による算定方法】



④ 2021年WGにおける事故リスク対応費用試算結果

- 損害費用を精査した結果、事故廃炉費用、賠償費用、除染・中間貯蔵、行政経費等の下限は23.8兆円。これを2015年検証時と同様、モデルプラントベースに補正し、**15.7兆円**を損害費用として算入する。
- 共済方式の算定根拠については、現時点において各プラントの安全対策が継続中であり、安全対策を実施した後の安全評価の実績の積み上げが十分ではない状況であることから、保守的に見積もって、2015年検証において設定された「**4,000炉・年**」を踏襲する。
- なお、過去のコスト検証において議論があったが、追加的安全対策費と事故リスク対応費用は、原子力発電の安全に関する費用として、併せて考えることが適当。現時点では、追加的安全対策が継続中であるが、新規制基準に基づく全ての安全対策の評価の実績が積み上がり、事故リスク低減効果が明らかとなれば、それを適切に反映させる必要がある。

(3)－4. 核燃料サイクル費用

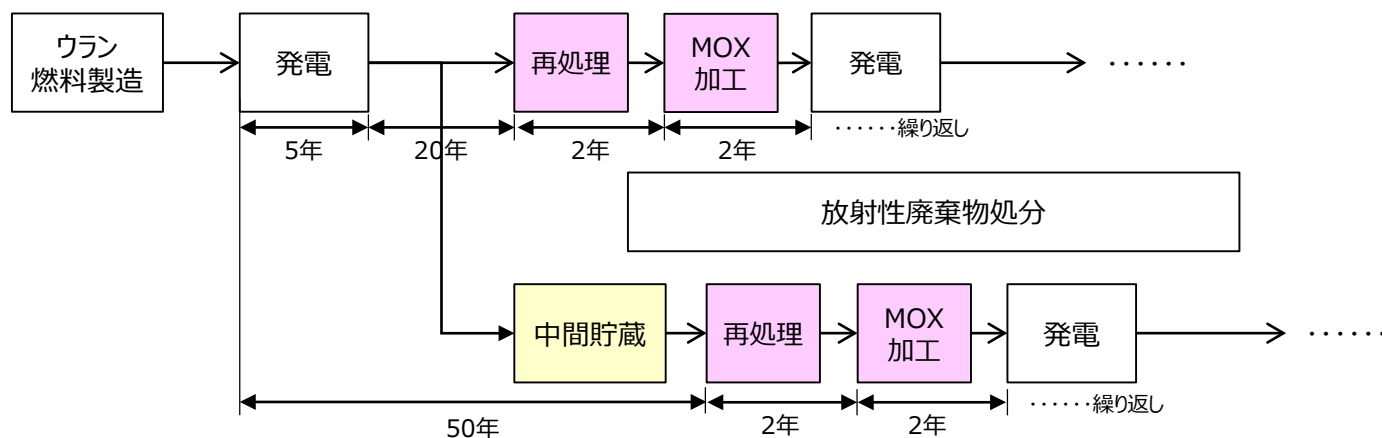
- ① 2021年コストWGにおける核燃料サイクル費用の考え方
- ② 各項目の考え方と試算結果

①核燃料サイクル費用の考え方

- 2015年コストWGでは、第四次エネルギー基本計画（2014年4月閣議決定）で核燃料サイクルの推進が示されたことを踏まえ、核燃料サイクル費用の試算モデルとして、現状モデルが採用された。
- 第五次エネルギー基本計画（平成30年7月閣議決定）で核燃料サイクルの推進が示されたことを踏まえ、今回の試算においても、2015年コストWGと同様に、現状モデルを踏襲する。
- 試算に当たっては、**再処理・MOX燃料加工事業費の見直し**など直近の事情変更を反映する。

試算モデル

- ✓ 1トン当たりのウラン燃料の調達費用及びその使用済燃料を繰り返しサイクルする際のコストと、1トン当たりのウラン燃料及びリサイクルされたMOX燃料による発電電力量を現在価値換算。



②各項目の考え方と試算結果

項目	試算の基にした施設等	2015年検証時からの事情変更	今回の試算における方向性
ウラン燃料	調達実績	特に無し	2015年以降のウラン燃料調達実績は少なく、試算に用いるサンプルとして適さないため、前回同様、2011年検証委で用いた2008年度～2010年度における調達実績を基に為替レートの変動を反映。
MOX燃料	<u>MOX燃料工場</u> (六ヶ所)	再処理等抛出金法の成立（2016年5月） <u>事業費の増額</u> (2015年コストWG当時： <u>2.1兆円</u> → 2021年6月： <u>2.4兆円</u>)	直近の事情変更を踏まえ、 <u>最新のMOX燃料加工単価を反映</u> 。再処理からMOX燃料加工、発電までの期間について、最新の想定を反映。
再処理	<u>六ヶ所再処理工場</u>	再処理等抛出金法の成立（2016年5月） <u>事業費の増額</u> (2015年コストWG当時： <u>12.6兆円</u> → 2021年6月： <u>14.4兆円</u>)	直近の事情変更を踏まえ、 <u>最新の再処理単価を反映</u> 。再処理からMOX燃料加工、発電までの期間について、最新の想定を反映。
使用済燃料輸送	輸送実績	特に無し	直近の実績を反映。
高レベル放射性廃棄物処分	NUMOが整備する処分場	人件費・物品費等の最新価格への更新等（2015年コストWG当時： <u>2.8兆円</u> → 2020年12月： <u>3.1兆円</u>)	直近において、国（経済産業省）が算定している処分費を反映。
中間貯蔵	リサイクル燃料備蓄センター	その他電力による <u>敷地内乾式貯蔵の安全審査の進展</u>	直近の事情変更を踏まえ、 <u>最新の中間貯蔵・乾式貯蔵単価を反映</u> 。

※割引率3%
※「再処理」には発電所から再処理施設まで、及び中間貯蔵施設から再処理施設までの使用済燃料輸送費を含む。
「中間貯蔵」には発電所から中間貯蔵施設までの使用済燃料輸送費を含む。

※四捨五入の関係で合計が一致しないところがある。
※試算結果の（ ）内は、2015年検証の試算結果。

<諸元の基礎条件>

平均取出燃焼度	UO ₂ 燃料：45,750 MWd/t MOX燃料：40,000 MWd/t
炉内滞在時間	5年
熱効率	35.1%

所内率	4%
再処理：中間貯蔵比率	50：50
次世代生成率	11%

(3)－5. その他

① 政策経費

①政策経費（原子力）

（2015年検証）

- 当初予算（平成26年度）のうち、「立地」、「防災」、「広報」、「人材育成」、「評価・調査」、「発電技術開発」、「将来発電技術開発」に係る予算額を発電コストに上乗せ。原子力の「将来発電技術開発」のうち、高速炉や再処理、放射性廃棄物など核燃料サイクルに関する費用、安全に関する技術開発の費用は計上し、その他次世代炉など現在の原子力利用とは連続性が低い技術に関する費用を除く。総発電電力量は、43基の年間総発電電力量（2,578億kWh）で賄うと仮定。2030年については、長期エネルギー需給見通しにおける中央値（2242.5億kWh）を用いる。

（今回検証における整理）

- 当初予算（令和2年度）のうち、「立地」、「防災」、「広報」、「人材育成」、「評価・調査」、「発電技術開発」、「将来発電技術開発」に係る予算額を発電コストに上乗せ。「将来発電技術開発」については、革新炉の研究開発についても、軽水炉の安全性向上に資すると考えられるものは、費用を計上。
- 政策経費の対象等も踏まえ、2020年の年間発電量は、36基の年間総発電電力量（2,282億kWh）で賄うと仮定し、2030年については前回同様に長期エネルギー需給見通しの数値（中央値）を用いることとする。

(参考) 2015年検証時資料① (各原発におけるP R A)

- 既に設置変更許可を得た川内原発1・2号機、高浜原発3・4号機はもとより、現在審査中の原発において、安全対策前のP R Aと一部の安全対策を実施した場合の効果を感度解析したP R Aを評価。
- ただし、安全対策実施後の感度解析は、30を超える事故事象に対応して実施した対策のうちの1つだけを考慮しただけであり改善効果は部分的しか反映されない。
※ 30を超える全ての事故事象を考慮した場合の感度解析は、評価結果の更なる低下が見込まれる。

<設置変更許可済みの炉及び適合性審査中の炉で感度解析を行っている「炉心損傷」のP R A評価>

	安全対策前のP R A	感度解析後のP R A ※ 30を超える事故事象のうち 1つのみを考慮
設置変更許可済み及び 適合性審査中の原発の平均 (泊3、美浜3、高浜1～4、伊方 3、川内1・2、玄海3・4)	1.9×10^{-4} (約5,200炉・年に1回)	8.3×10^{-5} (約12,100炉・年に1回)

※約2.4分の1
に低下

- ※ 既に設置変更許可を得た川内1・2、高浜3・4のみの場合、安全対策前のP R A (4,500炉・年に1回) から感度解析後のP R A (8,400炉・年に1回) は、約1.8分の1に低下。
- ※ 全ての安全対策を行った後の総合的なP R A評価は、再稼働後1回目の定期検査の終了時点の状態を対象として定期検査終了後6ヶ月以内に実施する安全性向上評価にて行うこととなっている。

原子力発電

(参考) 2015年検証時資料②各国等における事故発生頻度の目標

< 各国等の規制機関における目標 >

	概要	炉心損傷頻度 (注)	大規模放出頻度 (注)
IAEA (安全目標)	➢ IAEAが国際的な合意を経て策定。	1万炉・年に1回 ※既設プラント 10万炉・年に1回 ※将来プラント	10万炉・年に1回 ※既設プラント・「早期」 「実質的に排除するくらい影 響を最小化する」 ※将来プラント・「早期」
米国 (リスク判断基準)	➢ 米国原子力規制委員会（NRC）が定性的目標、 定量的設計目標を策定。	1万炉・年に1回 ※新設プラント	100万炉・年に1回 ※新設プラント
英国 (安全目標)	➢ 通常運転時及び事象・事故時のリスク指標として、 基本安全レベル（BSL：Basic Safety Limit） を策定。	1万炉・年に1回	10万炉・年に1回
日本 (安全目標)	➢ 原子力規制委員会が原子力施設の規制を進めて 行く上で達成を目指す目標。	—	100万炉・年に1回 ※100TBqを超える事故の発生頻度。 (福島原発事故のセシウム放出量は1万 5000TBqであり、その100分の1程度。)

< 政策上の位置付け >

	概要	炉心損傷頻度 (注)	大規模放出頻度 (注)
韓国（安全目標）	➢ 過酷事故政策における安全目標。原発事故によるがん 死亡リスクが、その他のがん死亡リスクの0.1%を超 えないものとして設定。	10万炉・年に1回 ※新設プラント	100万炉・年に1回 ※新設プラント・「早期」

(注) 目標の種類

- 炉心損傷頻度……炉心温度の上昇により、燃料の損傷が発生する事象の発生確率。シビアアクシデントの発生頻度の目安となる。
- 大規模放出頻度…放射性物質の大規模な放出に至る事象の発生確率。

(出典) 平成26年11月総合資源エネルギー調査会自主的安全性向上・技術・人材WG第3回資料及び
平成18年原子力安全委員会安全目標専門部会報告書「発電用軽水型原子炉施設の性能目標について」等を基に事務局作成。

事故リスク対応費用のうち、損害額の算定方法（賠償費用）

○ 東京電力の新々・総合特別事業計画（2021年4月改定）における賠償見積額について、2015年コストWGの整理を踏襲し、①一過性の損害と、②一定期間にわたって発生することが見込まれる損害（年度毎に発生する損害）等に分類し、地域性等により補正。なお、原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針における賠償費用7.9兆円と賠償見積額の差分については、賠償見積額と同率の補正を行うこととする。

<新々・総合特別事業計画上の賠償見積額の整理>

	賠償見積額	地域性 換算係数	人口比 換算係数	出力補正	補正後費用
一過性の損害	57,647				58,385
検査費用等	3,447	1.00	1.03	-	
営業損害、出荷制限指示等による損害及び風評被害	24,563	0.97	1.03	-	
一括賠償（営業損害、風評被害）	3,291	0.97	1.03	-	
間接被害等その他	4,238	1.00	1.03	-	
財物価値の喪失又は減少等	15,414	1.00	1.03	-	
住居確保損害	6,694	1.00	1.03	-	
年度毎に発生する損害	13,685				8,366
精神的損害	10,981	1.00	1.03	0.59	
就労不能損害	2,704	1.03	1.03	0.59	
その他	3,875				3,948
自主避難等	3,625	1.02	-	-	
福島県民健康管理基金	250	1.00	-	-	
合 計	75,210				70,698

- ・ 上記の補正結果を踏まえ、7.9兆円を補正すると賠償費用は約7.4兆円
- ・ 過去 2 回のコスト検証を踏まえ、以下の補正係数を採用

※地域性の換算係数

・一人当たりGDP比（立地県平均／福島県）：0.97

・一人当たり雇用者報酬比（立地県平均／福島県）：1.03

・消費者物価地域差指数比（全国／東北）：1.02

※人口比

・30km圏内人口の全サイト平均と福島第一サイトとの比（全サイト平均／福島第一サイト）：1.03

※出力比

・モデルプラント（120万kW）と福島第一の1号機から3号機（202.8万kW）までの出力の比：0.59

事故リスク対応費用のうち、損害額の算定方法（廃炉・除染・中間貯蔵）

【廃炉】

- 東京電力福島第一原子力発電所 1～4号機の廃炉・汚染水対策を進めるための制度整備に必要な資金の規模感は、第6回東京電力改革・1F問題委員会において公表された「有識者ヒアリング結果報告」を踏まえると、**8兆円**となる見込み。
- これらの費用については、前回は踏襲し、以下の考え方の下で試算。
 - ✓ 事故によって汚染された発電所の廃炉については、電気出力規模には依存しないと仮定。
 - ✓ 4号機については、1～3号機に比べて汚染レベルが低く、追加廃炉費用は少額に収まる見込み。したがって、廃炉費用を3基分の廃炉費用として補正。

【除染・中間貯蔵】

- 環境省の試算によると、除染・中間貯蔵施設事業に係る費用は、以下のとおり。
 - ① 除染費用（汚染廃棄物処理を含む） **約4.0兆円**
 - ② 中間貯蔵施設（建設・管理運営等） **約1.6兆円**
- これらの費用については、以下の考え方の下で試算。
 - ✓ 一過性の費用については、出力とは関係なく計上し、毎年の費用についてはモデルプラントと福島第一の1号機から3号機までの出力の比で補正。

事故リスク対応費用のうち、損害額の算定方法（行政費用）

【行政費用】

- 東京電力福島第一原発事故に起因して発生する費用についても、行政コストとして事故の費用に算入する。
- 具体的には、平成23年度から令和2年度の予算に計上されている原子力災害復興関係の予算について、歳出額（令和2年度は予算額）を計上。
- これらの費用については、以下の考え方に基づき整理し、**約2.1兆円**を損害額に含めるべき行政費用として計上する。
 - ✓ 二重計上となる補償契約や損害賠償仮払金、除染や中間貯蔵、汚染廃棄物処理にかかる費用は除く。
 - ✓ 原子力損賠償機構の拠出金や、除染等に係る研究開発等は、一度設立する、あるいはひとたび知見を得れば、仮に次の事故が発生した場合には必ずしも同様の事業を実施する必要がないと考えられるため、将来事故コストとして計上するのは適当ではなく、対象から除外。
 - ✓ 本来であれば、一過性の費用と、年度毎に発生しうる費用に分けて計上すべきであるが、保守的に試算し、全で一過性の費用として計上。

原子力発電 事故リスク対応費用のうち、損害額の算定方法（原子力発電施設の減損の費用）

【原子力発電施設の減損の費用】

- 前回試算を踏まえ、1年目から40年目までのそれぞれの年の中間時点で事故が発生したと仮定し、それぞれの年の中間時点における原子力発電設備の残存簿価の平均額を損壊リスクコストとして計上。（原子力発電設備の残存簿価は事故の発生時点によって変わらう等の理由から、その損害額が平均的とは言えない東京電力福島第一原発のケースは採用していない。）

（計算方法）

- モデルプラント竣工時の原子力発電設備の簿価のうち、建設費（追加的安全対策費も含む）分の6,169億円は法定耐用年数の16年間で定率償却すると仮定。廃炉処理費用（資産除去債務）分の750億円は、発電実績に応じて償却していく（生産高比例方式）が、ここでは毎年一定の発電量（想定総発電量の40分の1）を発電するとして、稼働年数40年間で定額償却すると仮定。それぞれの40年間の中間地点における残存簿価の平均額は、**建設費分が829億円、廃止措置費用分が375億円**。
- 建設費分と廃炉処理費用（資産除去債務）分の40年間のそれぞれの年の中間時点における**残存簿価の平均額の合計額は1,204億円**。これを損壊リスクコストとして設定。

建設費分：償却前簿価6,169億円 16年定率法の償却率0.125、改定償却率0.143、保証率0.04294

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
期首	6,169	5,207	4,394	3,709	3,130	2,642	2,230	1,882	1,588	1,341
期末	5,207	4,394	3,709	3,130	2,642	2,230	1,882	1,588	1,341	1,131
中間	5,688	4,801	4,052	3,420	2,886	2,436	2,056	1,735	1,464	1,236

	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	～	40年目
	1,131	943	754	565	376	187	0	～	0
	943	754	565	376	187	0	0	～	0
	1,037	848	659	470	281	93	0	～	0

→1年目から40年目までの中間時点における残存簿価の平均額は、829億円

廃炉処理費用（資産除去債務）分：償却前簿価750億円 40年定額法の償却率0.025

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	～	39年目	40年目
期首	750	731	713	695	678	661	644	～	38	19
期末	731	713	695	678	661	644	628	～	19	0
中間	741	722	704	686	669	653	636	～	28	9

→1年目から40年目までの中間時点における残存簿価の平均額は、375億円

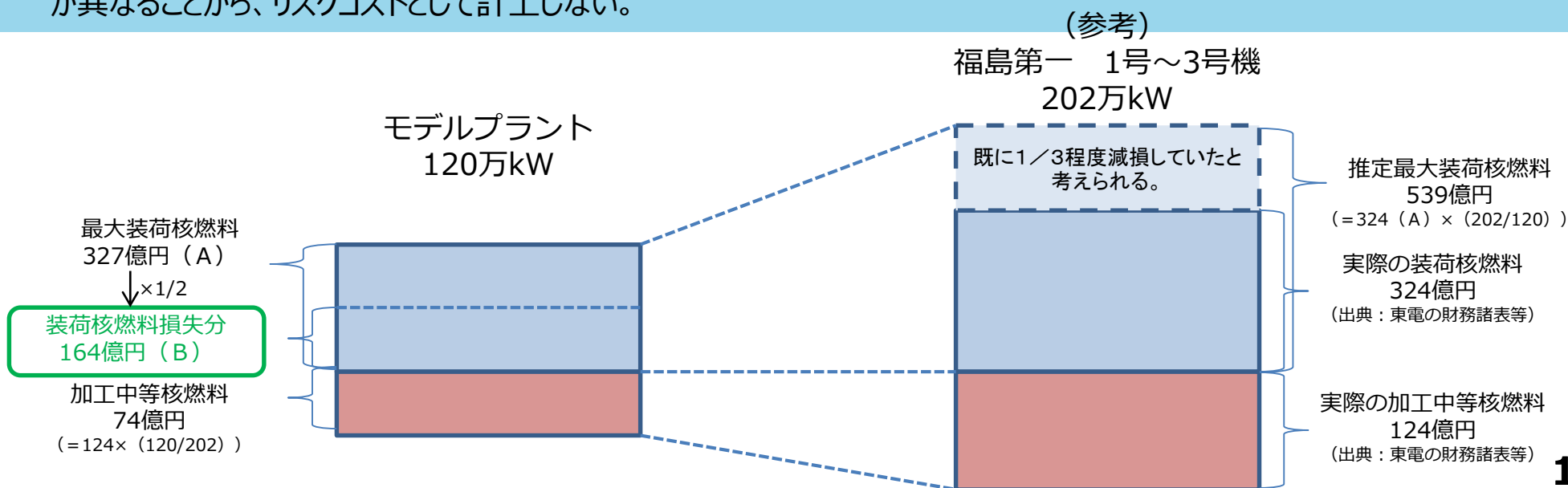
事故リスク対応費用のうち、損害額の算定方法（核燃料の損失の費用）

【核燃料の損失の費用】

- 核燃料サイクルコストには、核燃料費も含まれているが、事故による損失分の核燃料は追加で調達する必要があるため、事故による核燃料損失分は、前回試算を踏襲し、以下の計算方法に基づき、事故リスクコストとして損害総額に算入。（装荷核燃料の残存簿価は事故の発生時点によって変わりうる等の理由から、その損害額が平均値と言えない東京電力福島第一原発のケースは採用していない。）

（計算方法）

- モデルプラント（120万kW、稼働年数40年、稼働率70%）で使用する総ウラン燃料価格を用いる。
- 一般的なウラン燃料の炉内滞在年数が約5年。稼働年数を40年とすると、装荷されている1炉心あたりの最大ウラン燃料価格は、327億円（ $= 0.89\text{円/kWh} \times (120\text{万kW} \times 24 \times 365 \times 0.7 \times 5)$ ）・・・（A）と推定される。
- 核燃料の装荷から減損完了まで（5年間）の中間地点で事故が発生すると仮定すれば、164億円の核燃料損失（B）を計上。
- なお、原子力発電所には装荷前の燃料（＝「加工中等核燃料」）も存在するが、当該使用前燃料はプラント毎に貯蔵量が異なることから、リスクコストとして計上しない。



目次

I. 総論

II. 各論

(1) 再生可能エネルギー

(2) 火力発電

(3) 原子力発電

(4) コージェネ・燃料電池

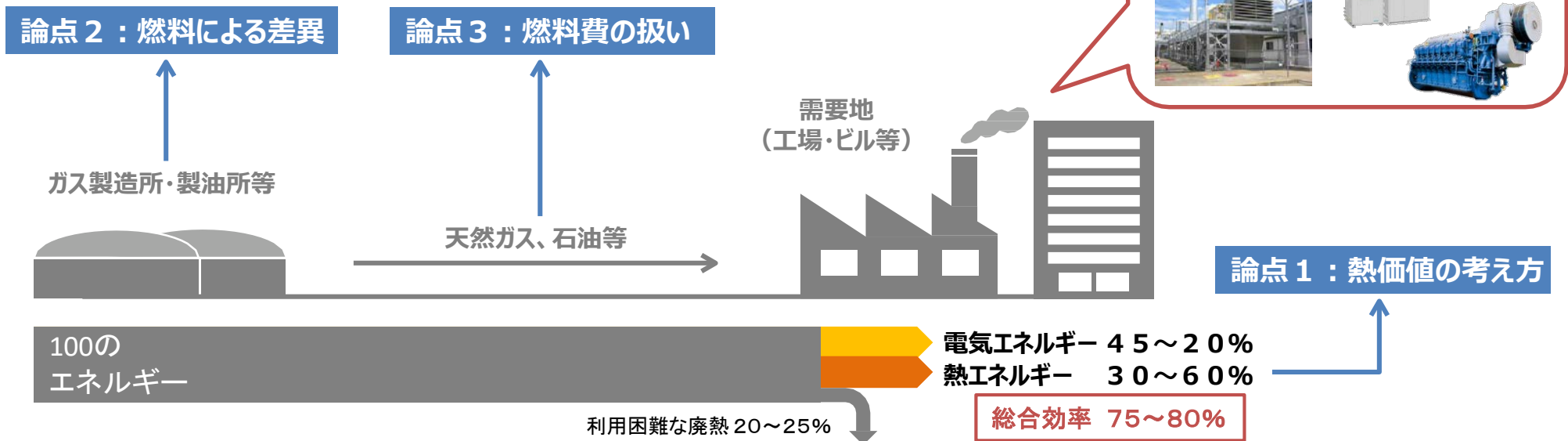
(5) 統合コスト

コージェネレーションシステムの特徴と、前回（2015年）検証時の論点

- コージェネレーションシステム（コジェネ）は、熱と電力を同時に生み出す（熱電併給）ため、トータルでは高い総合エネルギー効率を実現可能。燃料としては、天然ガス・石油等が主流。
- 需要地の近接地に置かれる分散型エネルギーであり、熱の有効活用や、少ない送電ロスなどの利点も存在。
- 2015コストWGでは①熱価値の考え方、②燃料による差異、③燃料費の扱い、が論点として検討された。
- 今回の検証においては、コジェネの特徴や活用のあり方は、大きな変化がないことから、2015年コストWGと同様の論点を検討することとした。

<コジェネの論点>

- 論点 1：熱価値の考え方（発電に付随して生ずる熱をどう評価するか）
- 論点 2：燃料による差異（天然ガスや石油等の燃料の違いをどうするか）
- 論点 3：燃料費の扱い（燃料費として燃料輸入価格を用いるのが妥当か）



熱価値の考え方

- 熱価値の考え方としては、①熱価値を別途計算し、費用から控除する考え方、②電気と熱の出力比率で費用を按分した上で、電気部分のコストを試算する考え方、の2種類が考えられる。
- 2015年コストWGでは、2011年コスト等検証委員会と同様に①の考え方を採用するとともに、当時のコジェネの活用の実際のあり方を踏まえて、熱が十分に有効活用される状況を前提としたコスト試算を行うこととしている。
- 今回の検証においては、コジェネの特徴や活用のあり方は、大きな変化がないことから、2015年コストWGと同様の考え方を採用することとした。

【熱価値の考え方】

選択肢①

一定の電気を生み出す際に同時に発生する熱の価値を別途計算し、それを費用から差し引く。

$$\text{発電コスト} = \frac{\text{資本費} + \text{燃料費} + \text{運転管理費} - \text{排熱価値}}{\text{発電電力量}}$$

※ **排熱価値** = 総熱利用量 × 単位熱量当たりの市場価値

- この場合、各国の実態に即した熱の価値を設定する必要。
- ⇒ 同量の熱をボイラで得るために必要な燃料費で代替し計算

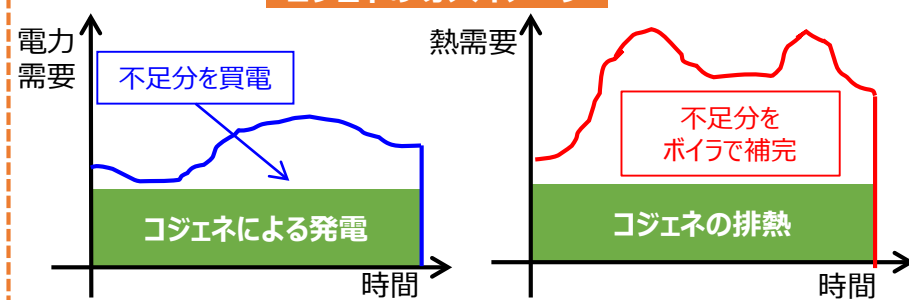
$$\text{単位熱量当たりの市場価値}(a) = \frac{\text{燃料価格}(\$ / t)}{\text{単位燃料当たり発電量}(Wh / t)} \div \text{ボイラ効率}$$

選択肢②

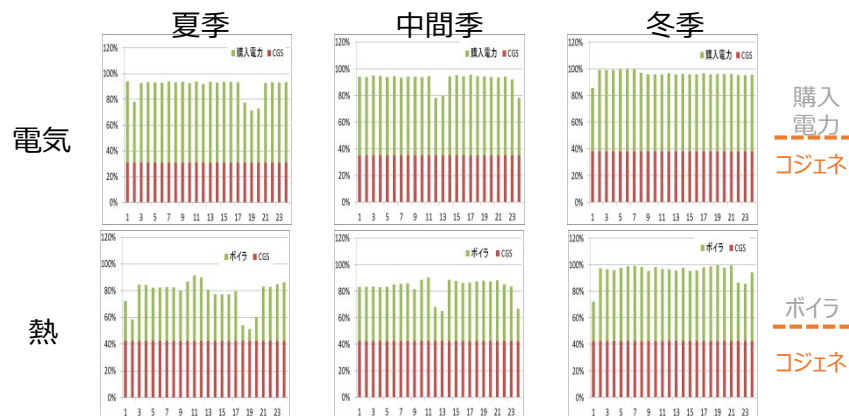
同時に生み出される電気と熱の出力比率で費用を按分した上で、電気の部分だけでコストを試算する。

【コジェネの活用状況】

コジェネの導入イメージ



コジェネの活用状況例



□OECD/IEA（“Projected Costs of Generating Electricity (2020)”）では①方式を採用（2020年版報告書では、ヨーロッパにおける高効率ガスエンジンによる熱製造コストにより試算。1MWhの熱利用に対して、37\$/MWhで換算し、排熱価値を控除）。なお、同報告書では、②方式について、「電気と熱は一体的なアウトプットであり、費用を分割することは極めて非実践的」としている。

燃料による差異

- コジェネは燃料毎に規模や活用のあり方が異なる。
- 2015年コストWGでは、業務・産業用コジェネにおいて、天然ガス及び石油が主な燃料として活用されていることから、天然ガスコジェネ及び石油コジェネのそれぞれについてモデルプラントを設定。また、同様にコジェネである燃料電池（家庭用燃料電池（エネファーム））についても、コジェネの考え方をを用いて試算を実施。
- 今回の検証においては、コジェネの主な燃料種や活用のあり方に大きな変化がないことから、2015年コストWGと同様に①天然ガスコジェネ、②石油コジェネ、③燃料電池についてモデルプラントを設定することとした。

天然ガスコージェネレーション

- コジェネの総発電容量の約 59%を占める。
- 100kW以下のマイクロコジェネ（小規模業務用）、300～1,000kW程度の小～中型ガスエンジン（病院、ショッピングセンター等）、5,000～7,000kW程度の大型ガスエンジン・ガスタービン（産業用、大規模業務用等）が主流。

石油コージェネレーション

- コジェネの総発電容量の約 26%（重油のみ）を占める。
- 500～2,000kW程度のディーゼルエンジン（中規模な産業・業務用、病院等）が主流。

燃料電池

- 国内では家庭用燃料電池コージェネレーションシステム（エネファーム）が主流。
- 家庭用燃料電池は都市ガスやLPGを改質して水素を取り出し、燃料電池により高効率な発電を行うとともに、発電時に生じる熱を給湯にも活用する家庭用コジェネであり、700Wの小型が主流。
- 2009年の販売開始以降、既に約34万台が普及。

燃料費の扱い

○コジェネの燃料費の扱いについては、大きく分けて以下の2種類の考え方がある。

- ① 大規模集中電源と同様の燃料価格を試算に活用。
- ② 需要地における燃料価格を試算に活用。

○2015年コストWGでは、大規模集中型と分散型とそれぞれに対して妥当であるとの意見があったことから、両方の考え方に基づいてコストを試算。今回の検証においても同様に両方の考え方を採用することとした。

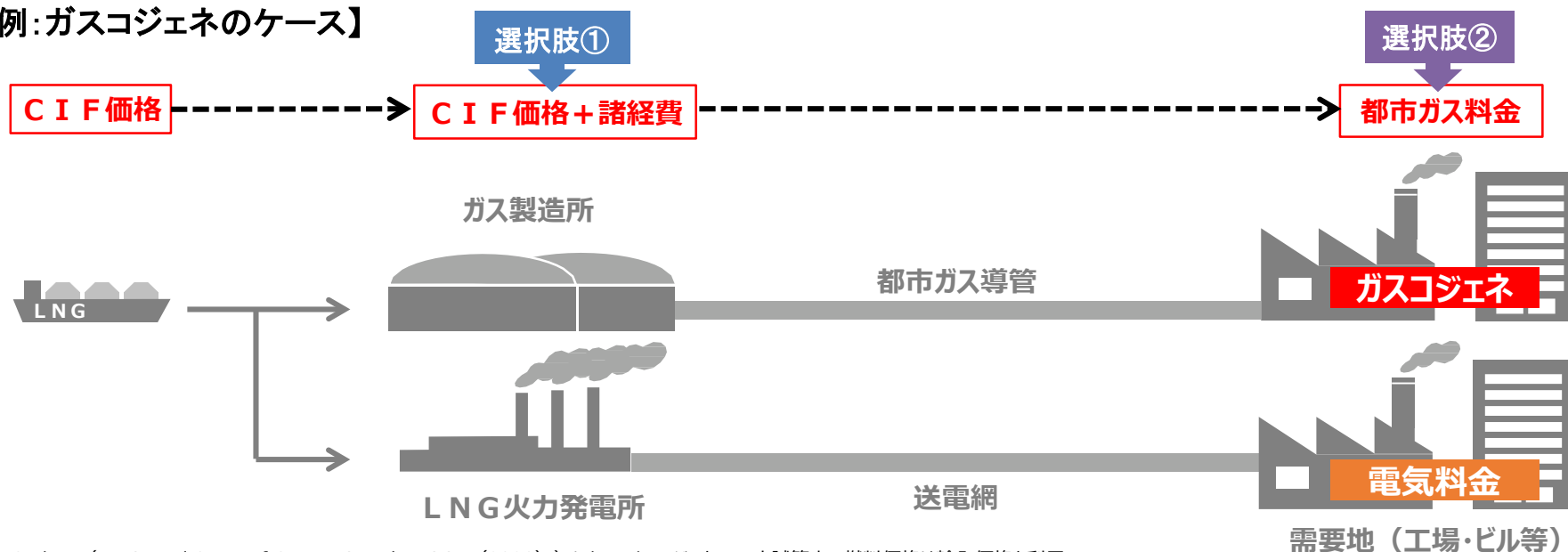
選択肢①

- 火力発電などの大規模集中型電源とコジェネなどの分散型電源を、電源として比較する観点から、例えばガスコジェネでは、LNG火力発電と比較するに当たり、燃料費を統一し、同じ燃料価格を採用。

選択肢②

- 実際に発電する際の燃料費としては、例えばガスコジェネであれば、ガスの託送コスト等も含めた都市ガスの価格を採用。

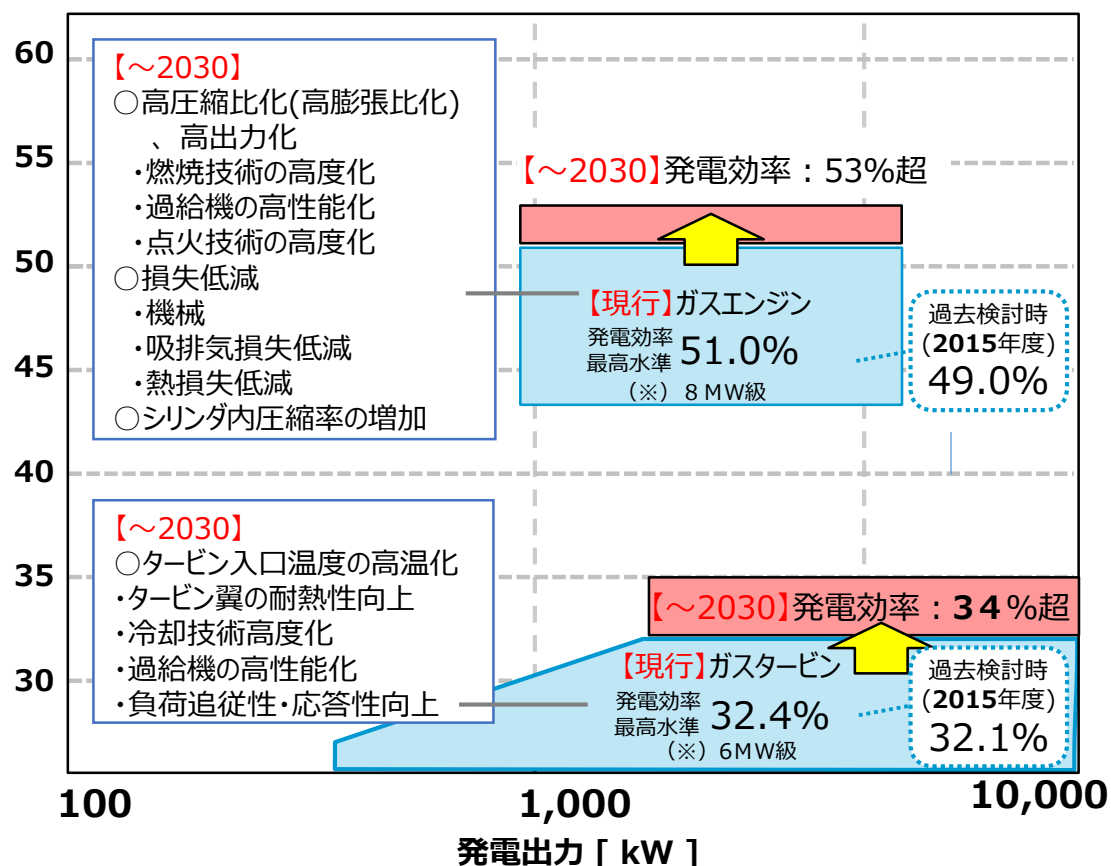
【例：ガスコジェネのケース】



将来（2030年）の費用低減の考え方（ガスコジェネの技術革新の見通し）

- ガスコジェネについては、2015年コストWGの検討時と比較して、市販されている最高効率機器の発電効率は、ガスエンジンで2%、ガスタービンで0.3%向上。
- さらに、将来に向けた技術開発により、ガスエンジン及びガスタービンについては、更なる発電効率向上が見込まれていることから、これらを見込んだ数値を将来の諸元とすることとした。

発電効率 [%] 【 ガスコジェネの効率向上見通し 】



(※) 上記の発電効率は、2020年度時点で市販されている最高効率のもの。LHV表記。

【 ガスコジェネの技術革新 】

ガスエンジンの技術開発課題

- 燃焼技術の高度化
 - ✓ シミュレーション技術の高度化による燃焼改善
 - ✓ ミラーサイクルの最適化など
- 過給器の高性能化
 - ✓ 二段過給の実現など
- 点火技術の高度化
 - ✓ レーザー着火の実現など
- 機械損失、吸排気損失、熱損失などの損失低減
- 燃焼時のシリンダ内圧縮率の増加

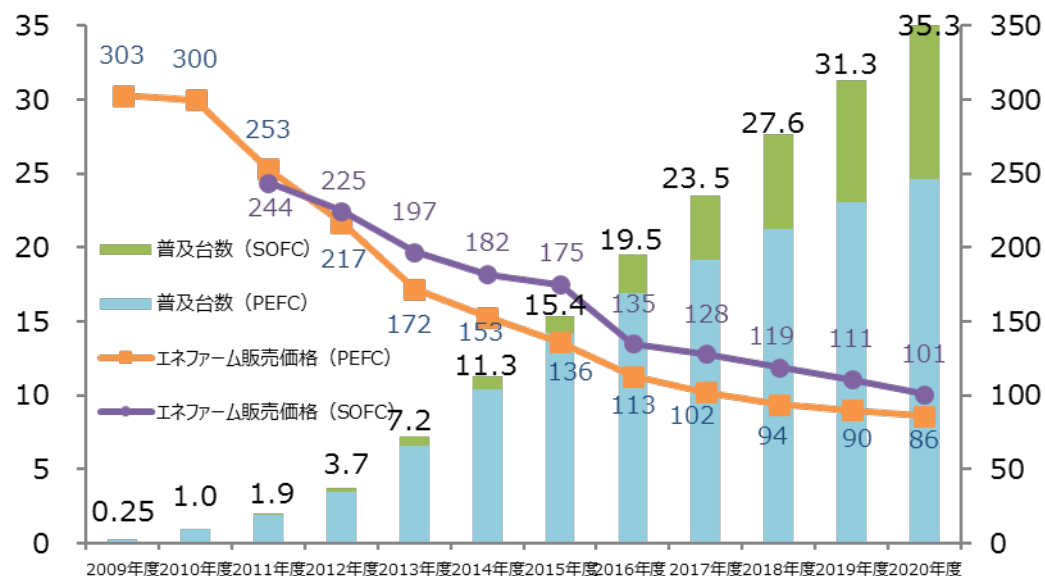
ガスタービンの技術開発課題

- ガスタービンの入口温度の高温化
 - ✓ 高温化に耐える耐熱性の確保(高強度材の開発等)
 - ✓ 安価で高性能な冷却技術や伝熱制御技術
- ✓ 過給器の高性能化
- ✓ 負荷追従性、応答性向上

将来（2030年）の費用低減の考え方（燃料電池の技術革新の見通し）

- 家庭用燃料電池については、2015年コストWGの検討時と比較して、市販されている機器の発電効率は1-8%程度向上。また、販売価格は50万円以上低下。
- さらに、将来に向けた技術開発により、発電効率向上及びコスト低減が見込まれていることから、これらを見込んだ数値を将来の諸元とすることとした。

【 普及台数と販売価格の推移 】



【 発電効率の将来想定 】

	現状	2030年
固体高分子形燃料電池 (PEFC)	36.1%	40.6%以上
固体酸化物形燃料電池 (SOFC)	49.6%	54.2%以上

※ HHV表記。

※ 現状すでにNEDOの「燃料電池・水素技術開発ロードマップ」の2030年目標を達成しているため、2040年の目標を2030年に達成すると想定。

コジェネ・燃料電池

政策経費の考え方

＜コジェネの総発電電力量＞

- 民間調査（（一財）コージェネレーション・エネルギー高度利用センター）を踏まえ、2020年度におけるコジェネの年間総発電電力量は616億kWhと想定。
- 2030年モデルプラントについては、基本政策分科会でエネルギーミックスが決定次第、2030年の発電電力量の見通しの値を使用予定。

＜燃料電池の総発電電力量＞

- 2015年コストWGにおいては、発電電力量が非常に少ないことから政策経費は計上されず、また、現時点の普及台数を踏まえた発電電力量は約3.3億kWhと引き続き少ない状況。
- このため、2020年時点の家庭用燃料電池の導入目標が140万台であることを踏まえ、本ワーキンググループにおいては設定した設備容量及び設備利用率を用いて燃料電池の年間総発電電力量を42億kWhと想定。
- 基本政策分科会でエネルギーミックスが決定次第、2030年の発電電力量の見通しの値を使用予定。

【 政策経費の算出方法 】

●コジェネ

コジェネに係る政策経費（令和2年度予算）(円)

コジェネの年間総発電電力量（kWh）

●燃料電池

燃料電池に係る政策経費（令和2年度予算）(円)

燃料電池の年間総発電電力量（kWh）

【 コジェネ・燃料電池の政策経費 】

	コジェネ		燃料電池	
	2020年	2030年	2020年	2030年
予算額（億円）	21	21	55	55
発電電力量（億kWh）	616	—	42	—
政策経費（円/kWh）	0.03	—	1.3	—

目次

I. 総論

II. 各論

(1) 再生可能エネルギー

(2) 火力発電

(3) 原子力発電

(4) コージェネ・燃料電池

(5) 統合コスト

試算の考え方

○2015年検証の考え方を基本的に踏襲し、統合コストを以下（１）～（３）の通り定義した上で、（１）火力発電・揚水発電に関する調整費用について、太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起これず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定する。

（１）火力発電等に関する調整費用

- ①火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用
- ②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用
- ③自然変動電源発電時に揚水式水力によって需要を創出（蓄電）することによる費用
- ④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用

（２）地域間連系線等の増強費用

（３）その他

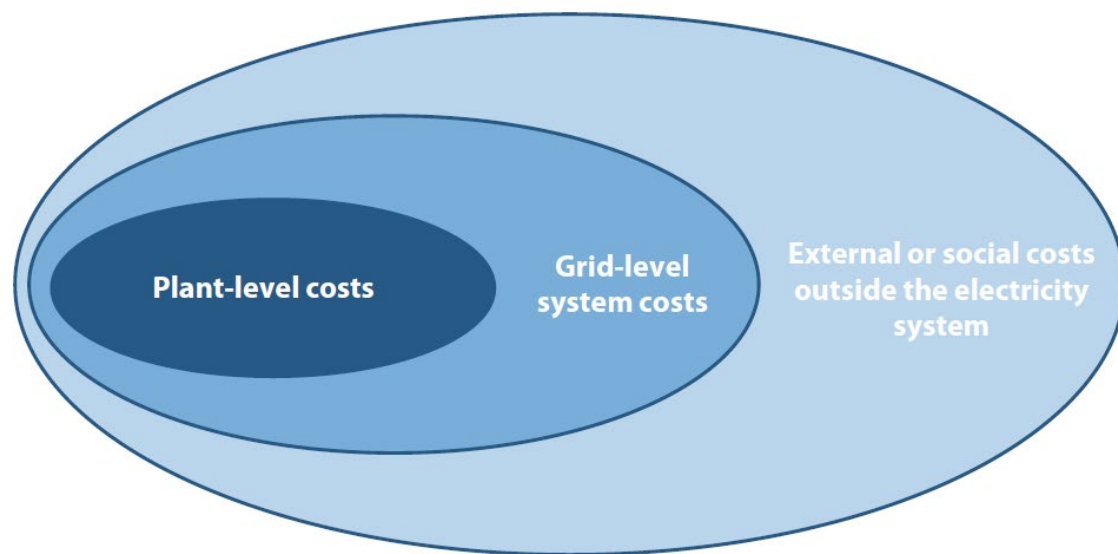
○蓄電池については、現行の2030年エネルギーミックスを前提にすると、変動再エネの余剰分が火力発電の運用変更と揚水発電によって吸収され、出力抑制がほとんど起こらないために、蓄電池がほぼ入らないという結果となる。

蓄電池の費用対効果を分析するために、変動再エネが現行ミックスを超えてさらに導入されたケースを想定し、出力抑制が生じた分を蓄電池で補うケースを分析する。

○EVやDRについては、電力システムに柔軟性を与える蓄電技術の一種と整理出来る。ただし、その費用対効果について参照可能な客観的数値がないため、今回の試算には含めない。

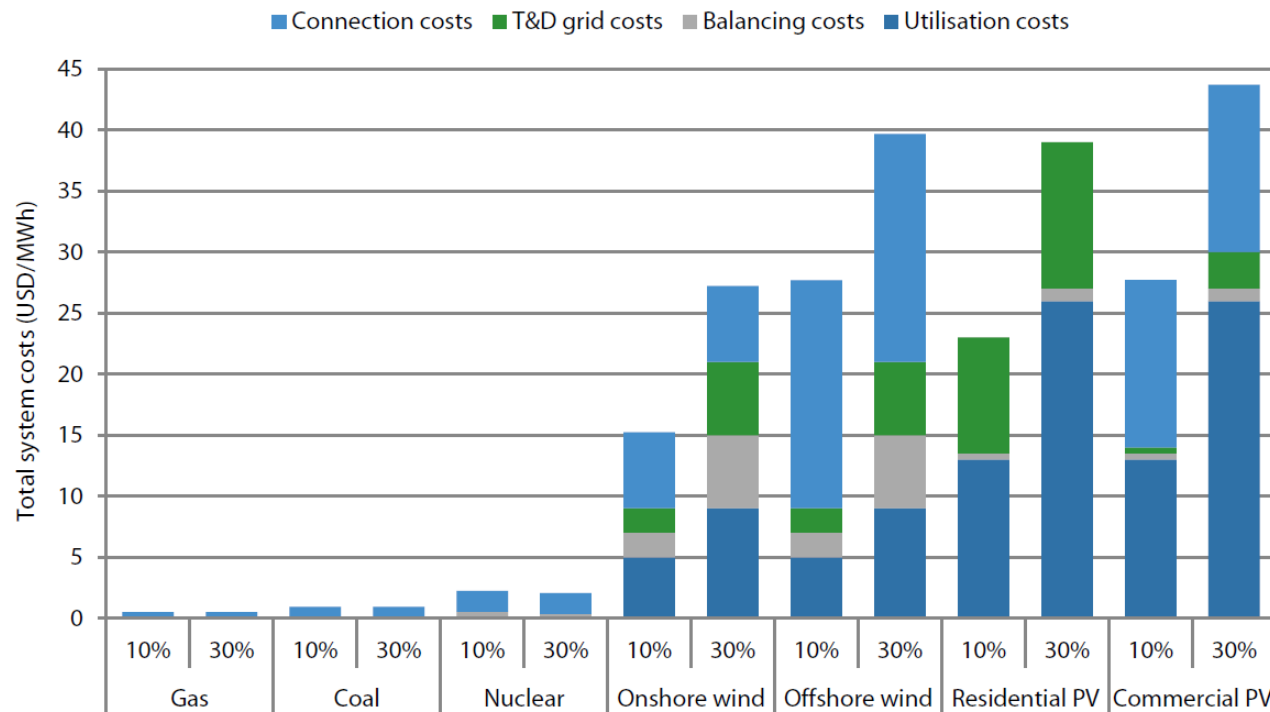
(参考) OECDにおける統合コストの議論①

- 発電総コスト（Full cost of Electricity Provision）は以下の3カテゴリーに分類可能。
 - （1）発電所のコスト（例：LCOE）
 - （2）電力システム全体のコスト（例：自然変動電源の大量導入に伴う統合コスト）
 - （3）外部費用（例：大気汚染、事故、国土利用の変化や資源の目減り、雇用・経済・イノベーション・エネルギー安全保障への影響等に伴う費用）
- 電力システム全体のコスト（Grid-level system cost）は変動再エネの大量導入に伴い注目されている比較的新しいコストの概念。



(参考) OECDにおける統合コストの議論②

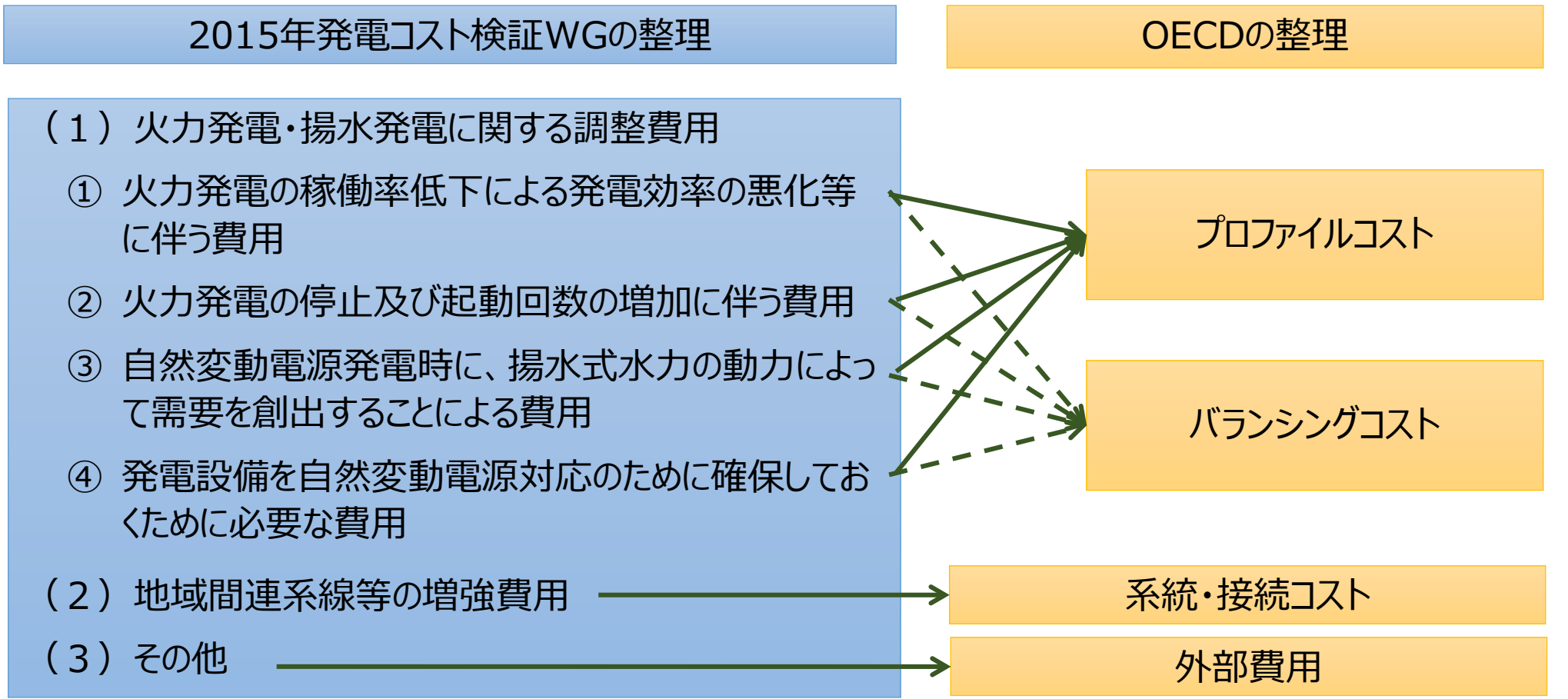
- (2) 電力システム全体のコストは、さらに以下の3カテゴリーに分類可能
- ① プロファイルコスト : 変動再エネ発電量が上下することに伴う、既存火力等の運用変更と発電効率低下に伴うコスト
 - ② バランシングコスト : 変動再エネ発電量が予測不可能なことに伴う、既存火力等の発電量の調整や、揚水・蓄電池の確保に伴うコスト
 - ③ 系統・接続コスト : 変動再エネ適地と需要地がズれることに伴う系統整備費用



(参考) OECDにおける統合コストの議論③

- 電力システム全体のコストについては、比較的新しい概念であり、研究途上であることから、以下の点に十分に留意する必要がある。
 - (1) 上記の3分類は完全ではなく、他に考慮すべき要素があること。
 - (2) 上記の3分類は相互に独立していないこと（あるコストの変化が他を変化させ得る）
 - (3) 分析対象となる既存のエネルギーミックスによって大きく数値が変化すること
 - (4) 現在は正確な定量化が難しいこと（一定の仮定・割り切りに基づく分析しかない）。
 - (5) 研究途上であり、現在の分析手法や分析結果は絶対ではないこと。

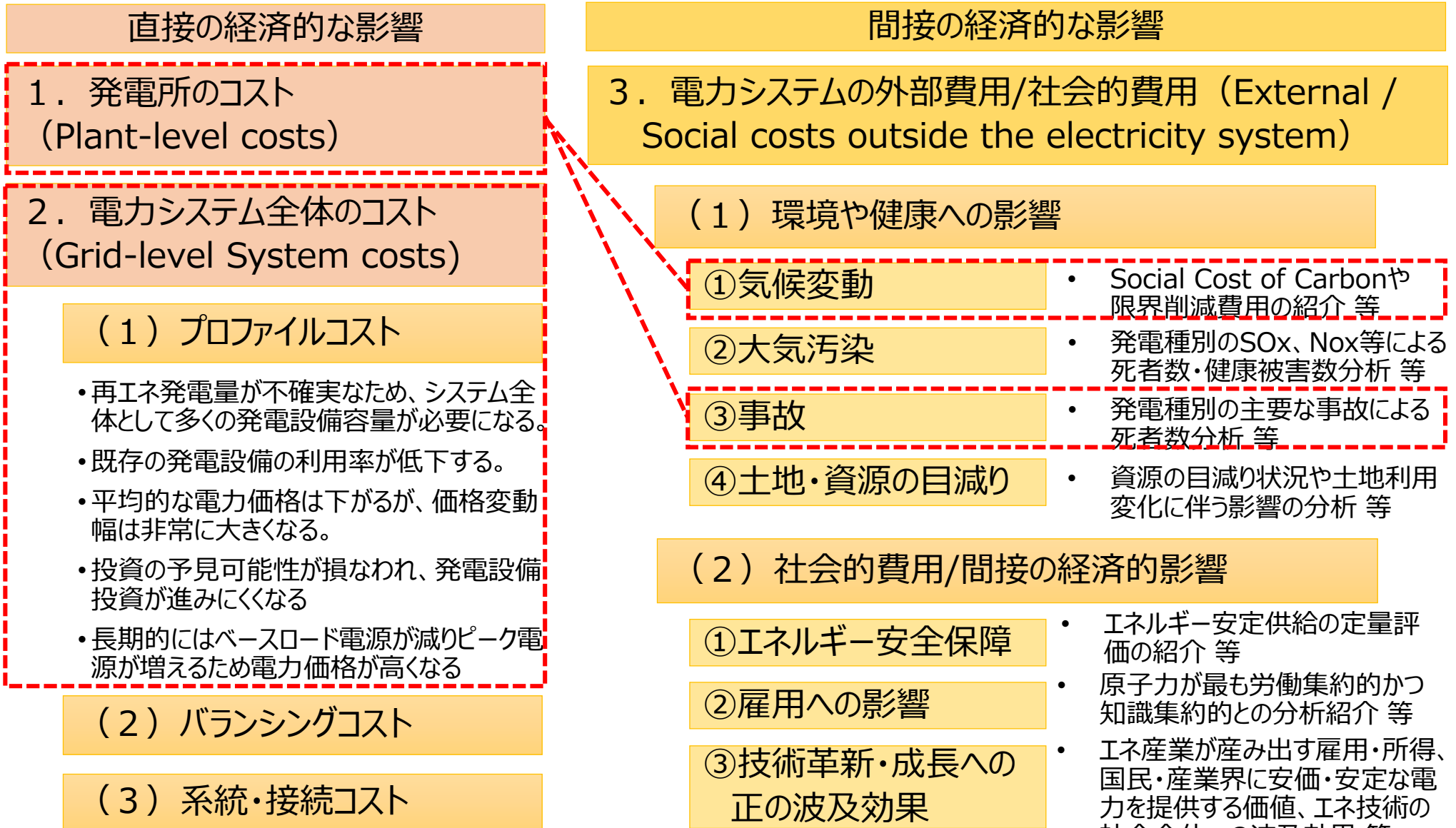
(参考) OECDにおける統合コストの議論と今回の整理の比較①



注：変動再エネの発電量が完全に予測可能でも、プロファイルコストは発生する

(参考) OECDにおける統合コストの議論と今回の整理の比較②

OECDの概念整理を基に、発電コスト検証WGが含むものを赤枠で囲った。
ただし、発電コスト検証WGで考慮している政策経費はOECDの概念整理には含まれていないことに留意



(参考) 統合コストの内訳 (火力の調整費用、揚水発電ロス等)

○自然変動電源（太陽光発電及び風力発電）は、気象条件等によって出力が変動する。このため、自然変動電源の導入にあたっては、短周期変動（数十分単位までの出力変動）及び長周期変動（数十分から数時間単位の出力変動）に対応するため、火力発電や揚水式水力発電によるバックアップ等の調整を行う必要がある。この調整のために要する費用には、以下のようなものがある。

①火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用

- － 自然変動電源の導入に伴い、火力発電の稼働を抑制するなど、追加的な出力調整を行う必要がある。この結果、高稼働状態と比較し、低い出力で運用することにより、火力発電の熱効率が低下（＝燃料投入量当たりの発電量が減少）する。また、調整力のある火力電源を追加的に稼働させる（例：石炭からLNGや石油への振り替え）など、追加的な費用が発生する見込み。

②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用

- － 火力発電について、自然変動電源の導入のために火力の出力を抑制することに加えて、これまでの運用では停止までは行っていなかった火力発電（主に石炭火力）の停止・起動が必要になることが想定される。この場合、火力発電の追加的な停止・起動による費用が発生する見込み。

※加えて、中長期的な設備耐力の低下等によるメンテナンスコストの増加や調整能力を具備するための追加費用等も想定される。

③自然変動電源の発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用

- － これまでは、夜間の余剰電力によって汲み上げ、電力需要が増加する昼間に発電をしていた運用から、自然変動電源（主に太陽光）を導入するため、昼間に揚水運転によって水を汲み上げ、夜間に発電する運用へと転換されることによる追加費用等が今後想定される。

④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用

- － 自然変動電源を導入することに伴い、変動性の大きい自然変動電源のバックアップのために、一定量の火力発電等の設備容量を確保しておく必要が生じることとなり、当該設備容量を維持・確保するための費用が発生。

※費用の中には、(a) 自然変動電源導入拡大により、火力発電の稼働が低下し、本来であれば火力の稼働によって賄えたはずのkWhあたりの固定費（資本費）の増加分や、(b) 揚水発電を自然変動電源余剰対策として日中に動力として活用する分、通常の供給力対策としての利用が出来なくなることに伴う、自然変動電源のために利用する分についてのkWhあたりの固定費（資本費）の増加分、を含み得る。

○上記に要する費用が再生可能エネルギー導入のための調整費用として考えられるが、当該調整費用は再生可能エネルギーの導入状況だけでなく、電力需要の状況や他の電源の運転状況にも影響を受けるため、調整費用については、様々な前提を置いた上で算定を行う。

(参考) 自然変動電源導入に伴う火力発電の設備利用率低下について

LNGと石炭の稼働モデルを構築し、自然変動電源の稼働に伴う各火力電源の稼働の変化を分析。

※石油火力は、自然変動電源の導入の多寡に関わらず、緊急時のバッファ等に最低限必要な発電量のみ確保されると仮定。このため、自然変動電源の導入による石油火力の発電量の減少は無いと仮定する。

※調整力のある火力電源を追加的に稼働させる（例：石炭からLNGへの振り替え）費用は本分析で反映する。

【モデルの基本的考え方】

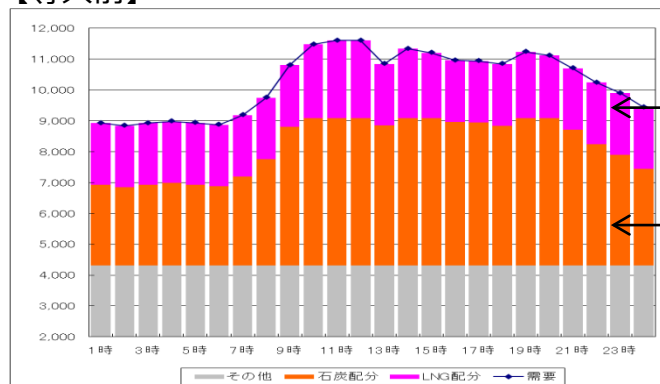
- ・1年分の需要曲線を想定。また、1年分の太陽光・風力の設備容量に対する出力を想定。
- ・メリットオーダーの考えに従い、LNG→石炭の順に抑制。この際、LNG・石炭のマクロとしての最低出力分は確保すると仮定。
- ・LNG、石炭ともに下限まで抑制してもなお太陽光・風力の合計値が調整可能な火力分を上回る場合は、揚水動力を稼働させ吸収する。揚水動力でも吸収し切れない場合は余剰分の太陽光・風力を抑制。
- ・上記作業を1年間・8760時間毎に計算し、自然変動電源の導入有無や導入ケースによる火力電源の設備利用率変化を計算。併せて、揚水動力による自然変動電源の吸収量も計算。

（留意点）

- ※従来型LNGについては、現状でも設備利用率の低い運転となっており、自然変動電源の導入に伴って設備利用率が低下するのは高効率LNGと石炭火力と想定。
- ※全国の需要と供給力を一体として構築するモデルのため、全国大で最適な電源運用がなされる（広域運用が完全になされる）との仮定に基づくこととなる。よって、詳細な連系線制約は考慮していない。
- ※揚水動力として活用可能な容量（kW）を超える分の余剰の自然変動電源は抑制することを想定。

【自然変動電源導入前後の1日の電源運用イメージ】

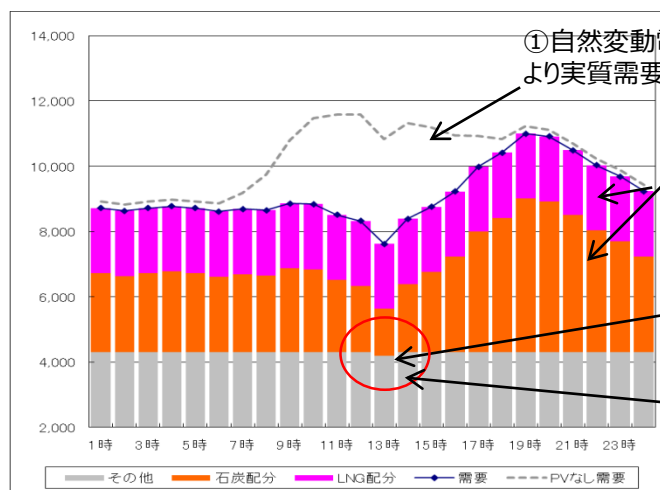
【導入前】



① 負荷変動に対しては、LNGでまず調整

② LNGを下限まで出力抑制しても吸収できない分は石炭を抑制

【導入後】



① 自然変動電源の導入により実質需要が低下

② LNG・石炭を最大限抑制してもなお余剰が発生（ここでは12-13時）

③ 火力の抑制でもなお余剰が発生する場合は揚水動力で吸収

④ 揚水動力で吸収しきれない分は太陽光・風力を抑制

(参考) 火力発電の設備利用率低下と発電効率悪化に伴う費用について

自然変動電源の導入に伴い、火力発電の稼働を抑制するなど、追加的な出力調整を行う必要がある。この結果、定格出力状態と比較し、低い出力で運用することにより、火力発電の熱効率が低下（＝燃料投入量当たりの発電量が減少）する。また、調整力のある火力電源を追加的に稼働させる（例：石炭からLNGや石油への振り替え）など、追加的な費用が発生する見込み。

計算の考え方

（１）8760hrの需要から石炭・LNGが分担するkWを時間毎に想定し、時間変動量（前時刻との差）を累計し、設備量で除することで、kWあたりの負荷調整回数を算定。また、最低負荷運転となっている時間数も合わせてカウント。

（２）熱効率の低下は、低出力での運転状態がどの程度あるかによって求められるため、（１）に基づき、以下の式で熱効率を算出

$$\begin{aligned} \text{熱効率} = & \text{定格熱効率} \times \frac{\text{定格運転hr}}{\text{運転hr}} + \text{最低負荷熱効率} \times \frac{\text{最低負荷運転hr}}{\text{運転hr}} \\ & + \text{負荷調整時間中平均熱効率} \times \frac{\text{負荷調整時間中運転hr}}{\text{運転hr}} \end{aligned}$$

※定格＝100%、最低負荷＝30%、負荷調整時間中は平均を取り65%と仮定。

（３）熱効率低下分による費用は効率悪化に伴う燃料費増分として算出

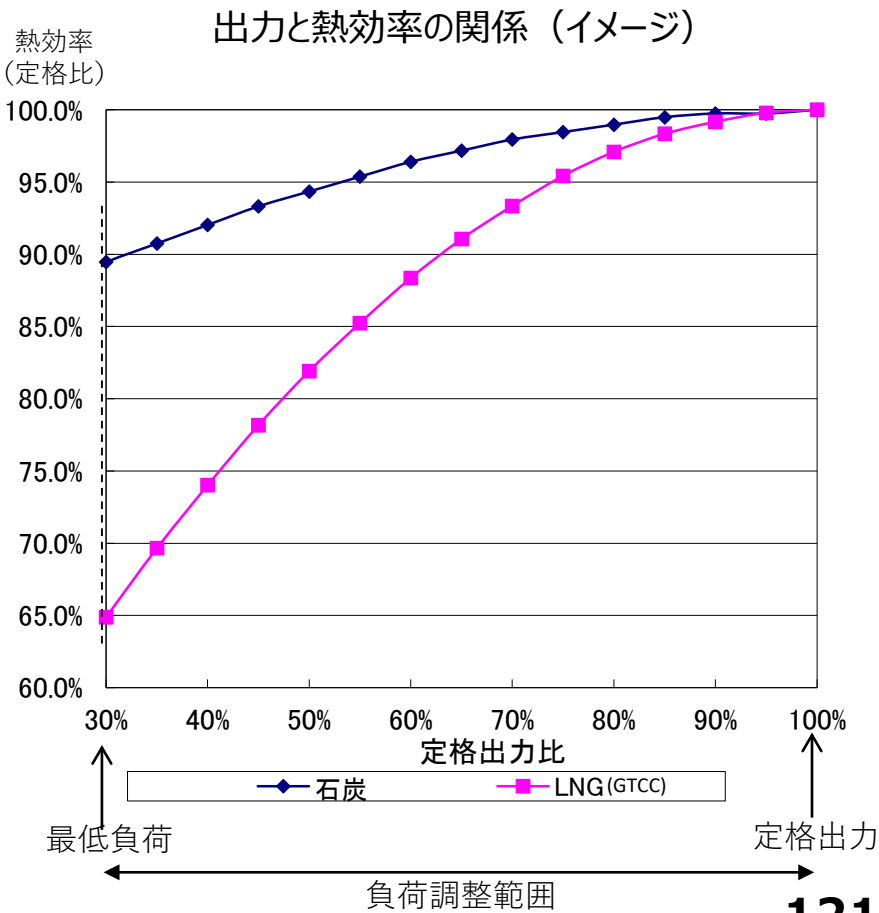
（計算例）

再エネ導入前熱効率時燃料費：α円/kWh

再エネ導入後熱効率時燃料費：β円/kWh

発電量（設備利用率低下後）：A億kWhと仮定すると燃料費増は、

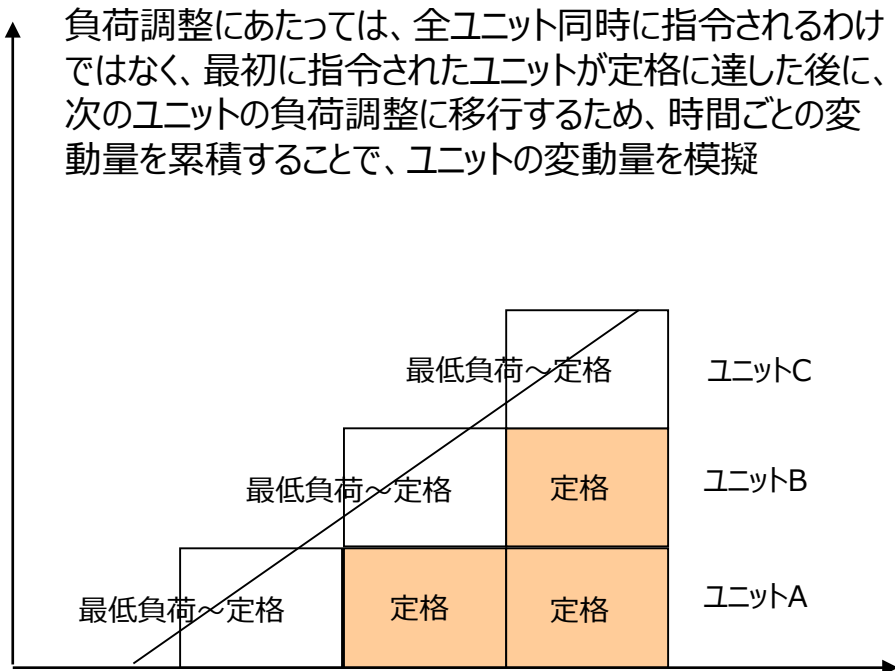
$$\text{燃料費増} = A \text{億kWh} \times (\beta \text{円/kWh} - \alpha \text{円/kWh})$$



(参考) 火力発電の停止及び起動回数の導出法①

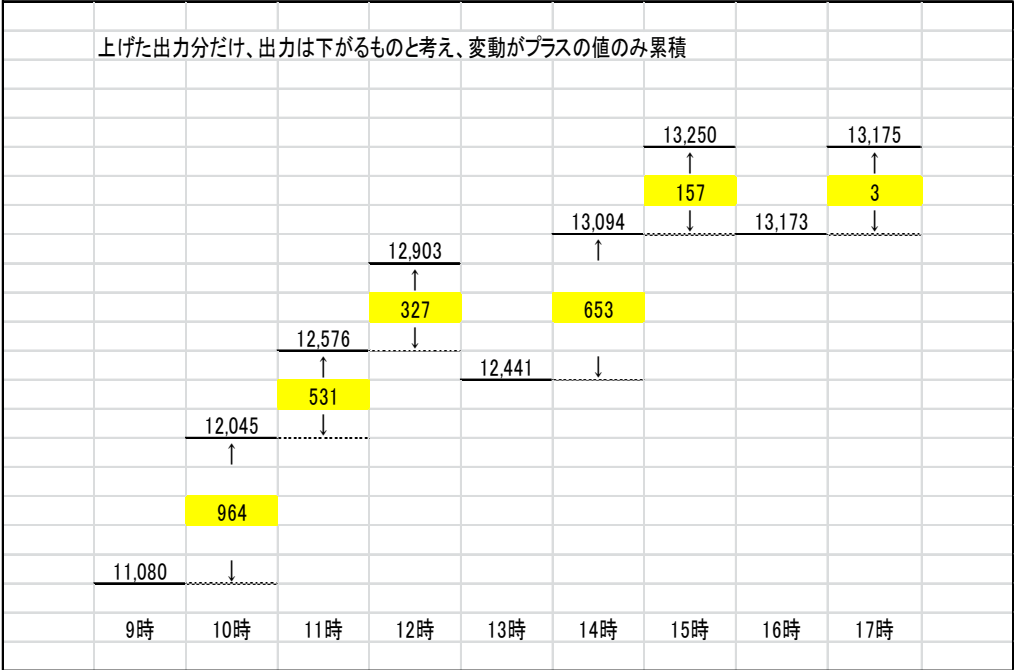
停止・起動回数は、先述の設備利用率変動分析モデルより、負荷の変動量分（前後の時間におけるLNG（又は石炭）の出力との差分）だけ、追加的に新たなユニットの稼働が始まると仮定。年間の、負荷変動によるkWあたりの新たなユニット稼働回数を計算。これを自然変動電源の導入前後で比較することにより、年間の調整回数の導入前後での差分＝起動・停止回数と考える。

【概念図】



※上図では、一定規模の定格出力を持ったユニットの稼働パターンを模式的に図示しているが、モデル上は、個別のユニット毎ではなく、電源種別の設備容量全体の稼働状況を分析している。また、LFCの必要量については考慮していない。

【1日当たりのある電源種（LNG・石炭別）の出力変動のイメージ】



1日の出力累積変動量（前の時間から増加した分のみ合計）：X kW
LNG（又は石炭）の調整用の設備容量：Y kW（＝設備容量－最低負荷分）
この日の1万kWあたりの負荷調整回数：X kW/YkW（回/日）
（※LNG・石炭毎に計算）

(参考) 火力発電の停止及び起動回数の導出法②

火力発電について、自然変動電源の導入のために火力の出力を抑制することに加えて、これまでの運用では停止まで行っていなかった火力発電（主に石炭火力）の停止・起動が必要になることが想定される。この場合、火力発電の追加的な停止・起動による費用が発生する見込み。

計算の考え方

- (1) 自然変動電源の導入に応じて、1ユニット当たりの石炭火力の平均的な年間の起動・停止回数の増加分を想定： γ 回（年間）
- (2) 1回あたりの起動・停止に伴う費用： C （円/回・100万kW）
- (3) 計算段階の石炭火力の設備容量： $D \times 100$ 万kW（例えば4500万kWなら $D = 45$ ）
- (4) 起動停止費用 = $\gamma \times C \times D$ （円）

(計算例)

起動停止コスト（平均） 石炭：1,500万円／100万kW・回

年間増加停止回数： $\gamma = 50$ 回

石炭設備容量：4500万kWとすると $D = 45$

と想定すると、起動停止費用 = $50 \times 1500 \text{万} / 100 \text{万kW} \times 45 (\times 100 \text{万kW}) = \text{約} 340 \text{億円/年}$

(留意点)

- ・LNGに関しては、自然変動電源の導入増加により、起動停止回数は減少する可能性あり（→石炭停止との振り替え）。この場合の（LNG起動停止回数の減少による）費用減少分は差し引いて見込むこととする。（LNGの平均起動停止コスト：500万円／100万kW・回）

(参考) 揚水発電を用いることによる発電ロスの発生等

- 昼間に余剰となった太陽光発電を、揚水発電を用いて蓄電し、夜間に使うことにすると、発電ロスが30%生じる（かかった発電費用に比して、利用出来る電力量は30%目減りする）。
- また、従来、夜間の余剰電力によって汲み上げ、電力需要が増加する昼間に発電をしていた運用から、自然変動電源（主に太陽光）を導入するため、昼間に揚水運転によって水を汲み上げ、夜間に発電する運用へと変更することに伴って追加費用等が生じる可能性もある。ただし、こうした追加費用は、現時点で具体的に費用が特定されないため、今回の試算には含めない。

計算の考え方

- (1) 自然変動電源導入時の揚水動力：E kWh（先述の設備利用率変動モデルより導出）
- (2) E kWhの持ち上げによる可能発電量は、揚水動力のロス率を30%と仮定すると、 $(1-0.3) \times E$ kWh
- (3) 太陽光（事業用）の昼間の余剰電力を用いて揚水発電を実施する費用：P pv 円
（揚水発電によって水をくみ上げる費用を、使用する電力分だけだと仮定すると、P pv円は、太陽光（事業用）と同じ12.8円/kWh（2020年）、11.1円/kWh（2030年）となる）
- (4) 揚水を使わなければ供給された発電量が、実際には70%しか供給されないことによる差分をコストと認識すると、
 $\{E - (1-0.3) \times E\} \times P_{pv} = 0.3 \times E \times P_{pv}$ （円）

例：揚水動力活用分が100億kWh、太陽光（事業用）の費用を12.8円/kWh（2020年）とすると、
揚水ロス分の費用は $0.3 \times 100 \text{億} \times 12.8 = 384 \text{億円/年}$

総合コスト
(参考) 自然変動電源の調整力として火力等の発電設備を維持する費用

- 自然変動電源を導入することに伴い、変動性の大きい自然変動電源のバックアップのために、一定量の火力発電等の設備容量を確保しておく必要が生じることとなり、当該設備容量を維持・確保するための費用が発生し得る。
- ただし、バックアップのためだけに火力等を新設することは想定しづらいため、今回の試算には含めない。
- ※ 費用の中には、(a) 自然変動電源導入拡大により、火力発電の稼働が低下し、本来であれば火力の稼働によって賄えたはずのkWhあたりの固定費（資本費）の増加分や、(b) 揚水発電を自然変動電源余剰対策として日中に動力として活用する分、通常の供給力対策としての利用が出来なくなることに伴う、自然変動電源のために利用する分についてのkWhあたりの固定費（資本費）の増加分、を含み得る。

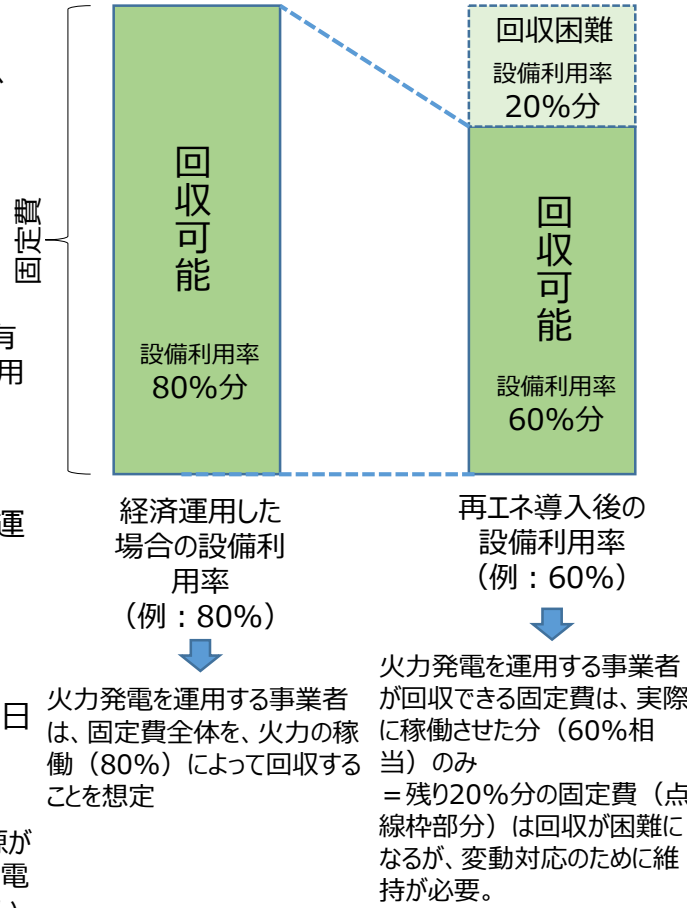
【費用のイメージ】

計算の考え方

<火力>
設備利用率低下（前後比）：α%、火力固定費：F円/kWh、石炭火力設備容量：D(kW)、とすると、
当該火力の固定費増加分 = $D(kW) \times 8760時間(hr) \times \alpha\% \times F$ (円)
(計算例：石炭火力の場合)
石炭火力の利用率が20%低下した場合（例：80%→60%）：α = (80-60)/80 = 25%
石炭固定費単価 3.5円/kWh（資本費 + 運転維持費）
全国石炭火力kW 4500万kW、と仮定すると、
火力固定費増加分 $4500万kW \times 8,760hr \times 25\% \times 3.5 =$ 約3450億円/年（全国合計）
※火力電源設置にかかる固定費は、自然変動電源導入の有無に関わらず発生するが、上記費用は、火力設備の保有者が、設備を維持するものの、自然変動電源導入により、想定通りの稼働が出来なくなることにより、回収出来ない費用と一致（右図参照）。（この際、簡便化のため、自然変動電源導入によって不要となる設備容量はゼロと仮定。）
※設備利用率の変化は先述の設備利用率変動分析モデルを利用。また、L N Gについても同様に計算。

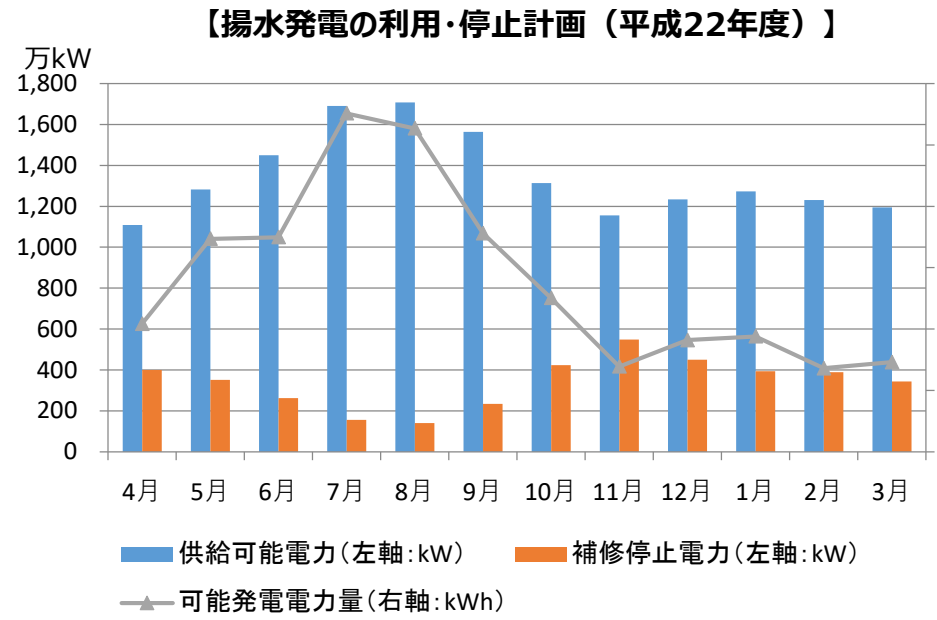
<揚水>
揚水kW単価：G円/kW、全国揚水容量：H(kW)、年経費δ%(年)、自然変動電源導入による通常運用との分担割合：ηとすると、揚水固定費按分額 = $G \times H(kW) \times \delta\% \times \eta$ (円)
(計算例)
揚水kW単価 G = 20万円/kW
全国揚水kW H = 2700万kW
年経費 δ = 6%/年、分担割合：η = 1/2（先述のモデルから、揚水を日中に動力として稼働させた日数の割合を算出するモデル）、と仮定すると、
揚水固定費分担額： $20万円 \times 2700万kW \times 6\% \times 1/2 =$ 約1,620億円/年（全国合計）

※揚水を日中に供給力として期待するためには、夜間に上池容量を満水としている必要があるが、太陽光等の自然変動電源が増えると、日中の汲み上げを想定し、上池容量を空けておく必要がある。ただし、揚水設備の固定費増加分は、自然変動電源（太陽光・風力）の導入拡大によって揚水設備の機能が今後変化していくことを認識しつつ、今回のコスト等検証においては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。

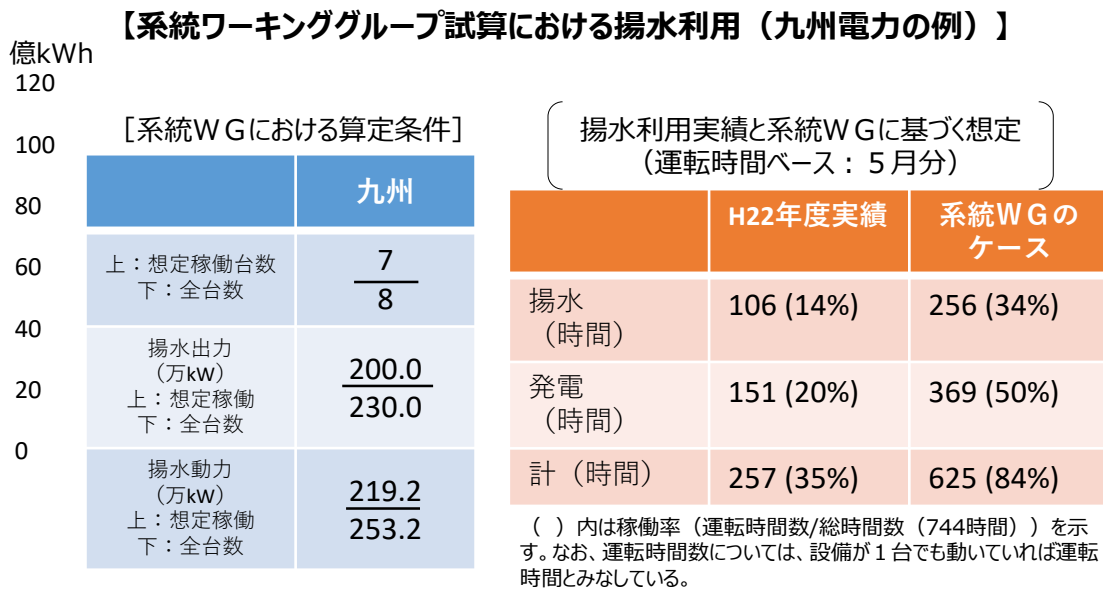


(参考) 揚水発電の運用変更に伴う費用

- 揚水発電の定期検査・補修等については、従来は電力需要が低い春秋の端境期に行ってきたところ（左図参照）。補修工事は一般的には2～3年に一度、1～2ヶ月程度行われるが、長いものでは数ヶ月から1年間に至るような工事もある。このため、端境期に利用できる量は、本来はkW・kWhベース共に限定的。
- 系統WGの接続可能量算定にあたっては、火力の出力制御や揚水発電の揚水運転を最大限見込んでいる。算定の中では、揚水発電は、需要の少なく、太陽光発電の出力が大きい春などの端境期に多くの稼働を見込んでいる。（右図：九州電力の例参照）
- このため、太陽光発電の接続可能量まで太陽光発電等の変動する再エネ電源が接続された場合には、これまでは春や秋に行っていた揚水発電所の補修・定期検査を、春や秋に行うことができなくなり、結果として需要の高い夏や冬における需給運用に揚水発電所を用いることが困難となる可能性がある。また、春や秋の低需要期において、揚水発電所の揚水運転を最大出力で行うため、本来の需給調整機能を十分に果たすことができない可能性がある。
- このように、自然変動電源対応のために揚水発電を維持・運用するとした場合、高需要期におけるピーク供給力減少の影響や、その経費が発生し得るが、現時点で具体的に費用が特定出来ないため、今回の試算には含めない。



（出典）電力需給の概要より資源エネルギー庁作成
※沖縄電力を除く一般電気事業者9社分の合計。なお、供給可能電力（kW）は設備容量と異なり、補修等による停止分や、季節等によって需要カーブが変化する等のため年間で変動する。 22年度末の9社揚水設備容量：2072万kW



※系統ワーキンググループ（第3回、H26.12.16）における接続可能量算定条件による計算

統合コスト

(参考) 再エネ導入拡大に向けた系統マスタープランの検討状況

- 再エネ開発ポテンシャルへの対応、電力融通の円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での基幹系統形成を計画的に進めるため、これまでの議論を整理したマスタープラン1次案のとりまとめを5月に行い、下記の結果を得た。
- 北海道の風力等を海底直流送電などで大需要地に直接送る検討も開始。

3-6 まとめ

(1) 分析結果まとめ

108

3-4 シナリオ毎の増強案

(2) 電源偏在シナリオ (45GW)

78

官民協議会ベース
(電源ポテンシャル考慮)

- 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%	約39% (需要側の対策が必要)
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

■ 立地制約のある再エネを偏在させた場合におけるネットワーク面での分析結果の一例。

■ 今後、本分析結果も参考としつつ、国とも連携してマスタープラン策定に向けて検討を進めていく。

電源偏在シナリオ (45GW)

再エネ比率 42%

必要投資額※1 約3.8 ~ 4.8兆円

費用便益比(B/C)※1 1.13 ~ 1.44

年間コスト※1,※2 約3,600 ~ 4,500 億円/年

年間便益 (純便益) 約5,100 億円/年 (約600~1,500億円/年)

削減された燃料費 約4,440億円

削減されたCO2対策コスト 約660億円 (約1,200万tの削減)

CO2排出量

再エネ(45GW)導入前 約3億3,600万t

再エネ導入/増強前 約2億9,400万t

再エネ出力制御率※3 約1.7%

再エネ導入/増強後 約2億8,200万t

約5,400万tの削減

増強後 約4%

①北海道〜東京ルート新設※1 (北海道地内増強含む) 約1.5~2.2兆円 (北海道〜東京800万kW)

②東北東京間の運用容量対策※1 約7,000~8,100億円 (電源立地が明確になった時点で詳細検討)

③東京地内増強※1 約3,800~5,300億円 (送電容量確保策)

④九州〜中国ルート増強 (九州・中国地内増強含む) 約3,600億円 (278~556万kW)

⑤九州〜四国ルート新設※1 (九州・四国地内増強含む) 約5,800~6,400億円 (280万kW)

⑥四国〜関西ルート増強 約1,300億円 (140~280万kW)

⑦中国地内増強 約1,000億円 (関西中国間の運用容量拡大421~556万kW)

⑧中地域増強 中部関西間第二連系線新設 中地域交流ループ構成 約500億円

【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 費用をもとに以下の年経費率にて算出。架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

※3 太陽光・風力の全国平均

※4 アデクシーやセキュリティの観点から必要性を検討

統合コスト
（参考）系統の増強費用について

○ 今回の発電コスト検証では、系統安定化費用に、系統増強費用は含めていないが、電力広域機関で行われている「広域連系系統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」において、電源立地や再エネ導入量を変化させた感度分析を行い、増強費用について概算していることから、参考として、以下に概要を掲載する。

（参考）電源偏在シナリオ（45GW） 増強費用内訳 79

	増強設備		工事概要	工事費計
東地域	①	北海道東京間連系設備 (800万kW)	HVDC送電ルート新設 (400万kW,共通帰線 2 双極) 北海道～東京間：海底ケーブル (900km, 700km) × 2ルート 【北海道】275kV開閉所新設	約14,700億円 ～ 約21,900億円
	②	東北東京間の運用容量対策 (電源立地が明確になった時点で詳細検討)	(概算工事費の内訳) 【東北】500kV送電線新設 (約270km) 【東北】275kV→500kV昇圧 変電所 (1箇所) ほか 【東北】HVDC新設 (200万kW, 双極1回線)、400km	約7,000億円 ～ 約8,100億円
	③	東京地内 (送電容量確保策)	【東京】既設変電所UHV昇圧 (2～4箇所) ※変電所化含む 【東京】UHV変電所新設 (1箇所) ほか	約3,800億円 ～ 約5,300億円
	小 計			約2.5～3.5兆円
中西地域	④	中国九州間連系線 (278 ⇒ 556万kW)	500kV送電線新設 九州～中国間：海底ケーブル (約40km) × 1 ルート 【中国】電圧対策 (系統安定化装置、SC設置) 【九州】500kV変圧器増強 (1台) ほか	約3,600億円
	⑤	四国九州間連系設備 (280万kW)	HVDC送電ルート新設 (280万kW,共通帰線 2 双極) 四国～九州間：海底ケーブル (約60km) × 1 ルート 【四国】500kV送電線新設 (約170km)、 【九州】500kV送電線新設 (約50km)、500kV変圧器増強 (1台) ほか	約5,800億円 ～ 約6,400億円
	⑥	関西四国間連系設備 (140⇒280万kW)	HVDC変換器増設 (140万kW, ±500kV昇圧)	約1,300億円
	⑦	中国地内 (関西中国間の運用容量拡大)	【中国】500kV送電線新設 (約70km)	約1,000億円
	⑧	中地域 (中部関西間第二連系線新設) (中地域交流ループ)	500kV送電線新設 中部～関西間：架空線 (2km) × 1 ルート 【北陸・中部・関西】短絡容量超過対策、電磁誘導対策ほか	約500億円
	小 計			約1.2～1.3兆円
合 計※				約3.8～4.8兆円

注) 同コストは机上検討による概算値であり、調査・詳細検討により工事費が変わり得る
※四捨五入により合計が合わない場合がある

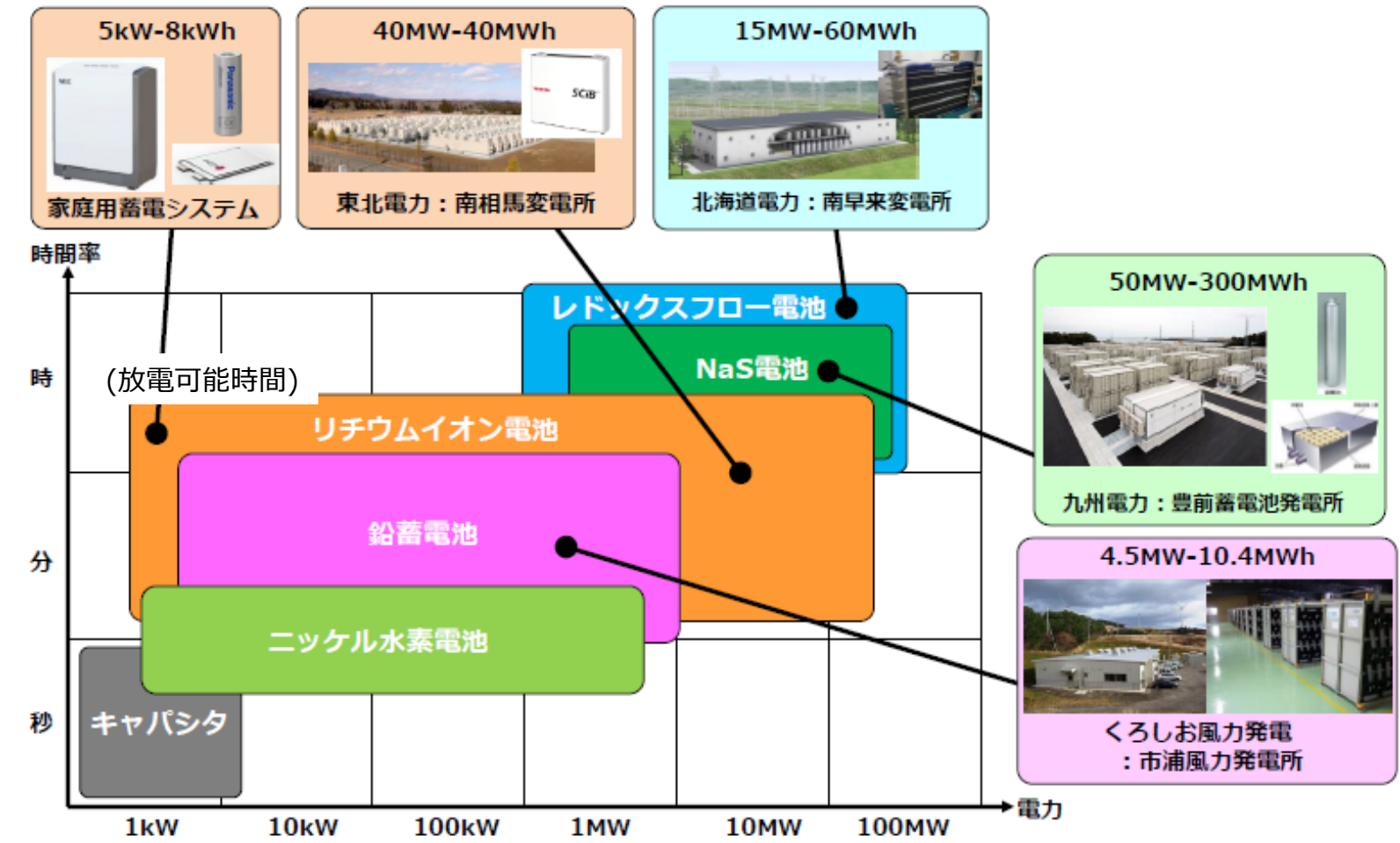
(参考) 系統用大型蓄電池に関する我が国の取組の現状

- 自然変動電源の導入を支える将来的な調整力として、蓄電池は有力な選択肢の一つ。
- 平成25～30年にかけて、**全国4か所（北海道・宮城・福島・福岡）において、変電所に大型蓄電池を補助事業として導入し、最適な制御・管理手法・技術の確立のための実証試験を実施。**現在は、各エリアの一般送配電事業者が、調整力として活用している。
- **民間事業者ベースの導入事例**としては、新規の風力事業者等に対して蓄電池の設置が要件化されている北海道において、**送配電事業者が、複数の風力発電事業者と共同で費用負担し、大型蓄電池を設置中。**

各電力会社における実証試験の概要

実施者	北海道電力・住友電工	東北電力	東北電力	九州電力
設置場所	北海道南早来	宮城県西仙台	福島県南相馬	福岡県豊前
種類	レドックスフロー（住友電 	リチウムイオン（東 	リチウムイオン（東 	NaS（日本ガイシ） 
規模	1.5万kW（6万kWh） ※蓄電池募集プロセスを通じ、 1.7万kW（5.1万kWh）を増設中	2万kW（2万kWh）	4万kW（4万kWh）	5万kW（30万kWh）
補助額	196億円	99億円	114億円	129 197億円

統合コスト
(参考) 主な蓄電池の性能の比較 (用途に応じた使い分けが必要)



	リチウム	NAS	レドックスフロー
寿命	10-20年	15年	20年
コスト※	約4.6万円/kWh	約3.9万円/kWh	約7.0万円/kWh
特徴	- 高密度 - 多用途	- 小型化困難 - 長時間放電可	- 小型化困難 - 長寿命、長時間放電が可

(出所) 富士経済 エネルギー・大規模二次電池・材料の将来展開2020 - ESS・定置用蓄電池分野編 - における
 系統・太陽光発電システム・風力発電システム用蓄電池のコスト (2019年実績)

(参考) 自然変動電源の調整力として蓄電池を活用した場合の費用

- 2015年検証時の統合コスト試算のモデルでは、調整力として主に火力、揚水が想定されている。同試算モデルには、価格の概念がないため、再エネの出力抑制を織り込むことが困難。
- 出力抑制の影響を再エネの出力抑制に相当する容量の蓄電池が導入されると仮定し、系統安定化費用の試算を行う。

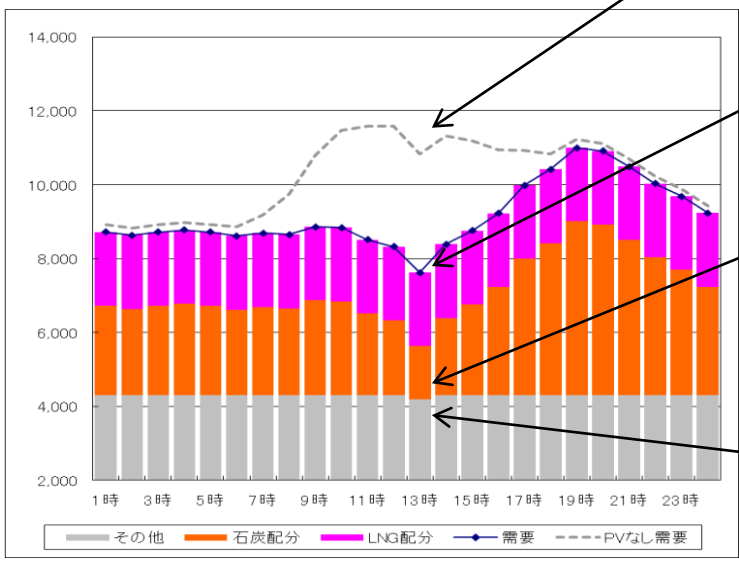
<蓄電池のスペック(KWとKWh)>

蓄電池のパワーとは、取り出せる電気の量と蓄えられる電気の量のこと



- 貯水槽に例えると
- ・蛇口から出る水の量
→取り出せる電気の量 (出力) ※KWで表示
- ・貯水槽の大きさ
→蓄えられる電気の量 (蓄電容量) ※KWhで表示

<モデル試算における蓄電池の考え方>



- ① 自然変動電源の導入により実質需要が低下
- ② LNG・石炭を最大限抑制してもなお余剰が発生 (ここでは12-13時)
- ③ 火力の抑制でもなお余剰が発生する場合は揚水動力で吸収
- ④ 揚水動力で吸収しきれない分は太陽光・風力を抑制。
- ⑤ 太陽光・風力の出力抑制に相当する容量の蓄電池の導入を仮定。