

Beyondゼロへ向けた エネルギートランジションと火力発電

2020年4月10日(金)

三菱日立パワーシステムズ株式会社

取締役常務執行役員・CSO (Chief Strategic Officer)

吉田 泰二

1. MHPSの方針

1-1. CO₂削減への取り組み

1-2. 再生エネ導入促進への取り組み

2. 中国との比較、日本の優位性

2-1. 日本が比較優位にある石炭火力技術

2-2. 市場二一ス 顧客が日本製を好む理由

3. 石炭火力の役割：

3-1. 各国の発電方式選定の状況

3-2. 途上国での石炭火力発電の役割

3-3. 再エネの拡大に向けて留意すべき点

4. その他：

4-1. 公的ファイナンス実績

4-2. 環境装置

5. 補足資料：

5-1. 会社概要及び製品

5-2. 発電方式の評価

1. MHPSの方針：

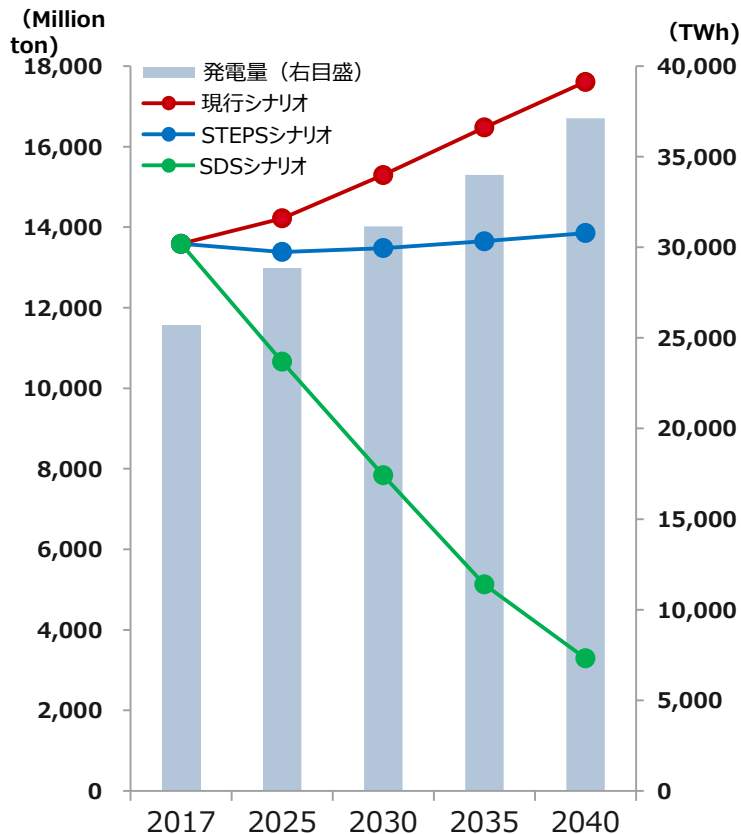
-低・脱炭素社会の実現に貢献-

1-1. CO₂削減への取り組み

1-2. 再生エネ導入促進への取り組み

世界をリードする発電技術で、低・脱炭素社会の実現に貢献

発電量とCO₂排出量予想



低炭素化

次世代GTCC

- 65%+ 高効率 GTCC
- 旧式GTから最新GTへのリプレイス
- 運用性高い中小型（オイル&ガス市場）



既設石炭火力 効率改善/リプレイス

- バイオマス混焼・専焼
- アンモニア混焼
- 他社製ユニットの稼働率効率改善



IGCC普及

- 福島復興PJ完成
- 酸素吹き事業化
- 海外拡販



脱炭素化

水素ガスタービン (100% H₂)



CCU/CCUS

- 既設火力との組み合わせ
- CO₂の回収・有効利用・貯留



※出典：IEA World Energy Outlook 2019

STEPSシナリオ：Stated Policies Scenario, 各国の掲げる最新の政策を考慮したシナリオ

SDSシナリオ：Sustainable Development Scenario, パリ協定*を遵守するシナリオ（*産業革命前における地球平均気温からの温度上昇を、2℃より十分低く抑えるとともに、1.5℃以内に抑えるための努力を追求する）

低・脱炭素化へ向けた技術開発

低炭素化に向けて

脱炭素化、循環型社会 にむけて

GTCC

高効率GTCCのさらなる改善
(64%→65%)



再エネ+バッテリーとの組合せ
(米国ユタ州再エネ貯蔵プロジェクト)



水素混焼GTCC
(30%達成)

水素専焼GTCC
100%(2025年)

性能改善

アンモニア混焼



バイオマス混焼

IGCC



CCS
(米国Petro Novaに世界最大のCO2回収装置納入)



CCUS
(水素製造(Power to Gas)、メタノール製造他)

燃料電池
(水素、バイオマス、廃棄物、副生ガス)



再エネとの 共生

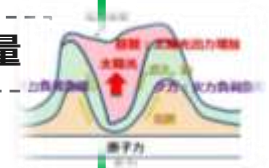
負荷変動調整力

系統安定化

有事のバックアップ容量

地熱プラント高効率化

蓄電・蓄熱・P2G・大容量化



エネルギートランジションへの戦略と石炭火力の位置づけ

基本戦略：大型火力での新技術（低・脱炭素燃料、CO₂回収、再利用）を導入したCO₂削減
大型火力の補完的特徴を生かした再生エネ導入に伴う電力システムの安定化支援

①大システムシステム、
集中電源市場向けは
調整力、慣性力強化

②スマートシティ、分散
電源市場向けは蓄電、燃
料電池、中小型火力



③カーボンキャプチャ及
びカーボンリサイクルに
よるゼロエミッション化

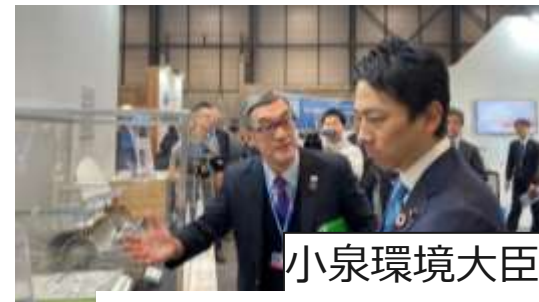
④再生エネの余剰電
力及びIGCC/IGFCに
よる水素製造

1-1. CO₂削減への取り組み：水素ガスタービン

最先端のクリーン発電技術によりエネルギーの低炭素化を促進、環境保全に貢献
水素社会実現に向け、水素製品を開発。



- 日本政府ブース内でのイベント
- ・World Future Energy Summit (2019.1@アブダビ)
- ・G 2 0 サミット大阪
- ・G 2 0 エネルギー環境関係閣僚会合 (軽井沢)
- ・COP2 5 ジャパンパビリオン (2019.12 @マドリッド)



小泉環境大臣
COP25会場にて

■ 優れている点

NEDO助成事業の一環で、水素燃焼用の開発DLN（Dry Low NOx：乾式低NOx）燃焼器により、天然ガスに30%水素混焼試験水素を混ぜても安定燃焼できることを確認。

さらに、リンダ Vattenfallの出力132万kW級発電所を水素焚きに転換するプロジェクトに参画。初期FSで水素燃焼への転換が可能であることを確認済。2025年まで**100%**水素専焼へと切り替える計画を推進中。

1-1. CO₂削減への取り組み：水素／エネルギー貯蔵関係の開発・検証状況STEP

- 水素社会の到来を見据え、タイムリーに水素ガスタービンを開発
- 脱炭素に向け、エネルギーシステムのベストミックスで事業成長



脱炭素発電システムを2地点で検証中

オランダ MAGNUM プロジェクト

世界最大級の水素発電（100%水素専焼）プロジェクト

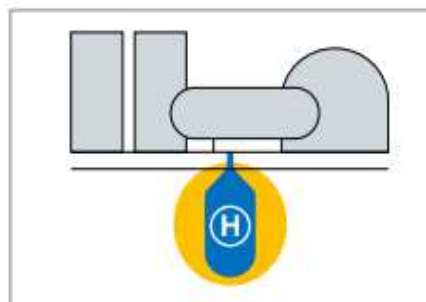


天然ガス由来水素
(CO₂回収・貯留による脱炭素)

CO₂ 削減効果
1.3M CO₂t/年
(440MW GTCC)

ACES* プロジェクト (米国ユタ州)

世界最大級の再生可能エネルギー貯蔵プロジェクト



再エネ由来水素
(再エネ余剰電力活用)

クリーンエネルギー貯蔵規模
1,000MW

*Advanced Clean Energy Storage, 先進的グリーンエネルギー貯蔵

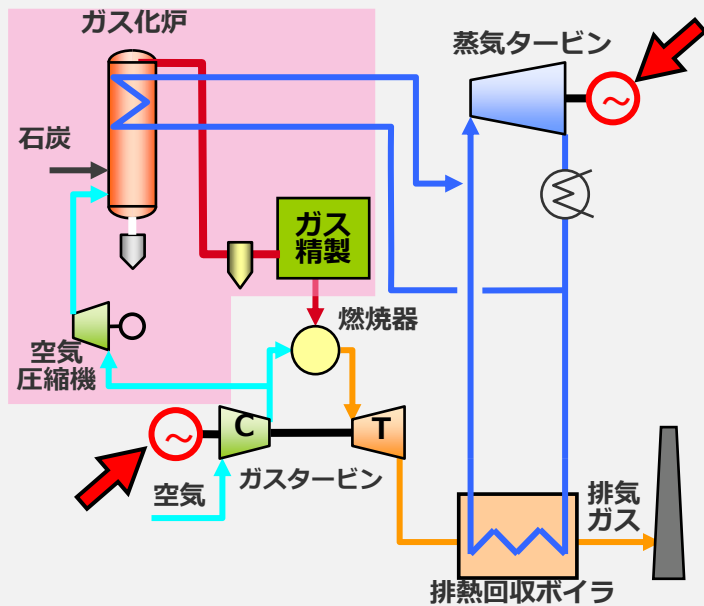
1-1. CO₂削減への取り組み：石炭ガス化複合発電プラント(IGCC)の概要

IGCC*とは？

- 石炭ガス化プロセスと
コンバインドサイクルシステムを
組み合わせ高効率化
- 高い効率によりCO₂排出量を低減

*Integrated coal Gasification Combined Cycle

複合発電



日本国内のIGCCプロジェクト（実証機および商用機）

福島IGCCプロジェクト



543MW 広野 (2021年-)



543MW 勿来 (2020年-)



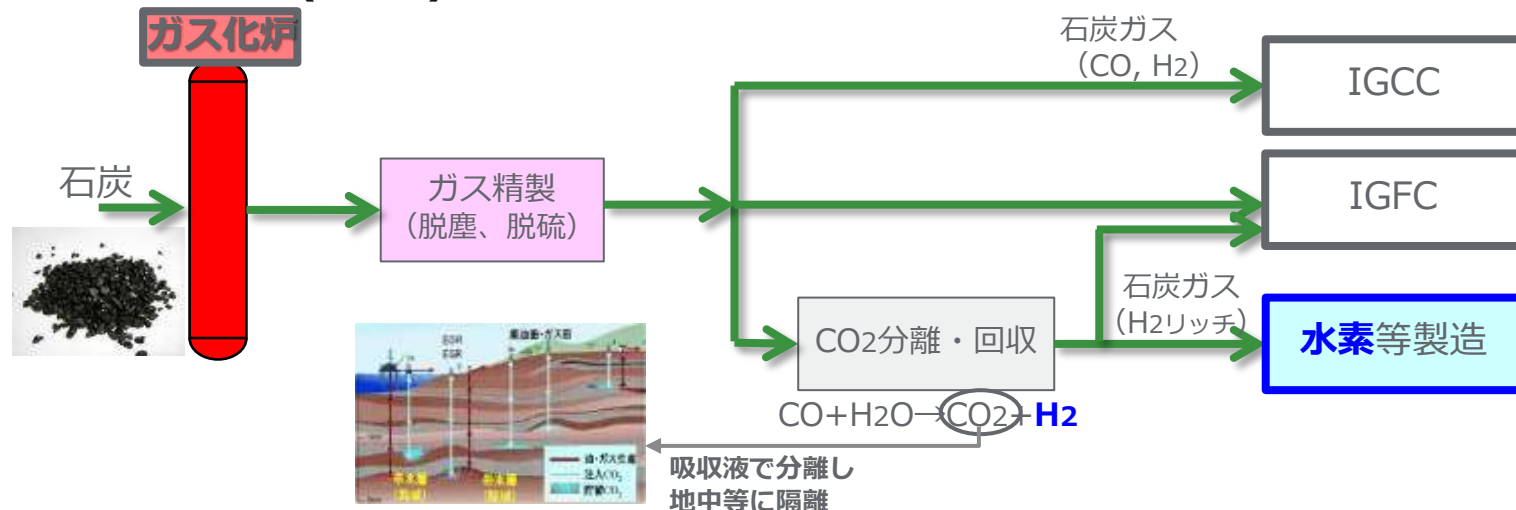
大崎クールジェン(株)/
大崎クールジェンプロジェクト
166MW (実証試験 2017年-)



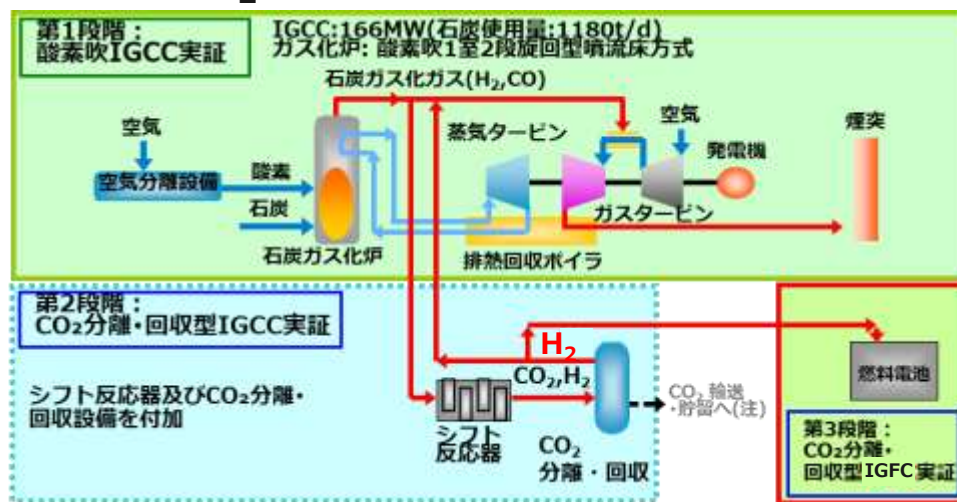
常磐共同火力/勿来 #10
250MW (実証運転 2007-
商業運転 2013-)

1-1. CO₂削減への取り組み : IGCCによる水素製造

- 石炭ガス化技術はCO₂分離回収との組合せによる水素製造が可能
- 燃料電池との組合せ(IGFC)による更なる高効率化/低炭素化を目指す



大崎クールジェンプロジェクトにて2022年度にCO₂分離・回収型IGFC実証試験を実施予定



METI補助事業、NEDO助成事業

1-1. CO₂削減への取り組み：石炭火力からのCO₂回収（カーボンキャプチャ）

- 関西電力（株）と三菱重工エンジニアリングによる共同開発
- アミンベースの高性能吸収液“KS-1”及び独自プロセス ⇒ 高い省エネルギー性能を達成
- 20年以上の研究開発、200以上の国際特許、13の商業機納入に裏付けられた信頼性

米国・テキサス州で商業運転中のEOR※¹用CO₂回収プラント(世界最大：4,776トン/日)



- 客先：Petra Nova 社（JX石油開発(株)及びNRGエナジー社の合併会社）
- 建設場所：NRG WA Parish発電所
- 処理ガス源：石炭焚ボイラー排ガス
- CO₂回収量：4,776トン/日※²
- CO₂回収率：90%
- 商業運転開始：2016年12月

※¹ EOR: Enhanced Oil Recovery 原油増進回収

※² 世界最大のCO₂回収量

1-1. CO₂削減への取り組み：三菱重工Grのカーボンリサイクル技術

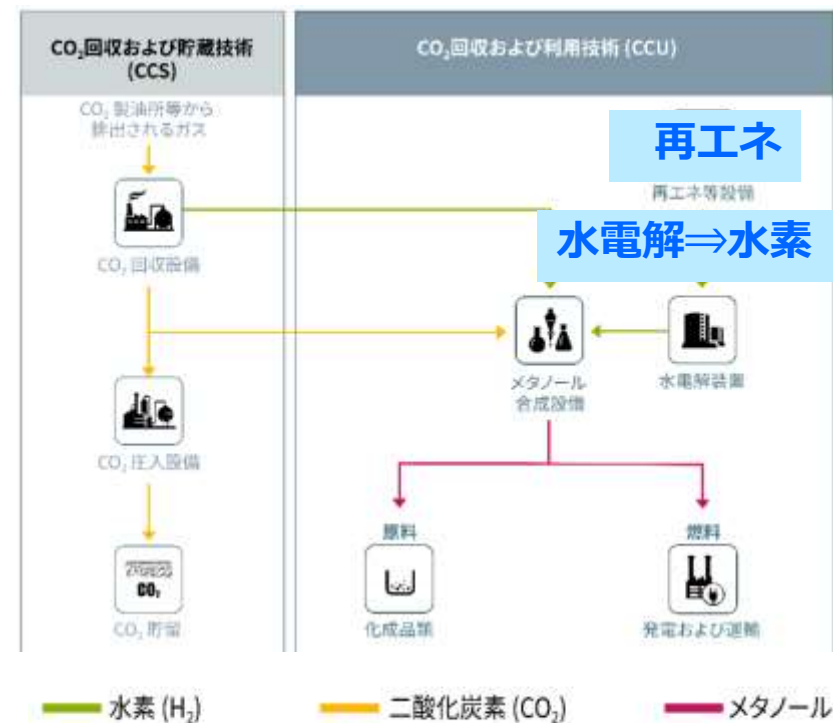
NEDOの「苫小牧のCO₂貯留地点におけるメタノール等の基幹物質の合成によるCO₂有効活用に関する調査事業」に採択された

三菱日立パワーシステムズ株式会社
三菱重工エンジニアリング株式会社
三菱ガス化学株式会社

2020年3月31日発表

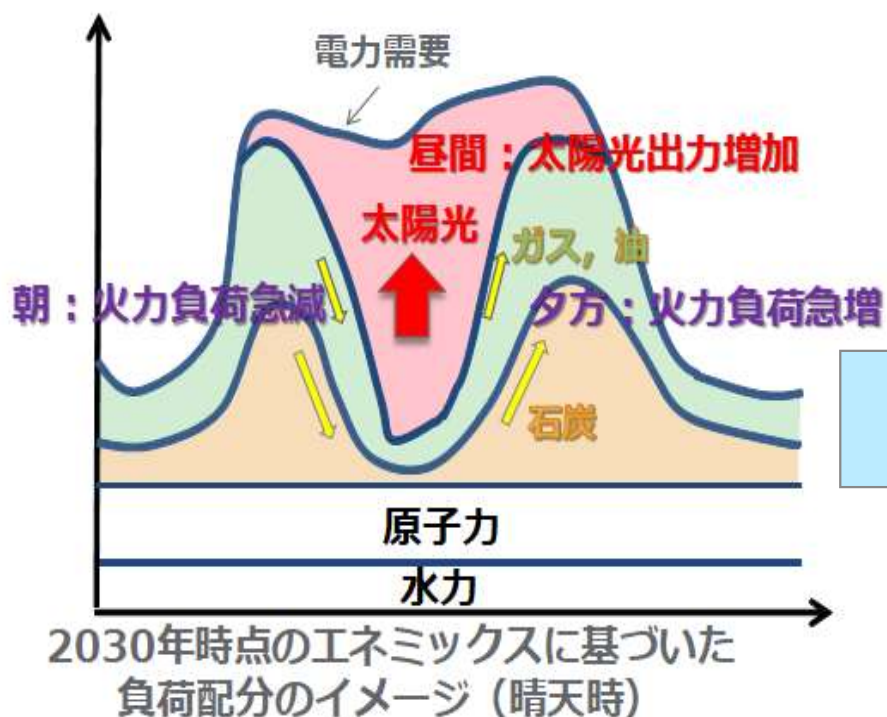
- MHIグループの3社は共同で、北海道苫小牧市の製油所から発生するCO₂の回収・貯留実証事業の設備活用により、回収CO₂からメタノールを合成するCO₂利用技術（CCU）に関して、2年間の調査事業をする予定。
- 既存のCCS設備と、CO₂貯留地点にてメタノール等の合成でCO₂を有効利用するカーボンリサイクル技術について、プラント全体の相互作用を考慮した基本設計や各構成機器の特性評価、経済性評価、周辺技術調査を実施する。

CCSおよびCCUのプロセス



1-2. 再生エネ導入促進への取り組み：系統安定化技術

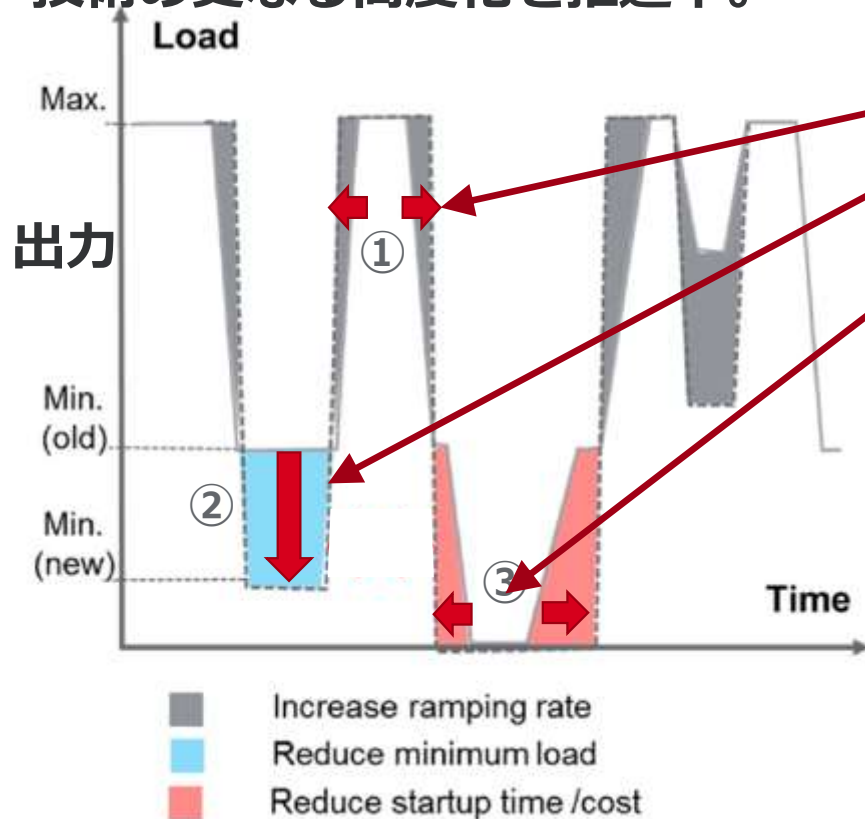
- 太陽光発電や風力発電は、発電量が天候によって左右され、導入量の拡大に伴う電力系統の不安定化が問題となる。
- 石炭火力をはじめとする大型電源には系統安定化に対応する能力が期待される。



系統安定化技術	
調整力：	負荷変動への対応、 変動率向上、 応答時間の短縮
慣性力：	石炭焚ボイラの大熱容量、 同期調相機、 Fly Wheel
余剰電力の 緩和及び 有効利用：	・ 再エネ + GTCC + 蓄電、 ・ 再エネ + 蓄熱 ・ 再エネ + Power to Gas

1-2. 再生エネ導入促進への取り組み：石炭火力での系統安定化への貢献

MHPSは、再エネの導入拡大にむけて、石炭火力の最低負荷の低減、高い負荷変化率などの調整力となる要求にこたえる技術を有しており、これら技術の更なる高度化を推進中。



負荷変動のイメージ図

石炭火力での負荷変動の課題

- ① 負荷変化率拡大
- ② 最低負荷低減
- ③ 起動時間の短縮

技術対策

蒸気温度制御①

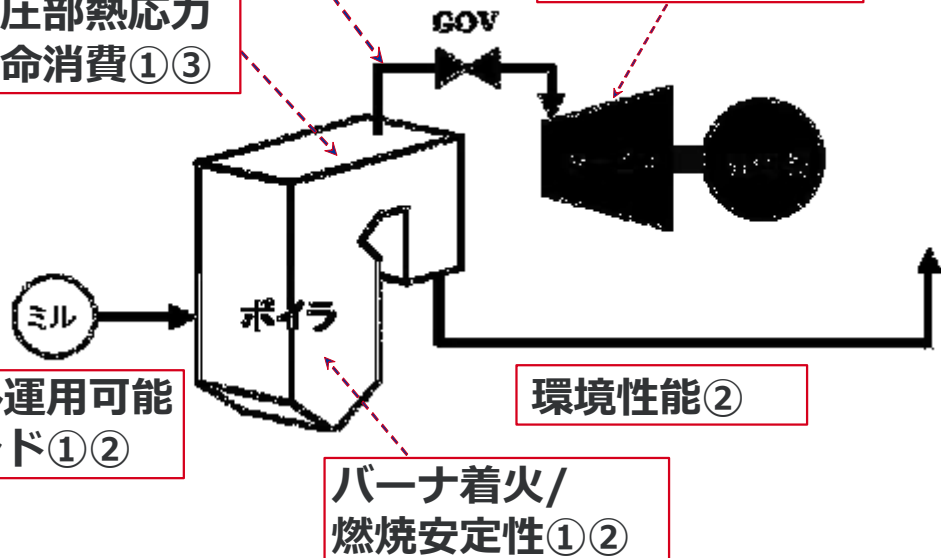
耐圧部熱応力
寿命消費①③

タービン熱応力
寿命消費①③

ミル運用可能
バンド①②

バーナ着火/
燃焼安定性①②

環境性能②



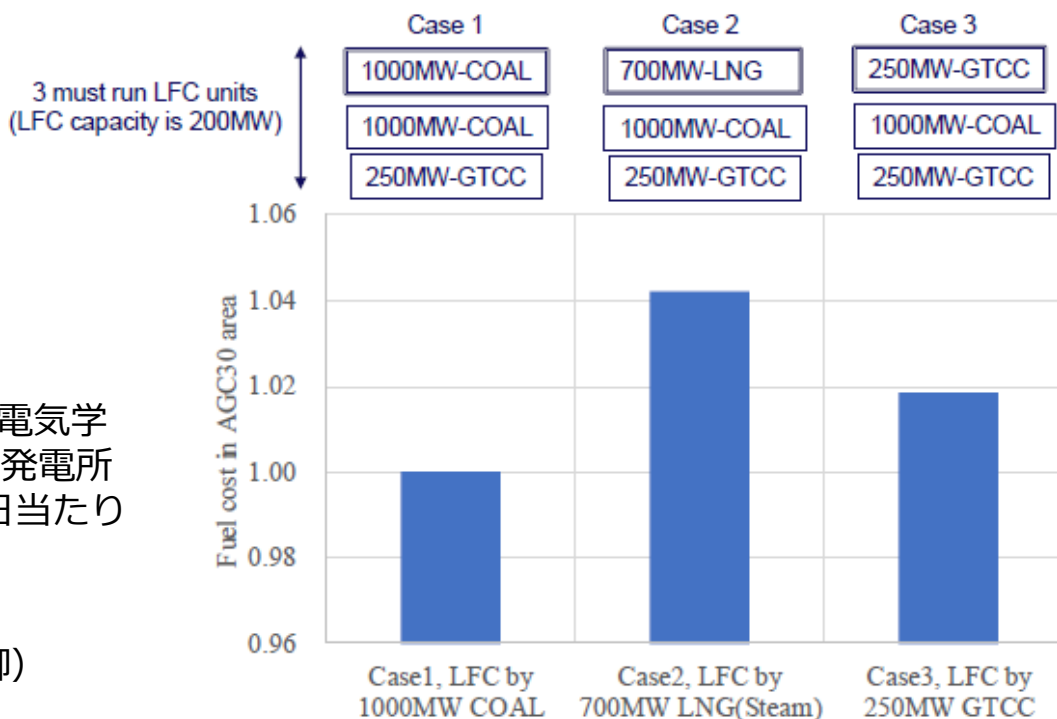
1-2. 再生エネ導入促進への取り組み：石炭火力の需給調整貢献の分析事例

- 新興国でも再エネが今後導入される場面では、日照、風況により**変動しがちな再エネ出力を電力送配電網で受け入れる際には、電力需給バランスを維持するため火力発電所が負荷調整機能を担う**ことが（日欧の現状と同じく）要求される。
- 電力需給バランスの偏差による周波数の乱れを主に火力発電所の出力で調整するが（電力供給不足、過剰による周波数変動抑制）、下図の3ケースでは**石炭火力を多く使用するケース（Case 1）が全燃料代が安価**との結果。

LFC: Load Frequency Control（負荷周波数制御）

Fuel cost in AGC30 area: 電気学会のガイダンスとしての30発電所で負荷調整する場合の、1日当たりの全燃料代（比率）

AGC: Auto Generation Control（経済負荷配分制御）



出典：日本機械学会 第24 回動力・エネルギー技術シンポジウム講演論文集〔19.6.20-21、東京〕

2. 中国との比較、日本の優位性

2-1. 日本が比較優位にある石炭火力技術

2-2. 市場二一ズ 顧客が日本製を好む理由

2-2.市場ニーズ 顧客が日本製を好む理由

発電所のライフサイクル期間全体で経済性と信頼性を提供

経済性、環境性、品質 の総合評価

① 高性能、高効率

- ✓ 効率64+%GTCC
- ✓ 620°C USC
- ✓ IGCC

② 高稼働率、低劣化率

- ✓ 他社を凌駕する圧倒的な信頼性、
- ✓ 低メンテナンスコスト(Opex)

③ 環境性

- ✓ 国内の公害・環境課題を克服した世界最先端の技術。
- ✓ 世界シェアNO.1を継続維持。
- ✓ 各国での厳しい規制値に対応可能。

信頼性、安全性、保守性 の高さ

① 70年以上の実績

- ✓ 戦後の日本インフラ整備からの技術革新。
- ✓ 独自技術による設計開発。

② 低故障率

- ✓ 膨大な経験知/データに基づいた設計。
- ✓ 明確な故障原因と対策。予兆診断、
- ✓ 遠隔監視、IOT/AI活用

③ 迅速なサービス体制

- ✓ 充実したアフターサービス
(日本のおもてなしと海外のネットワークの融合)
- ✓ バックアップオフィス
- ✓ 顧客が困った時の緊急時対応

2-2.市場ニーズ 顧客が日本製を好む理由

日本特有の文化、技術で社会・経済発展、環境保全に貢献

設備・設計の多様性、 運用性の幅広さ

① 多様性、冗長性

- ✓ 多種燃料対応
(品種や量を選べない国での対応。)
- ✓ 燃料転換
(原油→石炭→バイオマス、アンモニアなど技術力を活用し、既存設備を有効活用)
- ✓ 課題ある立地へのカスタマイズ対応。
- ✓ システム全体最適設計。
- ✓ 電力+熱エネルギー+CO₂回収・再利用。
- ✓ 大型集中～分散電源。

② 再エネ調整力

- ✓ 負荷変動への応答の速さ/広さ、慣性力
- ✓ 再エネ導入増加に伴う、バックアップ容量
(再エネ率が増加するとともに大規模なバックアップ容量が必要。大容量発電設備としての貢献。)

時代の流れに対する 応用性・拡張性

① 応用性、拡張性

- ✓ 将来の環境変化、不確実さへの対応
- ✓ 多額投資の非座礁化(40年先まで使える)

② 企業文化・国文化

- ✓ 組織と技術で社会に貢献
- ✓ フェアな国際協力の姿勢(半世紀以上にわたる実績)、政官学産一体の支援
- ✓ 相手国の経済発展に寄与する技術指導、研修生受入れ
- ✓ 課題先進国故の高い課題解決能力
- ✓ 長期的関係の構築、時間外の個人的交流

3. 石炭火力の役割：

3-1. 各国の発電方式選定の状況

3-2. 途上国での石炭火力発電の役割

3-3. 再エネの拡大に向けて留意すべき点

3-1. 各国の発電方式選定の状況

地域により発電方式の選定事情が異なり、その結果、発電方式の構成比率が変わる。

- ・ 経済力あり環境配慮出来る地域：欧州、米州など
- ・ 再生エネ資源多い地域（日照、風量）：中東、北アフリカ、豪州など
- ・ 系統安定度：慣性力ある系統を持った国ほど再生エネ比率を上げられる
- ・ 産炭国は石炭活用：東南アジア、南アジア、東欧など
- ・ 新興国は電源確保、経済発展、産業育成優先
- ・ 地理的要因：島嶼部、過疎地、寒冷地
- ・ 大消費地：都市部、工業コンビナート
- ・ 緊急災害時、レジリエンス対応：災害時の緊急電源として長期間貯蔵が可能な化石燃料による発電が有効。新設／既設のガス火力／石炭火力のいずれかが、各国の建設状況・エネルギー状況によってこの役割を担う。

3-2. 途上国での石炭火力発電の役割： 各国が今後も石炭火力を選択せざるを得ない事情（1）

- ・地域/国により発電方式の評価が異なり石炭火力を選択（補足資料参照）

国名	理由
フィリピン	●発電への天然ガス活用はバタンガス地区に限定されており、深海ガス田からのパイプラインで賄っているが、2024年頃に当該ガス田が枯渇。LNG導入は検討されているが、完全自由化市場でLNGによる高い電力の引き取りが保証されないため、導入の目途は立っていない。 ●ルソン島の旺盛な電力需要に答えるには、国内炭・輸入炭による石炭火力が必要（全て民間事業者による開発であり、経済合理性が全て）。
インドネシア	●天然ガスはジャワ島東部に偏在。スマトラ、カリマンタンで伸びている電力需要に応えるには、同島に豊富にあり未活用の低品位亜瀝青炭の山元発電（内陸部）が最も経済的。 ●天然ガスは輸出或いは国内消費（電力、肥料）に全て割り当てられており、伸び続ける電力需要に応え、経常赤字を抑制するには、国内で未活用の低品位炭による山元発電への活用が経済成長に不可欠。 ●ジャワ島西部ではパイプライン等の制約によりガス火力の立地も限定され既に目一杯建設されているので、燃料貯蔵・払出設備を個別設置できる大型石炭火力が電源増強の最適な手段。

3-2. 途上国での石炭火力発電の役割：

各国が今後も石炭火力を選択せざるを得ない事情（2）

国名	理由
インド	●ガスパイプラインは現在、国内のガス生産基地やLNG輸入基地がある地域に限られている。LNGターミナルに関連するパイプラインインフラの整備が大幅に遅れているとの指摘あり。 ●ガス価格は依然として政府により統制され、石炭と異なる課税方式を採用し、高い税金が課せられる。発電にガスを使用することは経済性ないと推定。 ●エネルギー経済は石炭火力を基盤としており、30万人を雇用する石炭産業を発展させてきた。
ベトナム	●エネルギーミックス・電力コストの観点から、一定の輸入炭による石炭火力新設が見込まれる。

3-2. 途上国での石炭火力発電の役割： 各国が今後も石炭火力を選択せざるを得ない事情（3）

国名	理由
バングラ デシュ	●元来、安価な国産の天然ガスによる発電が主（7割がガス火力）。昨今の急速な電力需要の伸びに際し、国産の天然ガスの生産はむしろ逡減しつつあり、代替としてLNGの導入推進。しかし、国産ガスの数倍の燃料価格且つすべて輸入となるため貿易赤字の累積が強く問題視されていることから、より安価な輸入炭の石炭火力を一定程度導入することが経済成長に必須。 ●国内にも相当量の石炭資源が賦存することが確認されており、将来的には国内炭を活用してベストのエネルギーミックスを実現する政策である。
ポーランド	●ガスパイプライン敷設の計画は将来的にもなし。元来、ロシアとの政治的な対立もあり、石炭活用は国家の重要なエネルギー政策の一つ。 ●MHPS納めのトゥルフ褐炭焚きは、山元褐炭焚きで既設200MW x 10基の横に新設。既設インフラ活用と水分が多く質の悪い褐炭を活用するもの。地元の暖房用の熱供給も行っている。

3-2. 途上国での石炭火力発電の役割： 石炭火力を選択せざるを得ない事情（フィリピン、インドネシアの補足）

フィリピン



ルソン島の旺盛な電力需要に答えるには、国内・輸入炭による石炭火力必要

発電への天然ガス活用はバタンガス地区に限定されており、深海ガス田からのパイプラインで賄っているが、2024年頃に当該ガス田が枯渇。

インドネシア



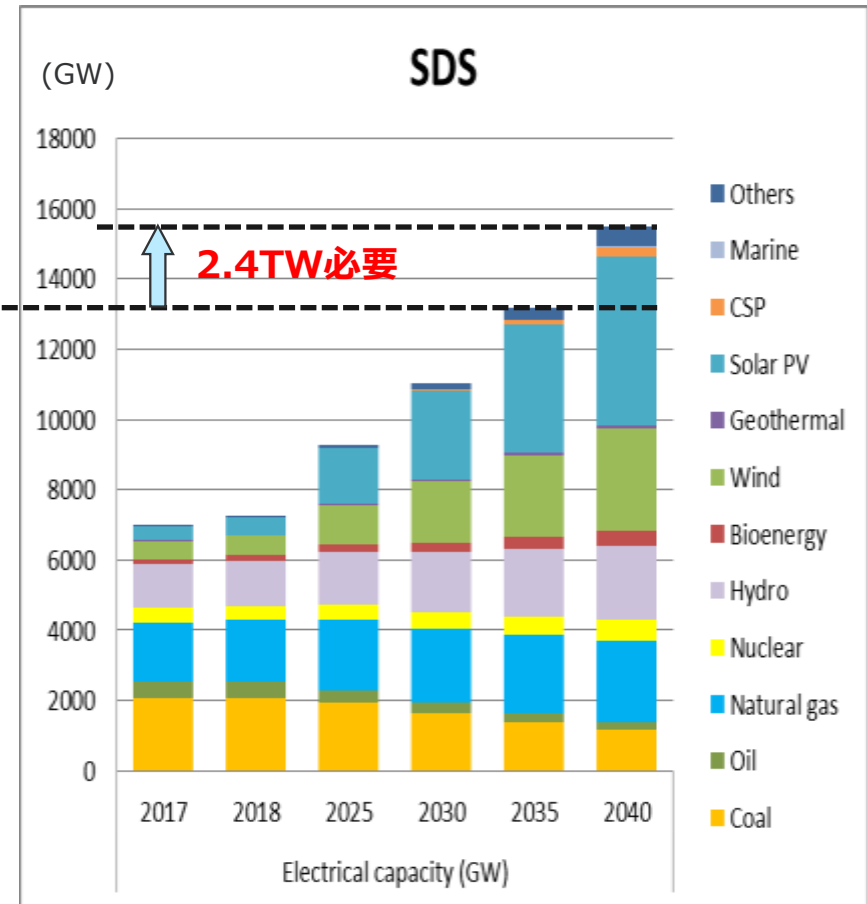
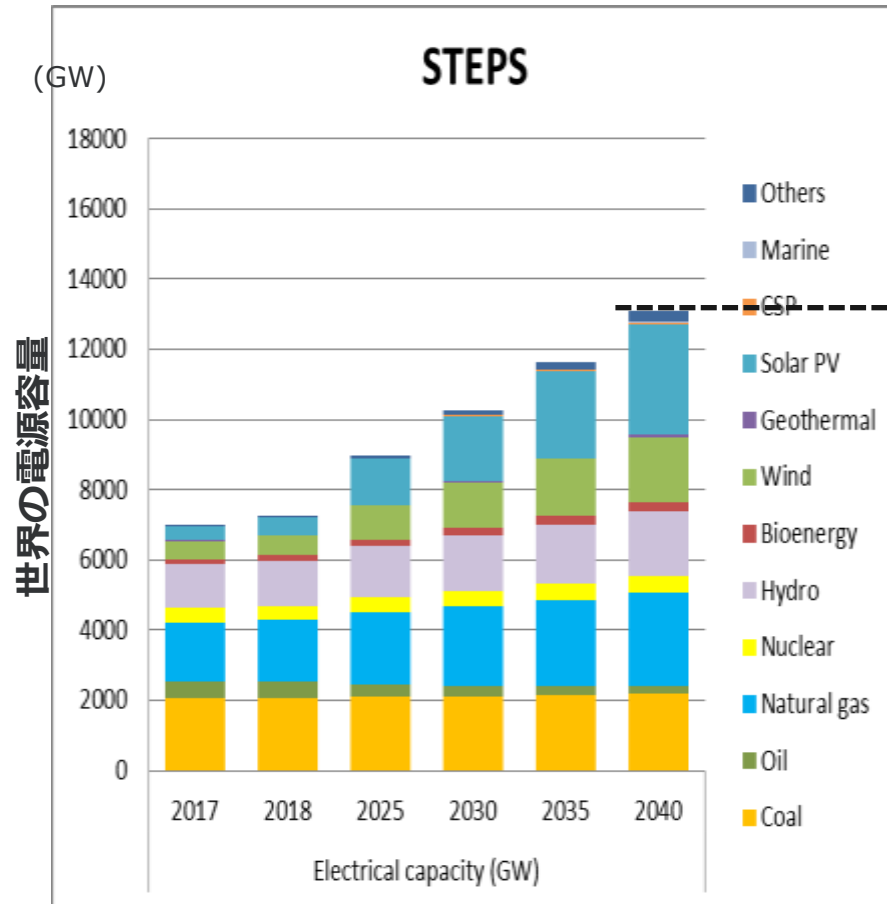
スマトラ、カリマンタンの旺盛な電力需要に応えるには、未活用の低品位亜瀝青炭の山元発電が最も経済的

天然ガスはジャバ島東部に偏在。

ジャバ島西部ではパイプラインの制約によりガス火力の立地も限定。燃料設備を個別設置できる大型石炭火力が電源増強の最適手段。

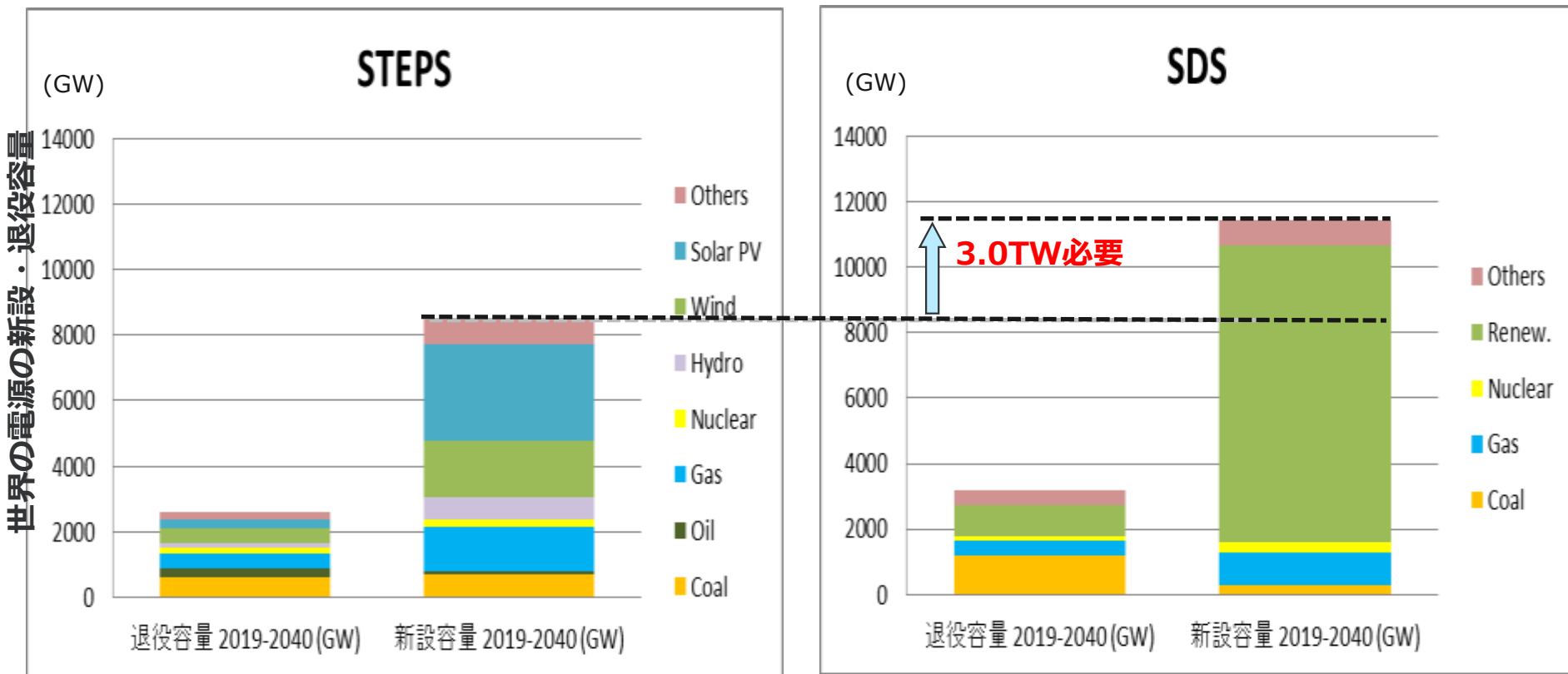
3-3. 再エネの拡大に向けて留意すべき点 （世界の電源構成及びその見通し（GW（累積）））

世界の電源容量は、再エネ重視のSDSシナリオの実現のためには、2040年時点で2.4TW多くなる（発電量を補うため）。



3-3. 再エネの拡大に向けて留意すべき点 （世界の電源構成及びその見通し（GW（退役、新設））

世界の発電への新設投資は、再エネ重視のSDSシナリオの実現のためには、2040年時点で3.0TW追加が必要。



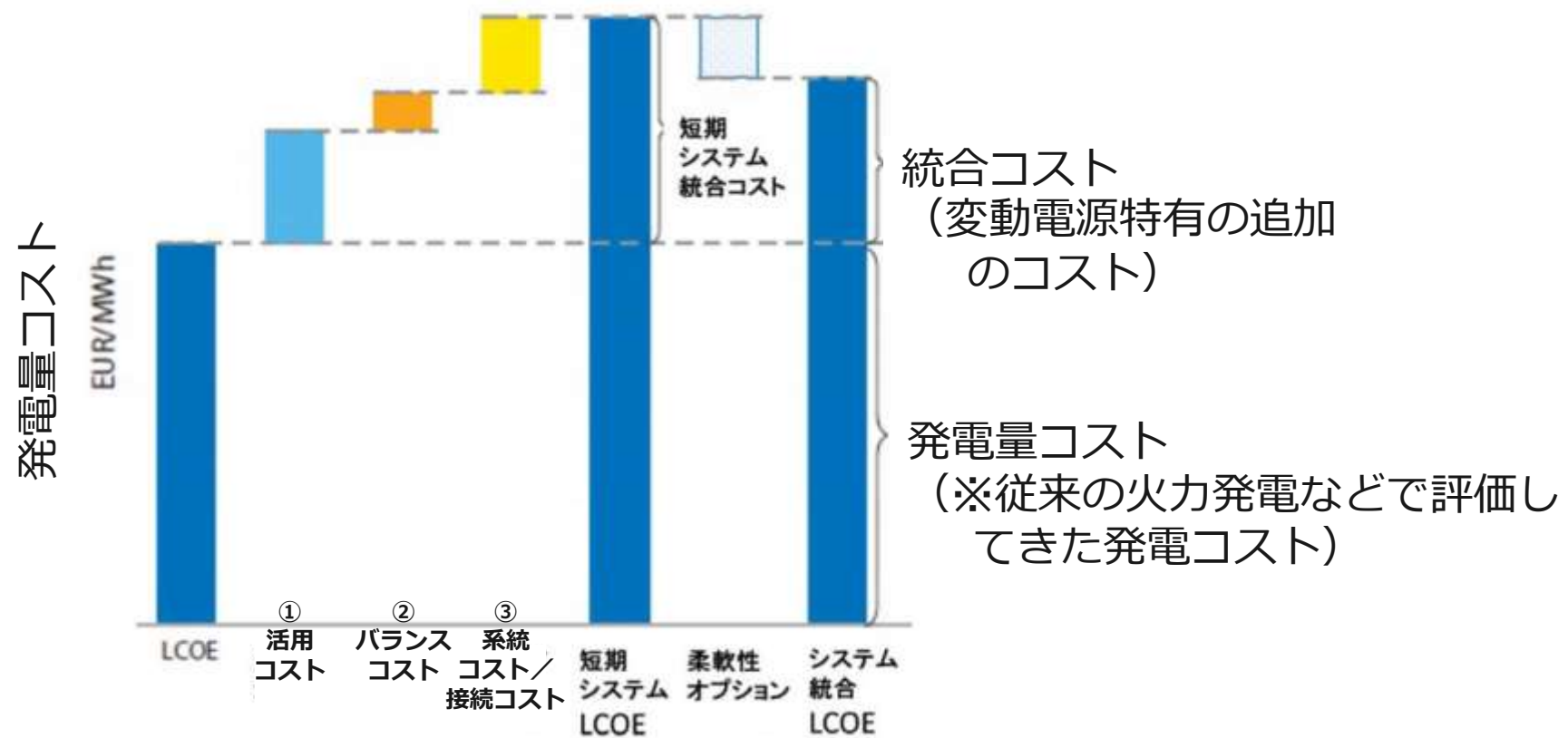
STEPS: 公表政策シナリオ

SDS: 持続可能成長シナリオ

(出典) IEA, World Energy Outlook 2019

3-3. 再エネの拡大に向けて留意すべき点 (総合コストの評価)

- OECDなどが発表したレポート“Cost of Decarbonization” System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables”では、再エネを電力システムシステムに接続する際に、変動電源特有の「統合コスト」が必要と指摘（変動性、不確実性、地域制約、同期性など）。
- 再エネ導入に際しては従来の発電量コスト（LCOE）に加えて①活用コスト、②バランスコスト、③系統コスト／接続コストの3つの統合コストが加算される。



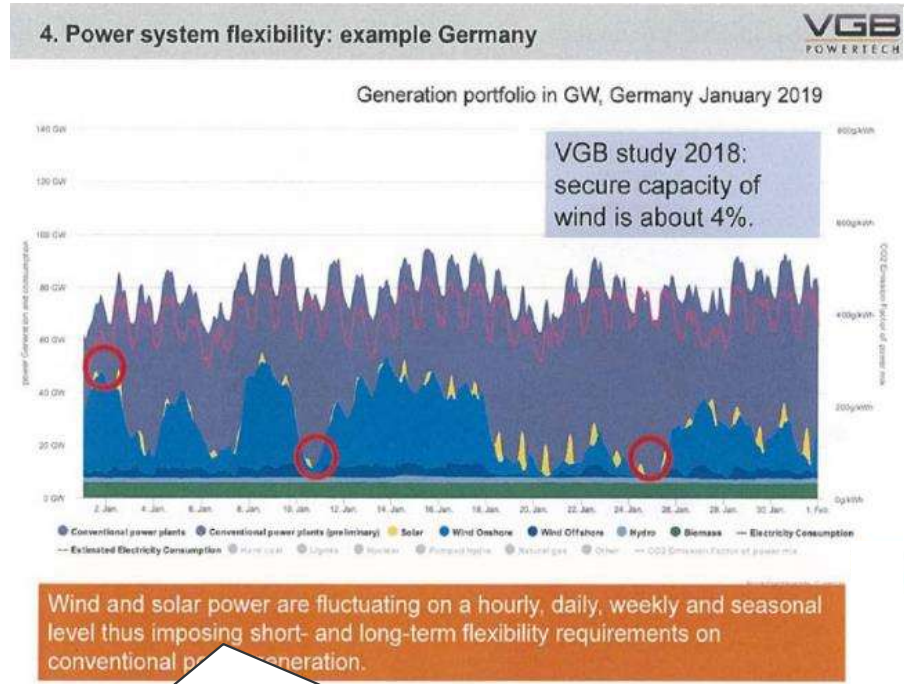
出典：Projectted Cost of Generating Electricity:2015 Edition, IEA and NEA joint publication, OECD, Paris 出典：国際環境経済研究所手塚氏発表資料（2019.6）
<http://ieei.or.jp/2019/06/opinion190611/>

3-3. 再エネの拡大に向けて留意すべき点

(気候変動時、災害時の電源容量)

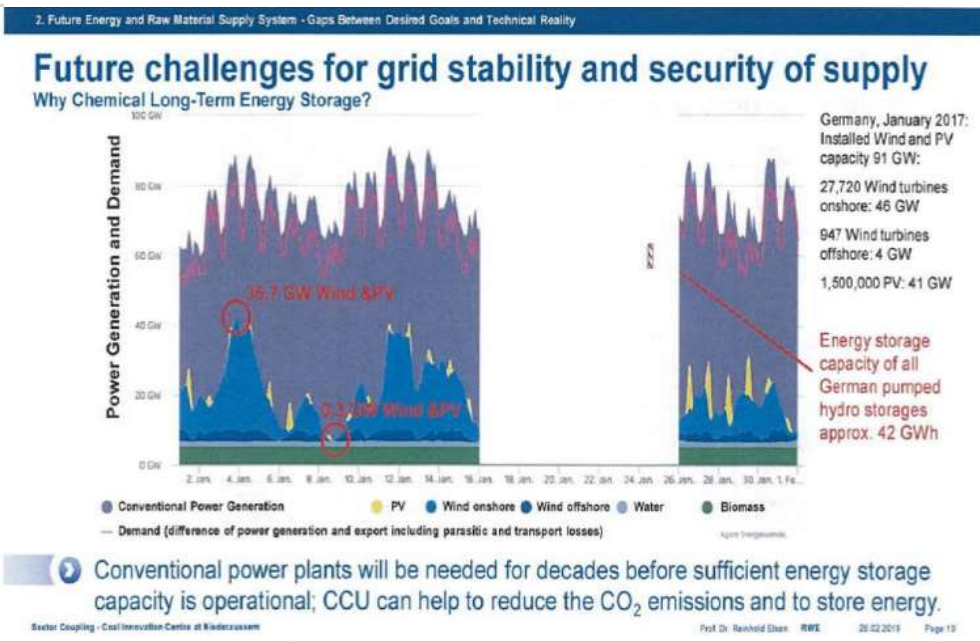
V G B (欧州の電力業界団体)、R W E (欧州の電力会社) は、出力が変動する再エネの拡大段階においても、従来電源設備の役割が重要であることを指摘。

V G B 発表資料



風力・太陽光発電は時間/日/週/季節ごとに出力が変動するので、従来の電源設備に対し、短期間及び長期間にわたる柔軟性が課される。

R W E 発表資料



従来の電源設備は、エネルギー貯蔵設備が十分に備わるまでは、何十年にもわたり必要とされる。CCU技術は、CO₂削減/エネルギー貯蔵に貢献することができる。

出典：V B G・火力原子力協会（日本）の技術交流会資料（2018）

4. その他：

4-1. 公的ファイナンス実績

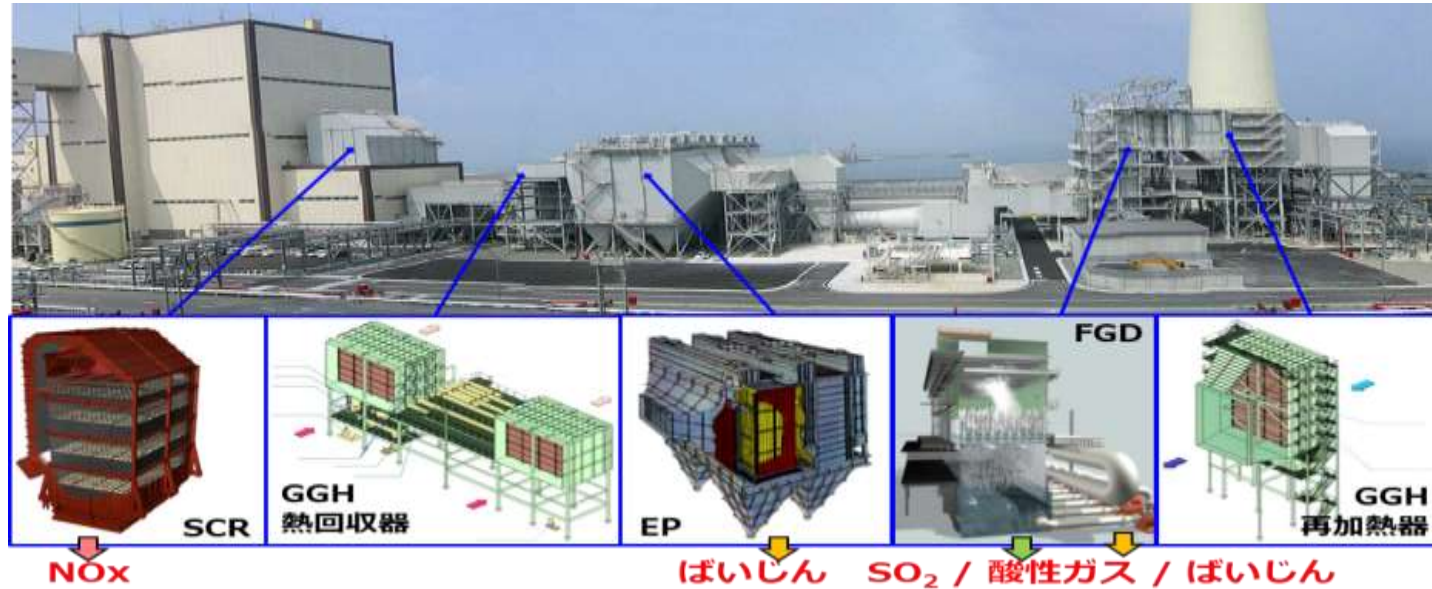
4-2. 環境装置

4-1. 公的支援の有無別のボイラ納入実績

表 MHPsが海外に納入した新設石炭火力プラントの実績（運開年別）

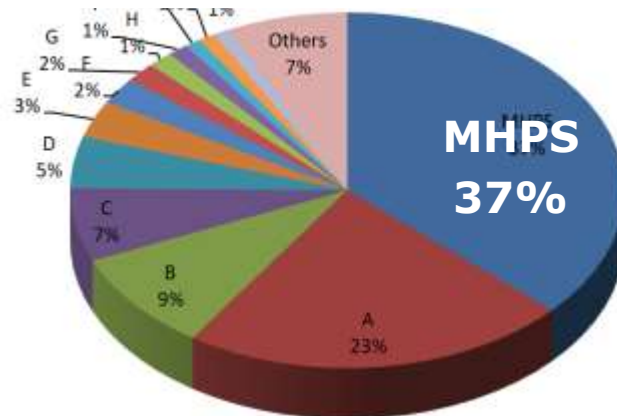
運開年	国名	プロジェクト	出力	形式	MHPs納入機器	日本の公的支援
2022	インドネシア	CIREBON 2	1000MW	USC(600/610)	ボイラ	○
2021	ベトナム	Nghi Son 2 #1	2x650MW	SC(566/566)	タービン	○
2021	インドネシア	Tangjung JaTi B 5,6	2x1000MW	USC(600/600)	ボイラ	○
2021	韓国	Shin Seochon	1018MW	USC(600/610)	ボイラ	
2021	ギリシャ	PTolemais 5	660MW	USC(600/609)	ボイラ、タービン	○
2021	インドネシア	CenTral Jawa	2 × 1000MW	USC(566/593)	ボイラ、タービン	○
2020	ポーランド	Turow	496MW	USC(597/609)	ボイラ、タービン	
2020	台湾	林口#3	800MW	USC(600/600)	ボイラ、タービン	
2019	フィリピン	San BuenavenTura	500MW	USC(566/593)	ボイラ、タービン	
2017	マレーシア	MANJUNG 5 (3A)	1000MW	USC(600/610)	ボイラ、タービン	
2017	南アフリカ	KUSILE	6x794MW	SC(560/570)	ボイラ	
2017	ポーランド	KOZIENICE 11	1075MW	USC(600/620)	ボイラ、タービン	
2017	韓国	TAEAN 10	1050MW	USC(600/610)	ボイラ、タービン	
2016	韓国	TAEAN 9	1050MW	USC(600/610)	ボイラ、タービン	
2016	韓国	Danjing 9,10	2x1000MW	USC(600/600)	ボイラ、タービン	
2016	台湾	林口 #1,2	2x800MW	USC(600/600)	ボイラ、タービン	
2016	ドイツ	Wilhelmhaven	790MW	USC(600/620)	ボイラ、タービン	

4-2. 環境装置の世界シェア ; AQCS(Air Quality Control Systems)



SCR: Selective Catalytic Reduction, GGH: Gas-Gas Heater, EP: Electrostatic Precipitator, FGD: Flue Gas Desulfurization

FGD（脱硫装置）で最近6年中、5回の世界 No.1('14,'15,'17,'18,'19それぞれでNo.1)
14年～19年の6年間の累計シェア



日本の高い環境技術により、世界の環境課題に貢献している。

出典：McCoy Report

5. 補足資料：

5-1. 会社概要及び製品

5-2. 発電方式の評価

5－1．会社概要

名称	三菱日立パワーシステムズ株式会社
本社所在地	横浜市西区みなとみらい
設立	2014年2月
社長	取締役社長、CEO 河相 健
主な事業内容	①火力発電システム事業 ②地熱発電システム事業 ③環境装置事業 ④燃料電池事業
資本金	1,000億円
従業員数（連結）	約18,000人（2020年4月現在）

5-1. MHPSの製品

発電プラント



ガスタービン・コンバインド サイクル発電プラント(GTCC)



スチームパワー（ボイラー・タービン）発電プラント



石炭ガス化複合発電プラント (IGCC)



地熱発電プラント

製品ラインアップ



ガスタービン



蒸気タービン



ボイラー



環境装置（排煙脱硝装置、排煙脱硫装置、集じん装置）



発電機



制御システム



燃料電池 (SOFC)



その他

5-1. MHPSのサービス

ラインアップ

製品のサービス



発電設備の長期保守契約
(LTSA)



遠隔監視センター
(RMC)



ガスタービンロケーションサービス

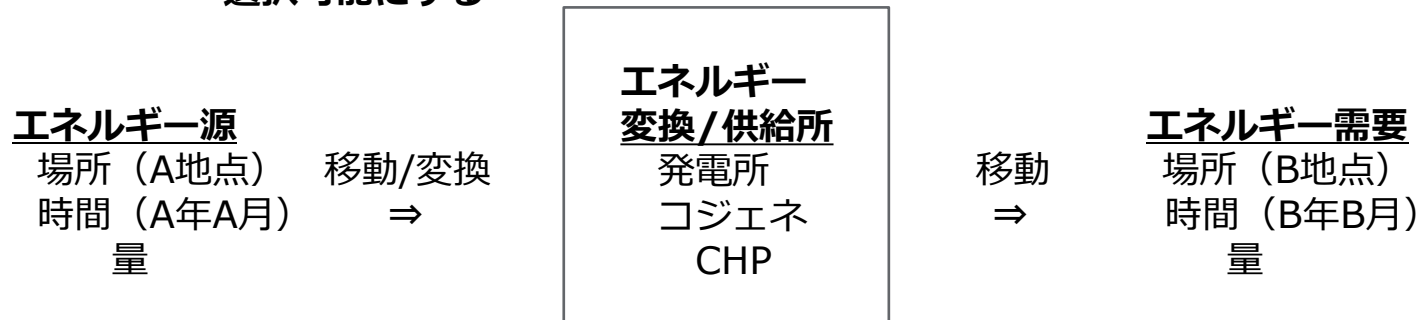


運転・保守
(O&M)



5－2．発電方式の評価(地域ごとに多様な方式が採用される)

1) 発電所の機能：エネルギーを変換し場所と時間を移動させ、消費者が使いたい時/場所/量を選択可能にする



2) 従来の評価

	輸送効率	貯蔵	エネルギー密度	系統	CO2	マルチソース	価格安定性
石油	◎	◎	◎	◎	×	× (中東)	×
石炭	◎	◎	◎	◎	×	○	◎
天然ガス	△⇒◎ (LNG)	△	◎	◎	△	◎	×
再生エネ	×	×	×	×	◎	◎	△

⇒石炭が経済的且つ安定したエネルギー源

- 課題と対策：
- ・石炭火力の効率向上
 - ・再生エネのインセンティブ制度とコストダウン
 - ・蓄電への投資技術開発

5-2. 発電方式の評価(地域ごとに多様な方式が採用される)

3) 現在の評価

	輸送効率	貯蔵	エネルギー密度	系統	CO2	マルチソース	価格安定性
石油	◎	◎	◎	◎	×⇒◎(CC,CR)	×(中東)	×
石炭	◎	◎	◎	◎	×⇒◎(CC,CR,バイオ)	○	◎
天然ガス	△⇒◎(LNG)	△	◎	◎	△⇒◎(水素)	◎⇒△(油価)	×
再生エネ	×⇒○(蓄電)	×⇒△(蓄電) ×⇒◎(水素、蓄熱)	×	×⇒◎(蓄電)	◎	◎⇒×(中国)	△⇒○

⇒地域により発電方式の選定事情が異なり、その結果、発電方式の構成比率が変わる。

- ・経済力あり環境配慮出来る国：欧州、米州など
- ・再生エネ資源多い国（日照、風量）：中東、北アフリカ、豪州など
- ・系統安定度：慣性力ある系統を持った国ほど再生エネ比率を上げられる
- ・産炭国は石炭活用：東南アジア、南アジア、東欧など
- ・新興国は電源確保、経済発展、産業育成優先
- ・地理的要因：島嶼部、過疎地、寒冷地
- ・大消費地：都市部、工業コンビナート
- ・緊急災害時、レジリエンス対応

課題と対策

- ・いかなるエネルギー構成でもCO2削減が必要（ダイバーシティ）
- ・再生エネの単位設置面積あたりの発電量向上
- ・再生エネへの調整力向上
- ・系統の慣性力向上
- ・蓄電、蓄熱、Power to Gas（水素等）への投資・技術開発
- ・バイオマス、廃棄物の燃料化技術開発
- ・カーボンキャプチャー、カーボンリサイクルへの投資・技術開発

Power for a Brighter Future

石炭火力発電輸出への公的支援に関する有識者ファクト検討会
委員からの質問事項（MHPS）

（4月15日時点）

番号	質問者	質問事項	回答
1	黒崎委員	石炭火力は必要な電源との記述があるが、いつまでこの状態が続くとお考えでしょうか。	相手国の事情やエネルギー政策によって異なると考えております。弊社は、提出資料P4-6の通り、CO2削減やゼロエミッションへの貢献に努める所存です。
2	黒崎委員	石炭火力のフェーズアウトの計画を貴社がお持ちかどうかお知らせください。あるのであれば、具体的な時期と計画を教えてください。なければ、ない理由をご教示ください。	弊社提出資料のP20-24で説明の通り、新興国では引き続き高効率でクリーンな石炭火力のニーズがあると認識しております。よって弊社としては、再エネの導入・電力系統の安定化を実現し、パリ協定目標実現に向けて、各国の事情に寄り添い、低炭素化を進めながら、最終的には脱炭素を実現する事業展開を行う所存です。
3	黒崎委員	石炭とCCSの組み合わせのコストの見通しをご教示ください。	ご質問に関して、研究機関が試算している状況をまとめた資料を添付致しますのでご参照下さい。 【資料1：CCSコストの試算について（NEDO ワシントン事務所）】 米国立エネルギー技術研究所（NETL）は、石炭火力にCCSを追設するコストとして約5円～7円/kWhと試算しています。
4	黒崎委員	もし、炭素税などのカーボンプライシングが各国で導入された場合、どのような対策を取られるでしょうか。	ご指摘のような状況になった際には、カーボンプライシングの影響が少なくなる様に、また市場のニーズに応じたCO2削減に繋がる製品・サービスを提供していく所存です。
5	黒崎委員	石炭火力発電所にファイナンスが付きにくい状況になった場合、どのような対策を取られる予定でしょうか。	弊社としては今後も相手国からのファイナンスの要望を受けた場合は、関係各署に相談していく所存です。
6	黒崎委員	Slide 15：調整力としての火力の役割で、石炭はガス火力にどこまで対抗できるのか教えてください。周波数調整、ピーキングなどのケースにおいて。Ramp up スピード	本スライドに引用致しました、石炭・ガスともに入手に制約がない条件での比較として、研究機関の分析した報告書を添付致しますのでご参照下さい。

		などの技術面とコスト面においてご教示いただけませんか。	【資料2：再生可能エネルギー導入時の火力発電の調整力評価に関する研究（電力中央研究所）】 再エネ拡大時に火力の調整力の役割は重要で、実際には、系統・燃料の入手制約などの環境の異なる地域ごとにニーズは異なります。
7	黒崎委員	Slide 37：CC と CR とはなんですか。石油・石炭がCO2 の面で2 重丸になる根拠をご教示ください。	CC:Carbon Capture、CR:Carbon Recyclingです。石油・石炭からのCO2 排出がこれらの技術によって減少することにより◎と評価されております。
8	松本委員	・（全体）パリ協定のCO2 排出制約と石炭技術との整合性についてどのようにお考えかお聞かせ頂けますでしょうか。	パリ協定実現のためには、革新的な技術開発が必要であり、弊社としては資料P4-12 で照会の通り石炭火力を含む世界の電力システムの更なるCO2 削減に向け貢献して参ります。
9	松本委員	・（全体）IGCC・IGFC のグローバル市場はこれからどのように拡大するとお考えでしょうか？とりわけ公的輸出の対象となるような途上国においての見通しをお聞かせ下さい。その際、IGCC・IGFC のコスト低下の見込みはどの程度考えられますでしょうか。	弊社資料 P10-11 で紹介致しましたIGCC・IGFC は効率が高く、水素製造や活用が可能です。今後の水素社会の実現のため、これら先端技術を世界展開していく所存です。コストダウンによって相手国の経済性に寄与出来るように努めて参ります。
10	松本委員	・（全体）CCS 付の石炭火力発電はいつ頃実用化されるという見通しをお持ちでしょうか？	既に北米でPetra Nova 社のEOR を目的とした実用プラントが運転中であり、欧州・米国では、カーボンキャプチャの導入に関する議論や検討が本格化しております。したがって、今後更に導入が加速されると認識しております。
11	松本委員	・（スライド P15）通常ガスの方が調整電源としては再エネと親和性があると言われてっていると認識しておりますが、石炭火力を多用する方がガスより安価になるロジックはどのようなものなのか、ご説明頂きたく存じます。	本スライドに引用致しました、石炭・ガスともに入手に制約がない条件での比較として、研究機関の分析した報告書を添付致しますのでご参照下さい。 【資料2：再生可能エネルギー導入時の火力発電の調整力評価に関する研究（電力中央研究所）】 再エネ拡大時に火力の調整力の役割は重要で、実際には、系統・燃料の入手制約

			などの環境の異なる地域ごとにニーズは異なります。
12	松本委員	・既存の火力発電に CCS をつけるときのコストと、再エネのコストとの比較、及び将来展望をもしお持ちでしたら、お示し頂きたいと思います。	ご質問に関して、研究機関が試算している状況をまとめた資料を添付致しますのでご参照下さい。 【資料 1 : CCS コストの試算について (NEDO ワシントン事務所)】 米国立エネルギー技術研究所 (NETL) は、石炭火力に CCS を追設するコストとして約 5 円～7 円/kWh と試算しています。 【資料 3 : エネルギー情勢を巡る状況変化 (資源エネルギー庁)】 再エネコストについては、資源エネルギー庁が、現在のコストとして再エネ (PV) + 蓄電池 (20 円/kWh + 130 円/kWh) と試算しています。
13	松本委員	・他国と比べて稼働率が高いこと、メンテナンスが良いこと等による CO2 排出削減及び大気汚染削減量はどの程度の違いがあるのか、もしデータ等をお持ちでしたらご教示頂きたく存じます。	定格出力が未達を含めた稼働率の低さや、メンテナンスが不十分であることによる機器の性能劣化は、熱効率の低下、結果として CO2 排出量の増加を招きます。また新規に導入した設備の稼働率が計画を下回る場合、既存の低効率火力がそれを補う場合は間接的に CO2 排出量の増加に繋がります。

(4 月 16 日追加分)

14	吉高委員	【以下、途上国からポテンシャルがあることは十分承知していることを前提にお伺いします】 日本の USC が競争優位とありますが、途上国 (インドネシア、ベトナム) の入札で勝つ優位性は何がありますか？	技術や実績の総合評価を考慮する顧客 (相手国) に対しては、優位であると弊社では理解しております。顧客 (相手国) としても、価格・効率といった表面的な数値だけで評価しきれない内容も勘案し、入札において運転実績、施工実績及びメンテナンス性といった定性要件を課し、実質的に欧米日のコントラクターに引合先を限定するといった形を取るケースが存することも、一つの優位性と考え
----	------	---	---

			ます。
15	吉高委員	インドネシアなどの入札では、政府からSPECが提示され、それに対してまず書面で審査され、そのあと、価格（IPPは発電ベース、EPCなら総額）で決定されるかと思いますが、どこで優位性をだせますでしょうか？ アジア開発銀行は以前、コストベースの入札から、life cycle costを考慮したベースで入札をいれておりますが（別添ご参照）、それだと日本の技術の優位性はありますか？試算があれば、教えてください。日本の技術の効率の高さとして、例えば、中国のUSCより日本のUSCのほうが、効率（Life Cycleも含めて）よいとありますが、その差は、トン当たりいくらになりますでしょうか？	ご指摘の通り途上国における電力設備の入札の評価は、通常は設備価格や性能等に基づくライフサイクルコストと、技術力、施工実績といった定性評価を組み合わせたものとなります。14項記載のとおり、技術や実績の総合評価を考慮する顧客（相手国）に対しては、優位であると弊社では理解しております。 少々古く、また新興国製亜臨界石炭焚プラントと日本製超々臨界の比較ではありますが、ライフサイクルコストの試算がされております。発電効率や性能劣化の差によって、イニシャルコストの差が10年未満で回収できるとなっております。 【資料4：発電技術における日本の優位性（経産省）】
16	吉高委員	日本のクリーンコール技術（USC以上）について、途上国からのオーダーは具体的にありましたか？どれほどの新規案件のパイプラインがありますか？	弊社資料のP20-24の通り、新興国では引き続き高効率でクリーンな石炭火力のニーズがあり、現在も引き合いや、公的金融支援の要請があります。
17	伊藤委員	御社の取り組み、考え方につきましてはよく理解出来ました。日本の優位性、発展途上国における石炭火力の役割やその背景事情、再エネ導入拡大との整合性などについても、ご説明いただいた内容は合理性があり、納得できる内容でした。 日本企業が関わり、かつ、公的機関による輸出支援が行われている海外石炭火力発電事業において、日本企業の発電ユニットが選ばれないケースがでていることについて、どのようにお考えですか？	お客様の設定される評価ポイントの結果によるものと考えます。 日本企業である弊社製品・サービスが採用されるよう、技術・コスト等が評価されるよう努める所存です。
18	高村座長	【スライド13、14】の系統安定化技術について、ご指摘の通り、再エネ大量導入化において火力が系統安定化に一定の役割を果たしうると考えますが、一般に、ガス火力が負荷追従性（負荷変化率、最低負荷低減、	各地域の系統システムの状態によりますが、負荷変化率ではガス火力が勝り、最低負荷では石炭火力の寄与が勝ります。再エネ拡大時に火力の調整力の役割は重要で、実際には、系統・燃料の入手制約

		起動時間の短縮)の観点から優れている、と言われます。あらためて、<u>負荷追従性(負荷変化率、最低負荷低減、起動時間の短縮)という観点から、ガス火力と比べた場合の石炭火力の相違点(優位性と課題)</u>についてご教示下さい。	などの環境の異なる地域ごとにニーズは異なります。
19	高村座長	<u>【スライド 15】の再生エネ導入促進への取り組み：石炭火力の需給調整貢献の分析事例</u>について、この<u>事例分析の想定(特に、燃料別の燃料代、炭素価格)</u>についてご教示下さい。この3つの調整の事例について<u>推計される CO2/GHG 排出量</u>についてもご教示下さい。	本スライドに引用致しました、石炭・ガスともに入手に制約がない条件での比較として、研究機関の分析した報告書を添付致しますのでご参照下さい。 【資料2：再生可能エネルギー導入時の火力発電の調整力評価に関する研究(電力中央研究所)】 石炭、LNGの燃料代を適切に想定し負荷変化の際の効率も考慮して、コスト比較がされていますが、炭素税については考慮されていません。実際には、系統・燃料の入手制約などの環境の異なる地域ごとにニーズは異なります。
20	高村座長	<u>【スライド 21・24】の途上国での石炭火力発電の役割</u>について、アジア諸国においても電力をめぐるコスト状況や政策が急速に変化していることが指摘されます。ここで示されている<u>情報は、いつの時点のどのようなデータに基づくものか、その出典(Source)</u>についてお示しください。 ヒアリングにおいて、すでにアジア諸国の多くにおいて再生可能エネルギーが最も安い電気になっているというデータや、インドネシアやベトナムなどでも2020年代の前半には石炭火力の新設が減少に転じるといった見通し、バングラディシュは、2019年5月に電力設備容量過剰などを理由に、新規の電源開発許可を停止したといった情報も示されています。スライド21・24でお示しいただいている情報を<u>裏付ける公式文書</u>などがありましたらご教示下さい。	公的資料としては各国の電源整備計画の最新版に基づいております。これを基に各国電力当局者や主要事業者へのヒアリングや営業活動における収集情報も勘案し、記載したものです。

21	高村座長	【スライド 27、28】の再エネの拡大に向けて留意すべき点（総合コストの評価）について、原典として引用されている OECD/NEA の The Costs of Decarbonization: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables も指摘するように、発電コストだけでなく、システムコスト（system costs）も考慮することが重要だと考えます。こちらの最新の報告書（2019 年）¹では、太陽光、風力といった変動再エネの割合が小さければ追加的なシステムコストは大きくないが、変動再エネが電源構成の 30%といった水準に拡大するとシステムコストが上昇する可能性があること、脱炭素化に向けてこのシステムコストをできるだけ抑制するために、効率的な電力市場の設計、系統を含む電力システム総体の設計、適正な炭素価格の導入などの重要性を指摘しています。その上で、できるかぎり、系統の広域運用、原子力や水力といった CO₂ を排出しないディスパッチャブルな電源の調整力としての利用、デマンドレスポンス（DR）など多様な柔軟性資源を最大限活用して変動再エネを系統に統合し、CCSU などの付かない（排出削減策がとられていない）火力を次第に低減していくことが重要だと指摘しています。調整力としての火力の役割とともに、<u>調整力としての火力の脱炭素化を進めることの重要性</u>を示す貴重な情報と考えます。 CCS 抜きでは USC でも CO₂ 削減の効果は限定的で、石炭利用のゼロエミッション化には、CCS のような技術が重要だと考えますが、<u>CCS の現状のコスト水準（1 トン CO₂ 削減あたり）と今後のコストの見通し、途上国、特に東南アジア地域、その他のアジア地域での導入ポテンシャル</u>について	EOR と CCS を区分した評価については持ち合わせておりませんが、資源エネルギー庁が CO₂ 回収関連技術のコストをまとめた資料として化学吸収法の現在の CO₂ 分離回収コストとして 4200 円台/1 トン CO₂ と提示されています。CCS の現状のコスト水準については、研究機関が試算している状況をまとめた NEDO ワシントン事務所のレポートがあります。米国立エネルギー技術研究所（NETL）は、石炭火力に CCS を追設するコストとして約 5 円～7 円/kWh と試算しています。 【資料 1：CCS コストの試算について（NEDO ワシントン事務所）】 【資料 5：CO₂ 回収、利用に関する今後の技術開発の課題と方向性（資源エネルギー庁）】
----	------	---	---

		てご教示ください。<u>EOR 用とそうでないものと分けて</u>お示しいただけるようでしたらありがたく存じます。 ¹ OECD/NEA, <i>The Costs of Decarbonization: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables</i>, OECD (2019). https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2019/7299-system-costs.pdf	
22	高村座長	【スライド 30】のボイラ納入実績について、【スライド 15】の市場ニーズにも関わりますが、御社受注以外のものも含めた、<u>近年の石炭火力発電（例えば東南アジアなど地域を限定してもよい）の案件と受注状況（どの石炭火力技術かを含む。）の全体を示す資料</u>がございましたらお示しいただけるとありがたく存じます。	弊社としては、他社の正確な受注状況はわかりかねます事、ご理解の程お願い申し上げます。
23	高村座長	<u>IGCC、IGFC</u>について、<u>現状のコスト水準と今後のコストの見通し</u>についてお示しいただけますでしょうか。また、<u>諸外国（特に途上国）における IGCC、IGFC の現在の稼働状況、今後の計画に関する動向</u>についてでもご教示ください。	IGCC/IGFC については、常磐共同火力の勿来 10 号発電所が運転中、大崎クールジェンが実証試験中、福島 IGCC プロジェクトが 2020・2021 年に運転開始予定です（弊社提出スライド P9.10 の通りです）コストダウンによって、相手国で経済性が出せるよう努める所存です。
24	高村座長	例えば、IEA の SDS シナリオは、パリ協定の長期目標と整合し、持続可能な発展をめざすシナリオの一つとして示され、そこでは、石炭火力の新設が減少していく電源構成を示していると理解しております。そうした状況の中で、<u>途上国、とりわけアジアの途上国での市場の見通し</u>について、御社はどのように考えていらっしゃるでしょうか。	東南アジアの電力需要の伸びを吸収するために、再エネに加えて石炭火力も一定の需要はあると考えております。ご参考まで、シナリオとして整理された IEA の関連資料を添付致します。 【資料 6：The Future Energy in Southeast Asia (IEA)】(対外公表は不可とさせていただきます)
25	高村座長	ヒアリングでも示されておりますが、近年、金融・投資家からパリ協定の長期目標、さらには 2050 年 CO2 排出正味ゼロといったビジョンと整合的な事業への転換を促し、特に石炭火力事業の段階的削減・廃止を求	弊社としてもパリ協定目標実現に向けて、各国の事情に寄り添い、低炭素化を進めながら、最終的には脱炭素を実現する事業展開を行います。 具体的には、弊社資料の P4-12 で説明の

	める動きも強くなっていると理解しております。こうした状況の変化や動向に対して、石炭火力の稼働年数も念頭に、御社が、<u>「世界をリードする発電技術で、低・脱炭素社会の実現に貢献」</u>するために、<u>2030 年、2050 年</u>といった時間軸で、<u>どのように電力分野のビジネスを展開されようとお考えか、その対応・経営方針・戦略</u>についてご教示ください。	通り、様々な低・脱炭素を実現する技術・製品やサービスで事業展開していく所存です。
--	---	---

CCS のコスト試算について

2017 年 12 月 21 日
NEDO ワシントン事務所

I. CCS コスト試算例（米 NETL 及び英 ETI）

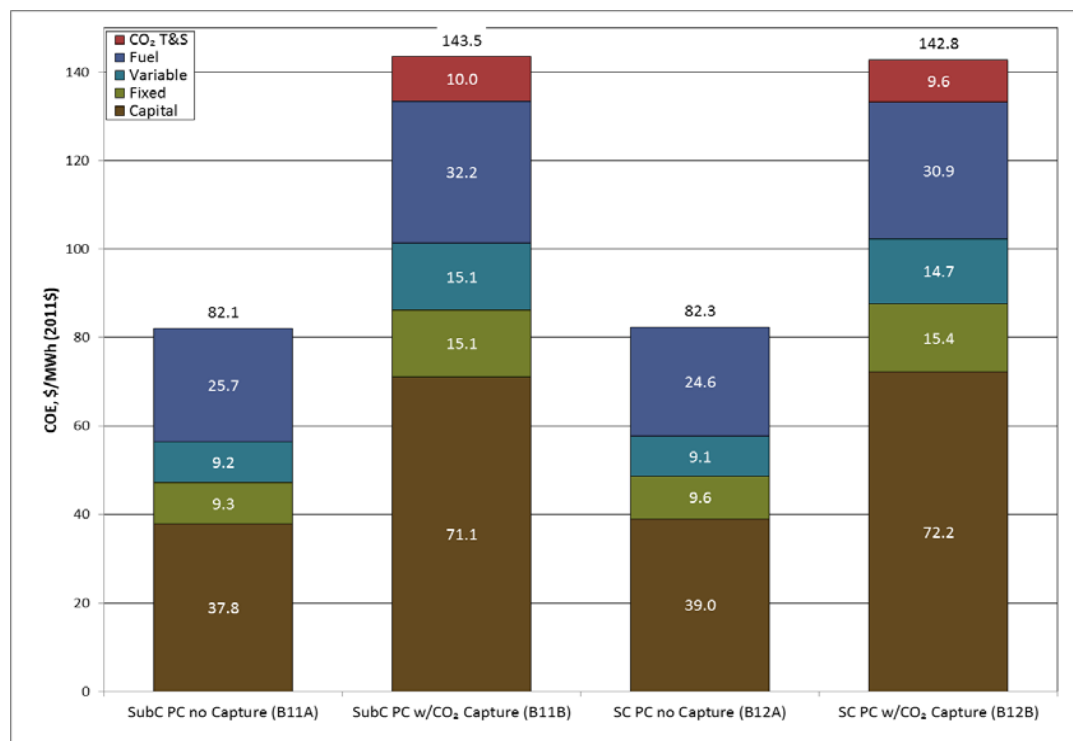
1. 米国立エネルギー技術研究所 (NETL) の CCS コスト試算（2015 年）

NETL は、「Aspen Plus」モデル（プロセスシミュレーター）及び WorleyParsons 社によるシミュレーション結果に基づき試算した資本費・運転維持費を利用して、発電原価（Cost of Electricity）を算出。

a) 試算前提として設定した想定発電所の主要特性

- 米国中西部の平地に建設される、550MWe (55 万 kW)級の石炭火力発電所
- 耐用年数 30 年
- 利用炭はイリノイ No.6 石炭で、価格は\$2.94¹/MWBtu
- 亜臨界微粉炭 (subcritical PC) 火力発電所：蒸気圧 16.5MPa、蒸気温度 566℃
- 超臨界微粉炭 (supercritical PC) 火力発電所：蒸気圧 24.1MPa、蒸気温度 593℃
- CO₂ 回収装置；化学吸着法（Shell Cansolv、P93）

b) 微粉炭火力発電所の発電原価（NETL 報告書 P.163）



¹ 2011 年のドル

- 亜臨界微粉炭火力発電所に設置する CCS コストは、（\$143.5-\$82.1=）
\$61.4/MWh (\$0.06/kWh)
 - 2011 年ドル換算で約 **4.96 円/kWh**²、現行ドル換算³で約 **6.96 円/kWh**
- 超臨界微粉炭火力発電所に設置する CCS コストは、（\$142.8-\$82.3=）**\$60.5/MWh (\$0.06/kWh)**
 - 2011 年ドル換算で約 **4.89 円/kWh**、現行ドル換算で約 **6.85 円/kWh**

2. 英エネルギー技術研究所 (Energy Technologies Institute : ETI) の CCS コスト試算 (2016 年)

a) 試算前提として設定した想定発電所（英国）の主要特性

- 1 GW 級の微粉炭火力発電所
- 耐用年数 30 年
- 石炭価格は £ 65/トン⁴
- CO2 捕捉装置；化学吸着法（アミン技術）

b) 石炭火力発電所の発電原価（ETI 報告書 P.10）

	微粉炭火力	微粉炭火力+ CCS
資本コスト (£ /kWnet)	1,480	2,560
均等化発電原価 (£ /MWh)	56	87
均等化燃料費 (£ /MWh)	21	26

(ETI 発表の "Reducing Cost of CCS" の図 3 を基に NEDO ワシントン事務所作成)

- 微粉炭火力発電所に設置する CCS コストは、（£ 87- £ 56=）**£ 31/MWh (£ 0.03/kWh)**
 - 2010 年ポンド換算で約 **4.33 円/kWh**⁵、現行ポンド換算で約 **4.81 円/kWh**⁶

² 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティングによると、2011 年の年間平均は 1 米ドルが 80.84 円

³ 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティングによると、2017 年 12 月 20 日の 1 米ドルは 113.97 円

⁴ 2010 年のポンド

⁵ 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティングによると、2011 年の年間平均は 1 英ポンドが 139.60 円

⁶ 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティングによると、2017 年 12 月 20 日の 1 英ポンドは 115.32 円

II. CCS コスト試算方法統一化の動向

CCS コスト試算に係る課題として、火力発電所の二酸化炭素（CO₂）回収・貯蔵のコスト試算方法が調査機関によって大きく異なることが、CCS コストの誤解や混乱が挙げられる。この課題解決に当たって、CCS コスト試算の改善・体系化が急務となり、2011 年 3 月、世界各国の政府機関、大学、企業及び環境団体の専門家が CCS コスト試算の統一化に係る第一回国際ワークショップを開催した。

同ワークショップの主な結論と提言は以下のとおり。

- 異なる著者及び組織による現在の CCS コスト試算・報告方法には大きな相違及び矛盾がある
- 現在の公開情報には CCS コストに関してかなりの誤解・混乱がみられる
- こうした矛盾が、様々な炭素回収方法の正確なコスト比較を阻んでいるほか、CCS と他の温室効果ガス（GHG）削減方法との比較を歪めている
- 発電所の CCS に関して一貫性のある分かりやすいコスト試算方法及び名称に係るガイドラインを策定するタスクフォースの設置が必要である。

同提言を踏まえ、2011 年 10 月、7 名構成の CCS コスト試算タスクフォースが設立。CCS 及び発電所コスト試算の際にあらゆる機関が受け入れ可能な「共通言語」を作成すべく、CCS・石炭火力技術をリードする 5 機関（タスクフォースのメンバーである、NETL、電力研究所、国際エネルギー機関 GHG プログラム、欧州委員会の Zero Emissions Platform、及び、世界 CCS 研究所）が使用する用語の体系的な比較・見直し、及び、資本コスト及び O&M コストの算出に使用している方法の比較を実施。

最終的に、同タスクフォースは、CCS コスト算出に係る共通用語及び一般的手法に関する提言で合意に達し、この結果を『*Toward a Common Method of Cost Estimation for CO₂ Capture and Storage at Fossil Fuel Power Plants*』と題する報告書として、2013 年 3 月に発表。CCS コスト算出手法に係る主な比較表は、以下のとおり。現在、DOE/NETL の手法を軸に統一化が進められている。

主要 5 機関の CCS コスト算出手法の比較（2013 年）

<u>DOE/NETL</u>	電力研究所 (EPRI)	IEA-GHG	ZEP (Europe's Zero Emissions Platform)	GCCSI (Global CCS Institute)
Bare erected cost (BEC)	BEC	Installed costs		BEC
+	+	+		+
Engineer/Procure/ Construct Cost (EPCC)	EPCC	EPCC	EPCC	EPCC
+	+	+	+	+
Contingencies	Contingencies	Contingencies	Owner's costs	Contingencies
Total Plant Cost (TPC)	TPC	TPC		TPC
+				
Owner's costs				
Total Overnight Cost (TOC)			Total Investment Cost	TOC
				+
				Owner's costs
+	+	+		+

Interest during construction (IDC) + Escalation	AFUDC + Escalation Total Plant Investment + Owner's costs	IDC + Owner's costs		IDC
Total AS-spent Capital	Total Capital Requirement	Total Capital Requirement		Total Installed Cost

(出典：タスクフォース発表の上記白書の表 A1)

CCS コスト試算タスクフォースが推奨するコスト計算方法

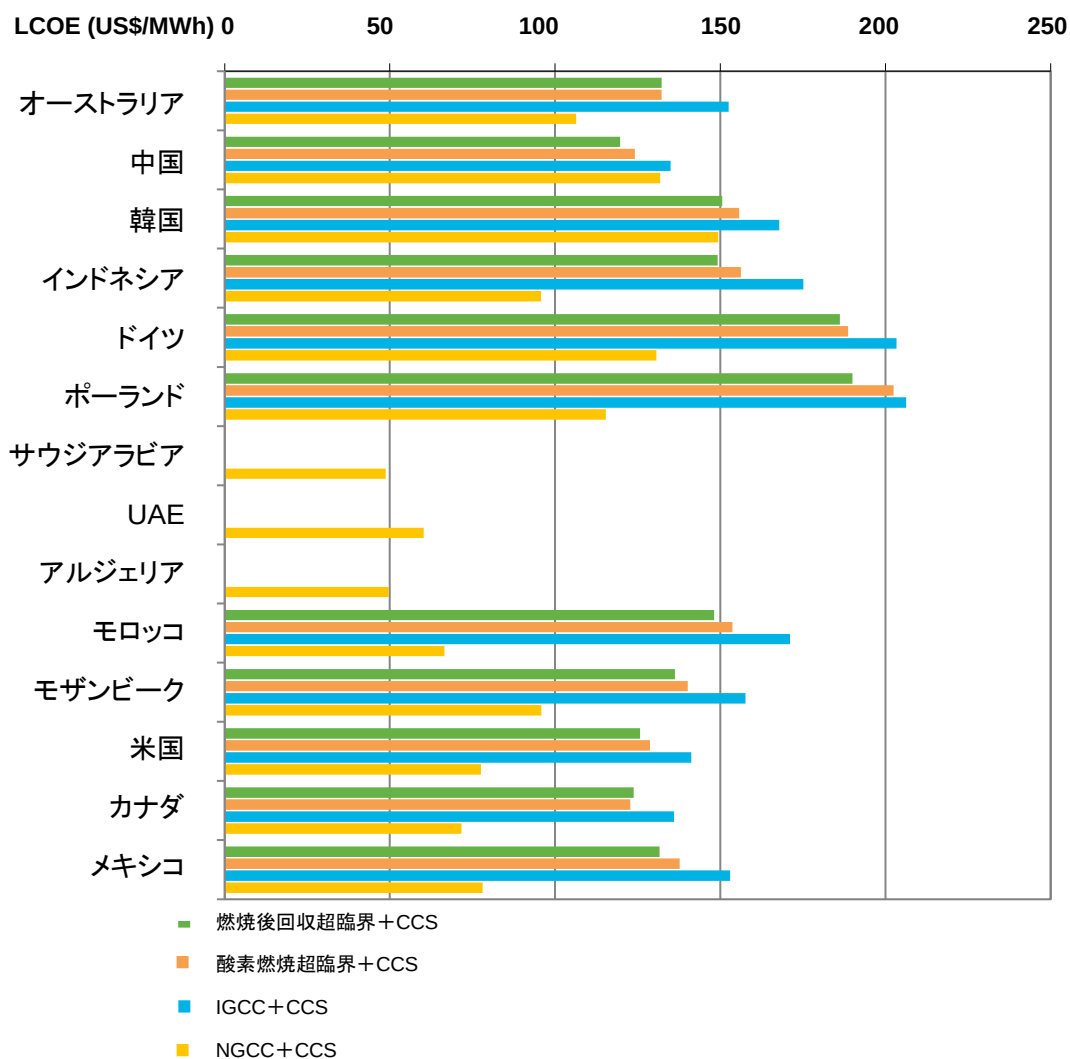
数値化すべき資本費の要素	左項の総合名称
Process equipment Supporting facilities Labor (direct & indirect)	設備原価 (BEC)
Engineering services	エンジニアリング、調達及び建設費 (EPCC)
Contingencies: - process - project	発電所建設費 (TPC)
Owner's costs: - Feasibility studies - Surveys - Land - Permitting - Finance transaction costs - Pre-paid royalties - Initial catalyst & chemicals - Inventory capital - Pre-production (startup) - Other site-specific items unique to the project (such as unusual site improvements, transmission interconnects beyond busbar, economic development incentives, etc.)	発電所建設単価 (TOC) ⁷
Interest during construction Cost escalations during construction	発電所資本費 (Total Capital Requirement)

(出典：タスクフォース発表の上記白書の表 4 を基に NEDO ワシントン事務所作成)

⁷ 金利を含まない建設コスト

Ⅲ. CCS プラントの均等化コスト比較（GCCSI、2017 年）

Global CCS Institute は 2017 年 6 月、CCS に係る業種別及び各国別のコスト比較を調査報告。この中で、火力発電所+CCS に係る 14 カ国比較は、以下のとおり。



それぞれ GCCSI の分析ポイントは、以下のとおり。

- ・CCS を伴う天然ガス複合サイクル（NGCC）は、燃焼後回収超臨界石炭火力、酸素燃焼超臨界石炭火力、IGCC に CCS を付加する場合に比べて、いずれも安価（特にサウジアラビア、UAE、アルジェリアなどガス生産国）。

- ・CCS を伴う石炭火力発電所のコストが低い国は、米国、カナダ、メキシコ、中国。主な理由として、石炭価格が安い（カナダ）、人件費が安い（メキシコ）、人件費・設備費が安い（中国）。

【参考資料】

"Cost and Baseline for fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity" Department of Energy National Energy Technology Laboratory, July 6, 2015
(P93、P101 にフロー図)

"Reducing the Cost of CCS: Developments in Capture Plant Technology" Energy Technologies Institute, May 2016

"Toward a Common Method of Cost Estimation for CO2 Capture and Storage at Fossil Fuel Power Plants" Global CCS Institute, March 2013
(P19 に比較表)

"Global Costs of Carbon Capture and Storage" Global CCS Institute, 2017

D134

再生可能エネルギー導入時の火力発電の調整力評価に関する研究 (調整力の指標を用いた石炭火力の低負荷運用性能と追加コストの評価)

Study on Control Reserve Assessment of Thermal Power Plants. (Analysis of a Controllability and an Additional Expenditure of Coal-fired Power Plants applying a classification of the Flexibility.)

○正 吉葉 史彦^{*1}, 花井 悠二^{*1}渡邊 勇^{*1}, 白井 裕三^{*1}Fumihiko YOSHIBA^{*1}, Yuji HANAI^{*1},Isamu WATANABE^{*1} and Hiromi SHIRAI^{*1}^{*1} 電力中央研究所 Central Research Institute of Electric Power Industry

This report sorts out the indices of performances and additional expenditures of power balancing operation of thermal power plant during the massive introduction of intermittent renewable energies. The efficiency of the 700MW class coal fired power plant during the partial load operation and throttle valve control operation is calculated by the material and heat balance analysis; the calculated efficiency is applied to the basic performance of the coal fired power plant in the demand – supply balance analysis. By applying the indices of the low load LFC, Load Frequency Control, performance the demand- supply balance of the supposed balancing group (IEEJ standard model, AGC30 model) is analyzed. In the case that the coal power plant is operated within the low load condition, LFC ability is performed by the throttle control operation; the throttle control is responsible for the possible failure of the plant. The expenditure of substituting the failure of LFC of coal plant is calculated. The substitution by the LNG steam cycle plant consumes much amount of fuel gas compared to the case that the GTCC is selected as the substitution.

Key Words : Coal Fired Power Plant, Control Reserve, Operational Flexibility, Indices of flexibility performance, Minimum Load, Supply- Demand Analysis, Additional Cost.

1. 緒 言

再生可能エネルギー（再エネ）の主力電源化⁽¹⁾に向け、太陽光発電や風力発電の導入が進められている。再エネの導入量を増やすには、再エネ出力の自然変動を調整して電力需給をバランスさせる「バックアップ電源」が必要であり、現時点では主に揚水発電や火力発電がこの役割を担っている。バックアップ電源としての運用（負荷調整運用）を行う火力発電は、出力の調整幅や出力の上げ代を確保するため、部分負荷～最低負荷で運用する必要があり、発電効率の低下や、負荷調整運用による設備の劣化を伴う。本報告では石炭火力（微粉炭火力）を対象とし、負荷調整運用時（部分負荷時、および主蒸気加減弁調整運用時）の発電効率を評価する。また、特に低負荷での負荷調整運用では発電設備の信頼性が低下することから、需給の安定化のためには調整運用が可能な代替機を備える必要がある。調整運用の性能指標を用い、需給調整エリアにおける代替機の選定と、代替機運用による燃料コスト増分を一例として評価したので報告する。

2. 負荷調整運用による発電効率

2・1 部分負荷時の発電効率（40%負荷以上）

石炭火力発電の超臨界圧ボイラを対象とし、熱物質収支の解析により発電効率を算定した⁽²⁾。定格条件における主蒸気／再熱蒸気の温度と圧力はそれぞれ、538℃、24.2MPa、および566℃、4.1MPaを設定した。本研究では、

負荷調整運用時の発電効率を評価することに主眼を置いているため、本蒸気条件は近年の技術進捗を反映した新鋭機種条件を反映したものではない。熱物質収支解析の結果、定格時の発電効率は約 40%であり、低圧タービン出口における蒸気の乾き度は 93%の解析結果となった。

次に部分負荷での発電効率を算定した。蒸気タービンの発電機出力は近似的に以下の式で表される^③。

$$\text{「発電機出力」} \propto \text{「蒸気流量」} \quad (1)$$

$$\text{「蒸気流量」} \propto \text{「蒸気圧力」} \times \text{「加減弁開度」} \quad (2)$$

部分負荷時には燃料供給量を減らすことにより、蒸気の圧力が低下して蒸気流量が削減され、発電出力が低下する（変圧運転：本研究では 40%負荷以上で変圧運転）。部分負荷でも発電効率を高くするため、通常、蒸気の加減弁は全開で運用する。部分負荷時の発電効率を算定するにあたり、以下の条件を設定した。

【部分負荷効率の解析にあたり設定した条件（蒸気系のみを計算対象とし、40%以上の負荷を解析対象とした）】

- ①主蒸気・再熱蒸気温度は各負荷で一定とする
- ②主蒸気圧力・再熱蒸気圧力は発電機出力に比例して部分負荷時に低下する
- ③給水系の流量と圧力は発電機出力に比例して部分負荷時に低下する
- ④各タービンの断熱効率是一定とする（高圧/中圧/低圧タービン断熱効率=86%/92%/83%）
- ⑤復水器の温度(33℃)・圧力(5kPa)は一一定とする

図 1 (40%負荷以上)に解析対象システムの発電効率を負荷率に対して示す。40%以上の負荷範囲で定格出力時の 90%以上（定格時の効率に対する相対値）の発電効率が得られる結果となった。

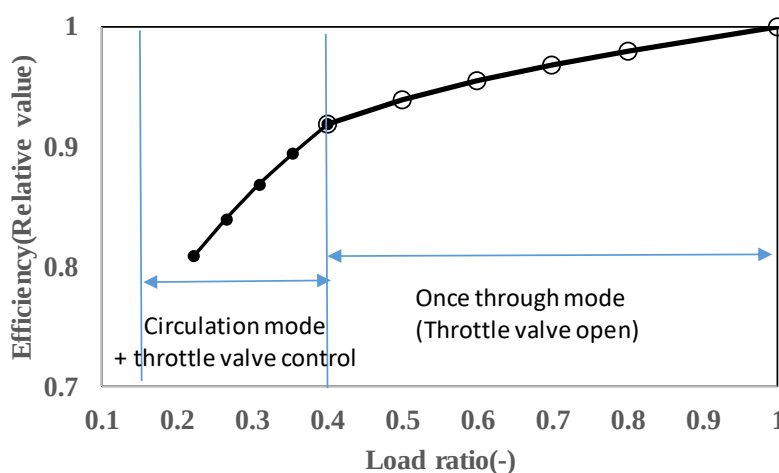


Figure 1 Efficiency of partial load and throttle valve control operating condition of coal fired power plant.

2・2 主蒸気加減弁調整運用時の発電効率

石炭火力の出力を変える場合、微粉炭供給系の制約から出力変化の遅れが発生しやすい。一方、ボイラは大きな熱容量を保有しているため、一時的に保有している蒸気をボイラからタービンに放出することにより、出力の応答遅れを改善することが可能である。ここでは、石炭火力の低負荷での調整運用は、主蒸気加減弁を絞り、ボイラの圧力を一定圧力とすることを想定した（循環モード）^③。

絞り運転時には、主蒸気加減弁において温度と圧力が下がるため、結果として低圧タービンの乾き度が上昇し、発電効率が低下する。絞り運転に伴う発電効率の変化を分析するにあたり、主蒸気加減弁の絞りによる蒸気の状態変化は、高圧タービンの入口に断熱効率 100%（等エンタルピー変化）の膨張バルブを設置することにより模擬

した。また、主蒸気加減弁の絞りの度合いは蒸気の流量削減量として表した（例えば 10%絞りの場合は、蒸気流量を 10%削減）。なお、再熱蒸気の温度は主蒸気量の絞りの割合に寄らず、566℃の一定温度とした。

後述するボイラの負荷調整運用（図 2 参照）では、40%以下の負荷運転範囲で主蒸気弁を絞った定圧運転を想定している。本ボイラの低負荷運転時には、最低負荷（15%）～運転バンド切り替え負荷（40%）の範囲で負荷調整運用することとなり、この負荷調整範囲の概ね中心にて負荷調整運用を行う。熱物質収支解析の結果、主蒸気流量を 30%絞りとしたときの負荷率が、低負荷運転範囲（15～40%）のほぼ中心に相当する負荷率 26%程度となった。また、蒸気流量を 30%絞りとしたときの発電効率は、主蒸気加減弁が全開の場合と比較して、相対値で約 5%低下する結果が得られた（図 1 の 40%負荷以下）。なお、以降の分析ではこの発電効率低下分を加味した。

3. 低負荷での運用性能と代替機による追加コスト

3・1 低負荷での調整力と運用性能を表す指標

図 2 に石炭火力の負荷運用幅の概念図を示す⁽⁴⁾。本システムは変圧貫流ボイラであり、部分負荷時には主蒸気圧力が低下する。低負荷での運用性を高めるため、40%出力にバンド切り替え点を設定し、40%以下の負荷範囲では主蒸気加減弁を閉じることにより一定圧力の Wet 運転としている（低負荷での負荷変化率は 2%/分）。

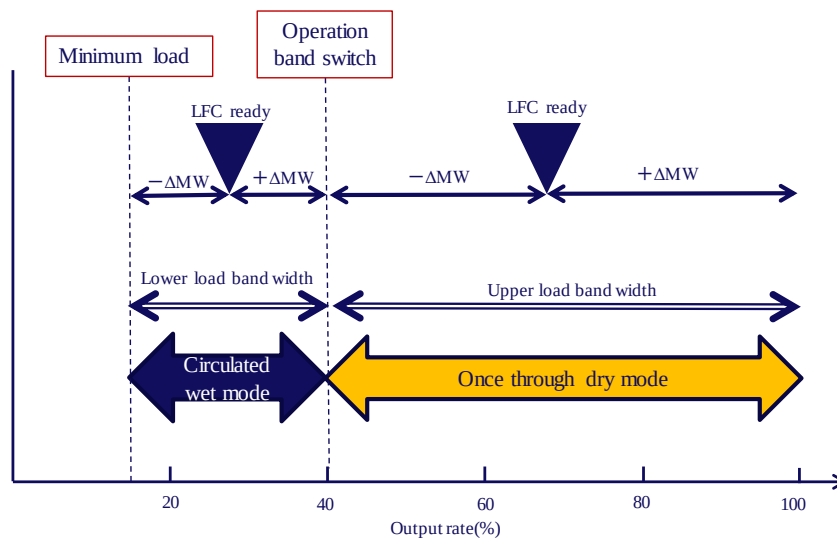


Figure 2 Schematic relation between operating power ratio and operating mode of coal fired power plant.

Table 1 Indices of load frequency control(LFC) performance and their classification.

Classification	Available output range : AOR [MW]	Maximum full activation time : MaxFAT [min]	Available output range at minimum load : Lmin [-]
A	$150 \leq \text{AOR}$	$\text{MaxFAT} \leq 5$	$\text{Lmin} \leq 1.0$
B	$100 \leq \text{AOR} < 150$	$5 < \text{MaxFAT} \leq 10$	$1.0 < \text{Lmin} \leq 2.0$
C	$50 \leq \text{AOR} < 100$	$10 < \text{MaxFAT} \leq 15$	$2.0 < \text{Lmin} \leq 3.0$
D	$10 \leq \text{AOR} < 50$	$15 < \text{MaxFAT}$	$3.0 < \text{Lmin}$
Remarks and equations	Pmax: Maximum power Pmin: Minimum power Within the load band range $\text{AOR} = \frac{P_{\text{max}} - P_{\text{min}}}{2}$	Including control delay $T_{\text{DLY}}(\text{min})$ and load change speed(R :MW/min) $\text{MaxFAT} = T_{\text{DLY}} + \frac{\text{AOR}}{R}$	Pmin: Minimum power Within the low load band range $\text{Lmin} = \frac{P_{\text{min}}}{\text{AOR}}$

表 1 に最大出力調整幅 (AOR), 最大発動時間 (Max.FAT), および調整幅に対する最低出力 (Lmin) により LFC 性能をクラス分けした場合の性能分類を示す⁶⁾。また, 表 1 のクラス分けされた性能指標である, 最大出力調整幅 (AOR), および調整幅に対する最低出力 (Lmin) を, それぞれ最大発動時間 (MaxFAT) との関係として図 3 に示す。本図には石炭火力, LNG 汽力, および GTCC 機の低負荷における最大発動時間と最大出力調整幅を示した (COAL1000MW 低負荷, COAL700MW 低負荷, LNG700MW 低負荷, GTCC250MW 低負荷)。なお, 石炭火力の低負荷における最大発動時間と最大出力調整幅の関係では, 図 2 に示した 40% 負荷以下でのバンドにおける調整力を示しており, 前述した主蒸気加減弁の開閉による, 出力応答性の改善を想定した性能である。

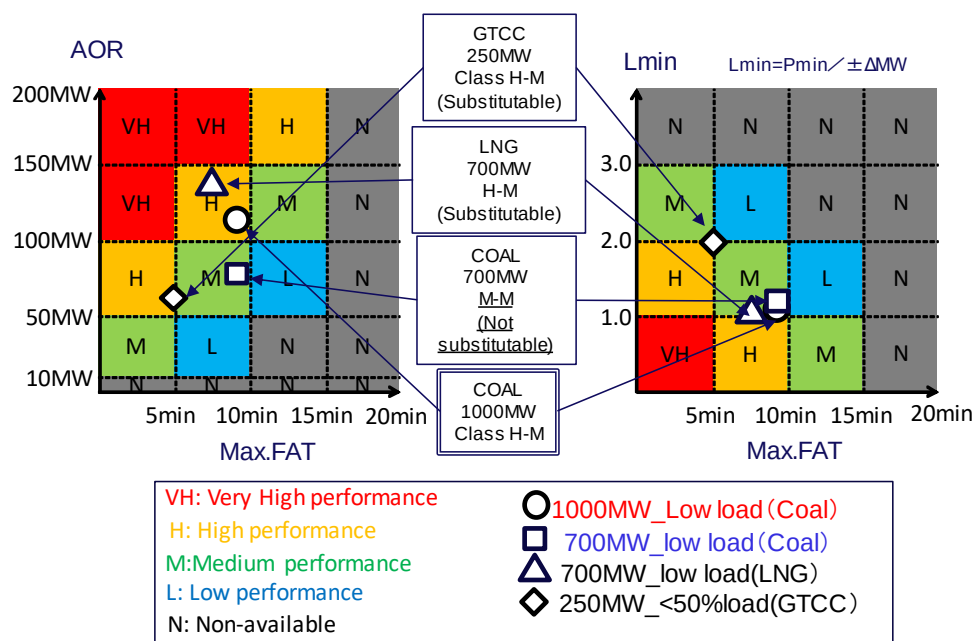


Figure 3 Supposed classification of LFC performance during a low load operating condition.

3・2 故障停止を想定した LFC 機の代替

図 2 で示した石炭火力の運用では, 低負荷時のボイラ内での熱負荷の偏りから炉壁を守るため, 40% 以下の負荷範囲で主蒸気調整弁を絞り, 循環モードとしてボイラを運用している。前述したとおり石炭火力が低負荷で負荷調整運用 (LFC 運用) を行うには, 負荷応答性を改善するため, 主蒸気加減弁により蒸気流量を調整する。即ち, 低負荷運転時に炉壁の保護を目的に絞り運用とした主蒸気加減弁を, 負荷調整運用に転用することとなるため, ボイラの運転信頼性が低下しやすい。

石炭火力が低負荷で LFC 運用できなくなった場合には, 需給の安定確保のため, 別の火力機で LFC 運用を代替させる必要がある⁶⁾。図 3 に示す通り, 石炭火力 1000MW の低負荷における調整力の指標と同等の性能を有するのは, LNG700MW 汽力発電, および GTCC250MW 機であり, これらの火力機が調整力を代替機として選定可能となる。

次に, 石炭火力が担っていた LFC 運用を代替機にて運用したときの燃料費を分析した。分析対象とした需給調整エリアには, 電気学会で定義された標準解析モデルを想定した⁷⁾。電力需要は軽負荷日を想定し, また, 太陽光発電の設備容量は 26.2GW (標準解析モデルの定義の 8 倍) が導入された場合を想定した。解析モデルエリア内での LFC 量は常に 200MW を確保することとし, 1 つの LFC 調整火力機が LFC 運用できなくなっても 200MW の LFC 容量が確保できるよう, 250MW の GTCC 機 1 機を常時 LFC 運用機に設定した。電源運用の解析にあたっては, 需給調整エリアの発電設備全体で使用する燃料費が最小になるよう最適化した⁸⁾。

図 4 に, 石炭火力 (COAL1000MW) 2 機で LFC 運用を行った場合を基準とし, 石炭火力 1 機分の LFC 調整力を LNG 汽力 (LNG700MW), および GTCC 機 (GTCC250MW) で代替した場合について, エリア全体における火力機全体の燃料費を比較して示す。LNG 汽力で石炭火力の LFC 機能を代替した場合, GTCC で石炭火力の LFC

機能を代替した場合に比較して、追加される燃料費が高くなる結果となった。これは、LNG 汽力の発電効率が GTCC の発電効率より低いことに起因している。

今後、再エネの導入が進むと、火力機は再エネの出力間欠性をバックアップする運用機会が増えるため、発電設備の運転信頼性が低下してくる。再エネ導入時にも電力需給を低廉で安定化させるためには、火力機の負荷運用性能を高めていくことと併せて、バックアップ運用を行う火力機の運転信頼性を高めていくことも必要となる。

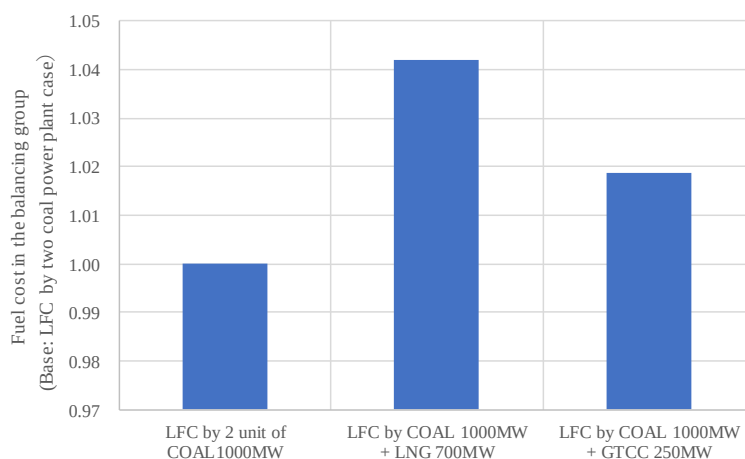


Figure 4 Additional fuel cost by substituting the LFC capacity by LNG steam cycle(LNG700MW) and Gas turbine combined cycle(GTCC250MW).

7. 結 語

再エネの自然出力変動性や出力の間欠性を、石炭火力によりバックアップする場合を対象とし、バックアップ運用時の発電効率（部分負荷での発電効率）や主蒸気弁の絞り運転時の発電効率（蒸気系の運用により負荷応答性を改善した場合の発電効率）を算定した。また、石炭火力が負荷調整運用できなくなった場合を想定し、低負荷での運用性能の指標を用い、調整運用の代替が可能な機種を選定を行った。一例として、LNG 汽力および GTCC で石炭火力の負荷調整運用を代替した場合の追加燃料費を算出した。

文 献

- (1) エネルギー基本計画 平成 30 年 7 月 http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/180703.pdf
- (2) 梅沢修一, 篠宮勝彦 ヒートバランス解析法による火力発電所の熱効率診断 火力原子力発電 Vol.51 No.523 pp438-44
- (3) 赤尾武彦 変圧運転を採用した中間負荷火力発電プラント 電気学会雑誌 98 巻 2 号 1978.2
- (4) 吉田, 望月 再生可能エネルギー大量導入による火力発電への影響とその対策 火力原子力発電 Vol.62. No.7 pp499-504
- (5) 花井悠二, 吉葉史彦, 渡邊勇. 火力発電の調整力評価に関する研究－負荷周波数制御に関する運用性能の評価指標と石炭火力の運用性能改善の評価への適用. 電力中央研究所 研究報告 M17001. 2018 年.
- (6) Nikhil Kumar, Philip M. Besuner, Steven A. Lefton, Dwight D. Agan, Douglas D. Hilleman, Power Plant Cycling Costs, Intertek APTECH, Prepared For National Renewable Energy Laboratory & Western Electricity Coordinating Council, April 2012.
- (7) 電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会編 電気学会技術報告 第 1386 号 2016 年 12 月
- (8) 渡邊, 花井: 再生可能エネルギー大量導入に対応した需給運用シミュレータの開発 電気学会平成 30 年電力・エネルギー部門大会 徳島大学, 2018/9/12

【変化2 - 4】課題2：調整火力維持＋蓄電池コストの抜本的低減

単位：円/kWh

	現状	将来	現在の コスト	家庭用 パリティ	産業用 パリティ
			150円	25円	15円
発電	再エネ	再エネ	11 20円	11 7円 (30年目標)	11 7円 (30年目標)
	+	+	+	+	+
調整	火力	蓄電池	130円	18円	8円
	CO2排出	CO2フリー	蓄電池コスト： 4万円/kWh LIBのセル価格 (エネ庁ヒアリング) NASはシステムで 4万円/kWh程度 (2012「蓄電池戦略」 (経産省))	蓄電池コスト： 約400円/kWh 100分の1	蓄電池コスト： 約40円/kWh 1000分の1

○蓄電池の革新をどう加速するか？我が国が世界をリードする条件は？

※蓄電池は、バックアップ無しでの成立を前提に、1日の需要全体の3日分の容量が必要と仮定。パリティは、人件費・材料費を考慮すると成立しない可能性あり（出所）資源エネルギー庁試算（上記記載の蓄電池コストは電池パックのコストを表し、システム全体では5～10倍のコストとなると仮定）。調整コストには抑制費用・系統費用を含む。
なお、ここでの「パリティ」は、系統を通してバックアップ火力も活用した分散型再エネが、系統電力と同コストとなる「グリッドパリティ」等の定義とは異なる点に留意。

9

出典：エネルギー情勢を巡る状況変化〔平成29年8月30日、資源エネルギー庁発表資料〕

発電技術における 日本の優位性

ポイント：発電技術における日本の優位性

- 1 世界トップクラスの効率性と信頼性。
- 2 高度なO&M技術・ノウハウから、高い運転実績を実現→運転開始後の性能劣化が少ない。
- 3 工期の遅延が少なく、安心して事業を任せることが可能。環境特性に非常に優れる。

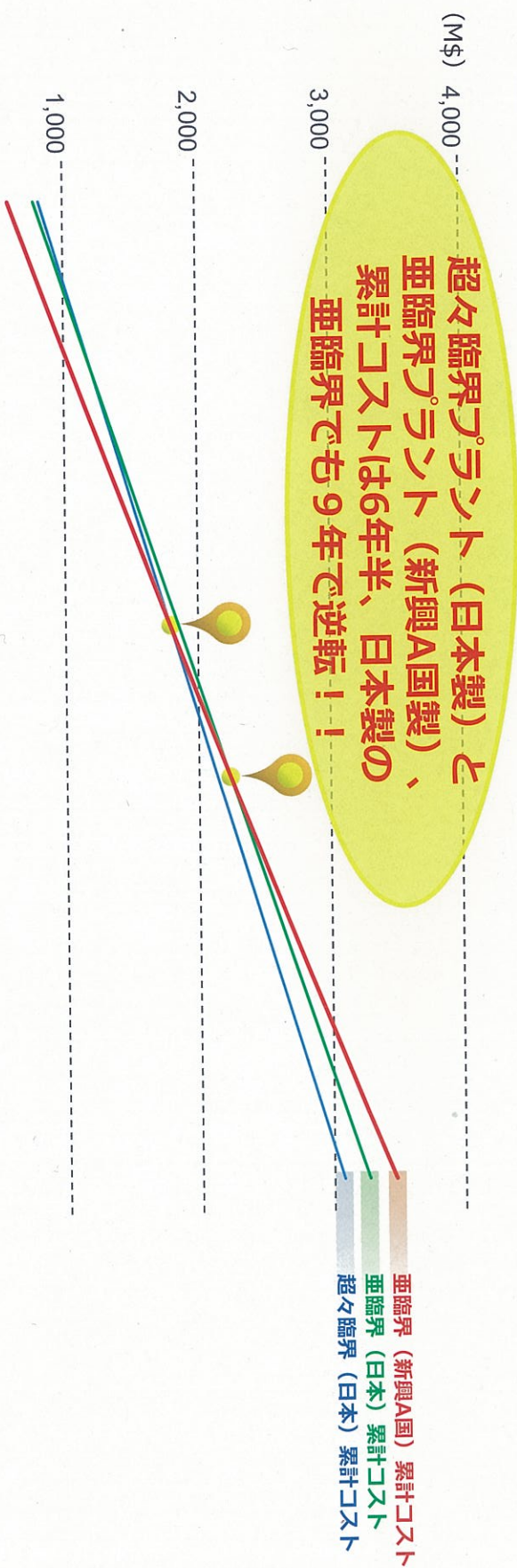


日本企業は有利なライフサイクルコストを実現。

1. 発電所投資におけるライフサイクルコストの重要性

》 ライフサイクルコスト (LCC) には、発電効率や性能劣化、運転実績が大きく影響。

》 石炭火力発電を例に、LCCを試算するとイニシャルコストの差は10年未満で回収できることがわかる。



【計算の前提】

	超々臨界 (日本)	亜臨界 (日本)	亜臨界 (新興A国)
イニシャルコスト	800M\$	780M\$	585M\$
発電端効率 (LHV)	42.8%	38.9%	35.0%
性能劣化 (20年後)	4%	4%	20%

【共通条件】

導入国：インドネシア
出力 (600MW)
燃料費 (亜漚青炭、87.5\$/トン)
O&Mコスト：共通

2. 世界トップクラスの効率性と信頼性

発電機器の効率差がライフサイクルコストを大きく左右。

≫ 発電コストの内訳をみると燃料費の割合が高く、石炭火力発電で25%~50%、LNG火力発電で70%~80%を占める。

❗ 石炭火力発電：発電効率で1%の差→20年間で33億円の燃料費差。

❗ 特に、LNG火力発電：発電効率で1%の差→20年間で74億円の燃料費差。

このため、発電効率の良い機器を選定することが重要。

≫ 日本の石炭火力発電技術はUSC/SC/亜臨界圧いずれの設備も世界トップクラスの高い効率と信頼性を有する。

≫ 日本のガスタービンは、世界最高レベルの効率(60%超)を誇る。

3. 高度なO&M技術と運転実績

調達の際には過去の案件の運転実績を確認することが重要。

日本企業は高度なメンテナンス技術・サービスにより、高いプラント稼働率、発電効率を継続的に実現。運転開始後の性能劣化が小さい。

途上国への輸出に際し、全体システムでの技術支援が可能。

日本製ボイラ技術の強み

(石炭火力発電における経年劣化の比較例)

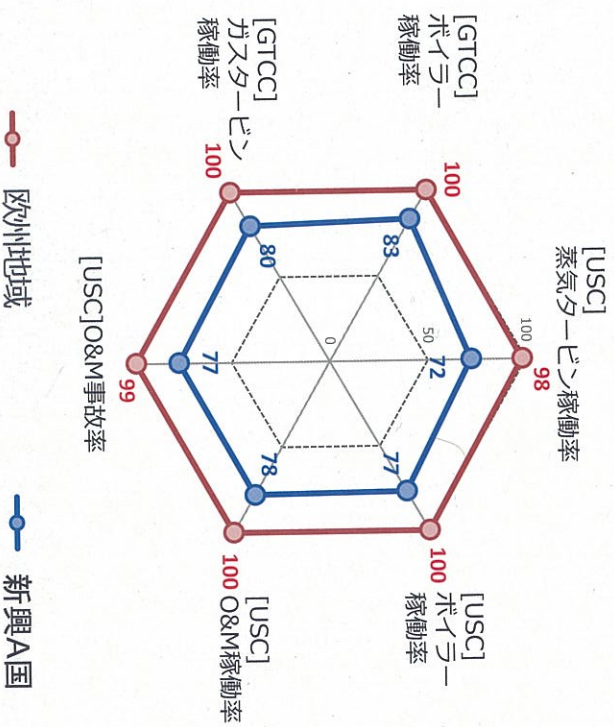
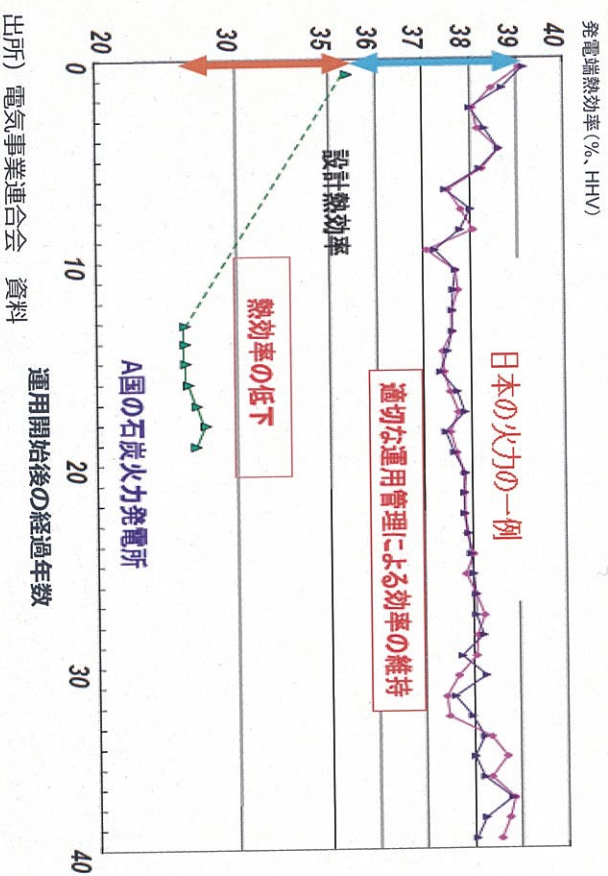
高度なO&M技術で、発電効率を維持



日本の運転実績は稼働率・事故率共に最も優れている

各国の運転実績比較

(日本を100とした場合の各国比較)



4. 工期遵守と環境特性

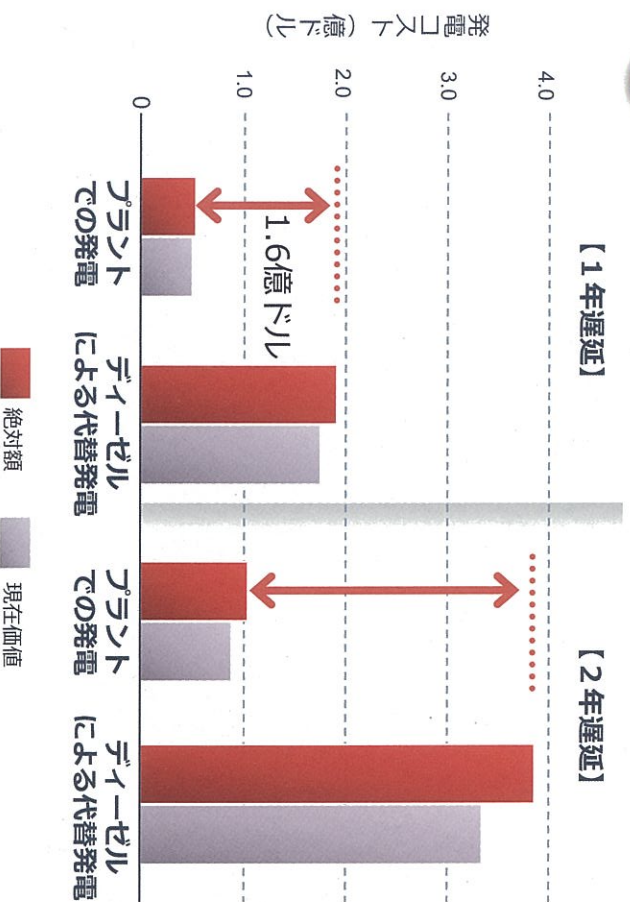
≫ 発電プラントは必ずしも計画通りに運開・運転しないが、日本企業は工期の遅延が少ない。

≫ 大切なプラントを日本企業なら安心して任せることが可能。

≫ 環境特性にも優れ、クリーンな環境を実現。

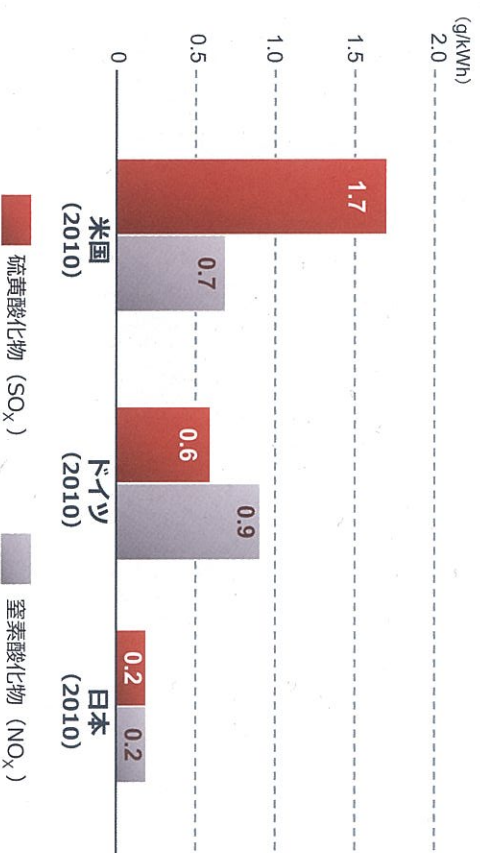
工期遅延による損失発生例
(工期遅延による電力不足分をディーゼル発電機により賄うことを想定)

！ 工期が1年遅れると1.6億ドルの損失



日本の火力発電所の環境特性
(発電電力量あたりSO_x、NO_x排出量の国際比較)

！ 米国とは一桁少ない、欧州とは1/3以下のSO_x、NO_x排出量



出所) 海外=排出量: OECD.StatExtracts Complete databases available via OECD's Library
発電電力量: IEA ENERGY BALANCE OF OECD COUNTRIES 2012 EDITION
日本=電気事業連合会調べ

5. インフラ輸出に関する日本の主な公的支援

我が国では官民一体となって、貴国の電力関連インフラ整備に貢献します。

政府関係機関がファイナンス等、総合的に支援します。



複数の資金協カスキームと
技術協カスキームを活用し
た包括的なODA支援



JBIC

政府系金融機関として海外イン
フラプロジェクトの経験と相手
国との信頼関係を活かして日本
企業の海外インフラプロジェクト
への参画を支援



NEXI
Nippon Export and Investment Insurance

海外への輸出・投融資リスク
を貿易保険によりカバー

JETRO

海外インフラビジネスを総合的に支援

- ・インフラマップ
- ・インフラ・コーディネーター
- ・要人招聘
- ・専門家派遣・研修

この資料は、経済産業省「平成25年度製造基盤技術実態等調査（重電機器の輸出促進に関する調査）」事業により、重電機器輸出促進研究会を開催、同研究会での議論をもとに、経済産業省がとりまとめたものです。

平成26年8月作成

CO₂回収、利用に関する今後の技術開発の課題と方向性

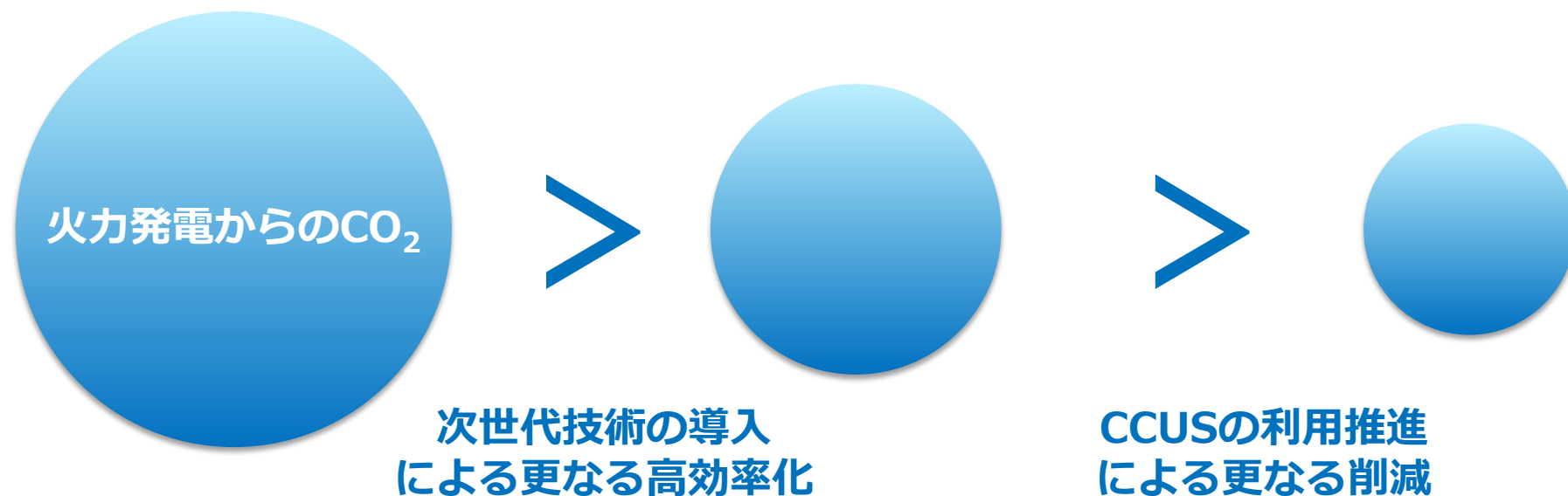
資源エネルギー庁

平成27年6月

1. 次世代火力発電による更なるCO₂削減の可能性
2. CO₂の回収、貯留・利用に向けた取組
3. 次世代技術によるCO₂回収コスト低減の見通し
4. CCUに関する技術的課題
5. 今後の技術的課題とロードマップの策定に当たり検討すべき論点

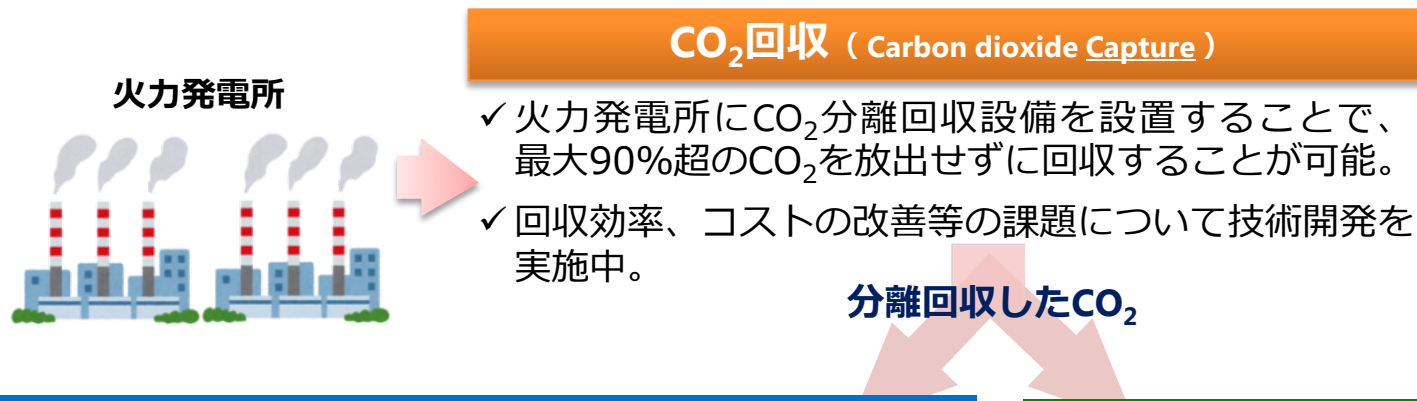
1. 次世代火力発電による更なるCO₂削減の可能性

- 日本の約束草案(政府原案)における2030年度の2013年度比26%の温室効果ガス削減目標積み上げの基礎となった対策として、火力発電の高効率化が位置付け。
- 将来的に、IGCC等をはじめとする次世代技術が広く普及すれば、火力発電の分野で更なる高効率化によるCO₂削減効果が期待。
- これに加え、CO₂を回収し、貯留または利用する技術(CCUS)の利用が推進されれば、火力発電から排出されるCO₂を更に削減できる可能性あり。



2. CO₂の回収、貯留・利用に向けた取組

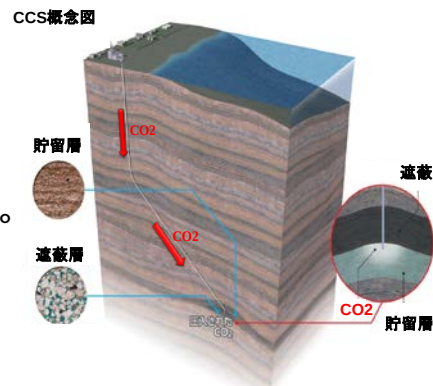
- 発電所から排出されるCO₂を回収し、貯留または有効活用する技術（CCUS）は、火力発電からのCO₂排出量をゼロに近づける切り札となり得る。
- 2030年以降を見据えた取組として、早期にこれらの次世代技術の開発を進め、利用の推進に向けた道筋を付けることが重要。



分離回収設備例

CO₂貯留(CCS: Carbon dioxide Capture and Storage)

- ✓ 分離回収したCO₂を地中に貯留する技術。
- ✓ CO₂の大規模処理が期待出来るが、実操業能力の獲得や貯留可能な地点の選定等が課題。
- ✓ 2020年頃のCCS技術の実用化を目指し、研究開発・実証試験を実施中。



CO₂利用(CCU: Carbon dioxide Capture and Utilization)

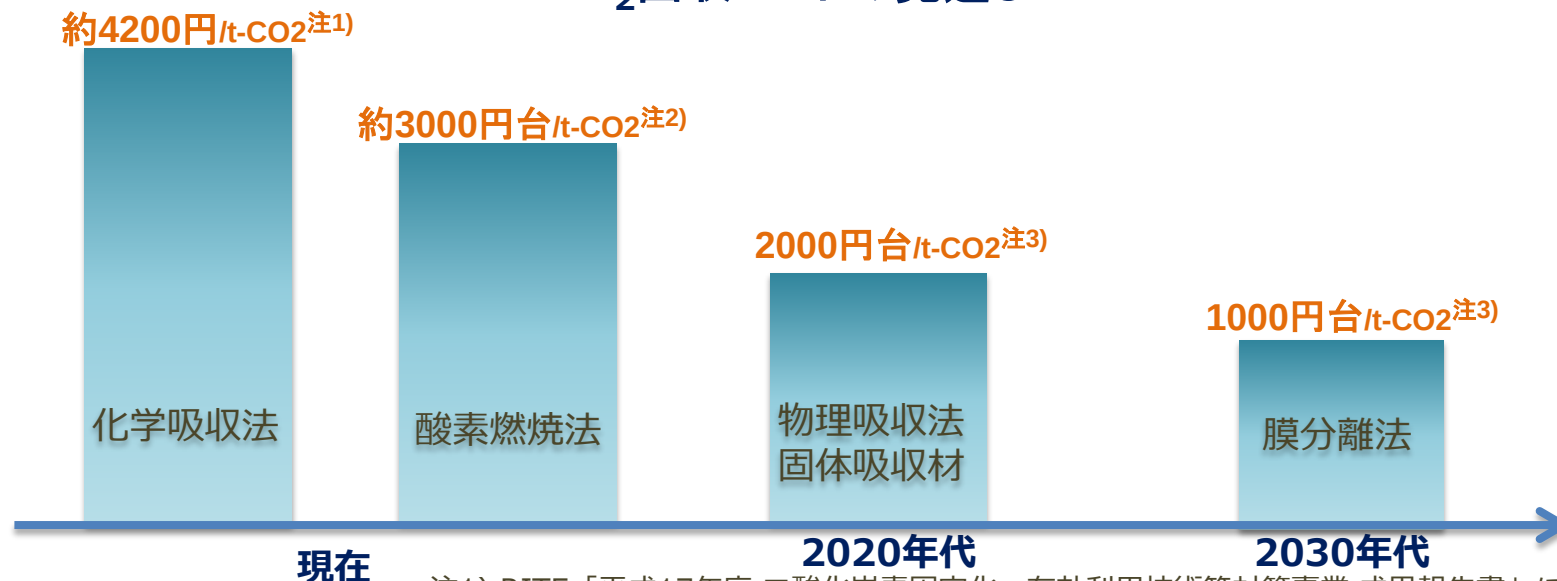
- ✓ 回収したCO₂を利用し、石油代替燃料や化学原料などの有価物を生産する技術。
- ✓ 大量のCO₂を利用するための用途の拡大と、効率的な処理技術の確立が課題。



3. 次世代技術によるCO₂回収コスト低減の見通し

- CCSの実用化に係る技術は2020年頃に実用化が見込まれるが、**実際に導入が拡大するには、その低コスト化が大きな課題。**
- 現在の技術では、CO₂回収設備の設置、稼働は**発電コストを大きく押し上げ**、また、設備の稼働による電力消費により、**全体の発電効率が大幅に低下**する。
- 現在開発が進められている、**次世代のCO₂回収技術が順次実用化**していくことで、**2030年頃にかけて大幅なコスト低減が期待**される。

CO₂回収コストの見通し



注1) RITE「平成17年度 二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 成果報告書」における試算値

注2) 「既設微粉炭火力発電プラントへの酸素燃焼技術の適用に関する調査」(H17年NEDO)

注3) 「平成26年エネルギー関係技術開発ロードマップ」等における新技術導入想定時の目標値

※ 上図中の試算は様々な仮定を基に行われており、将来の分離回収コストを予断するものではない

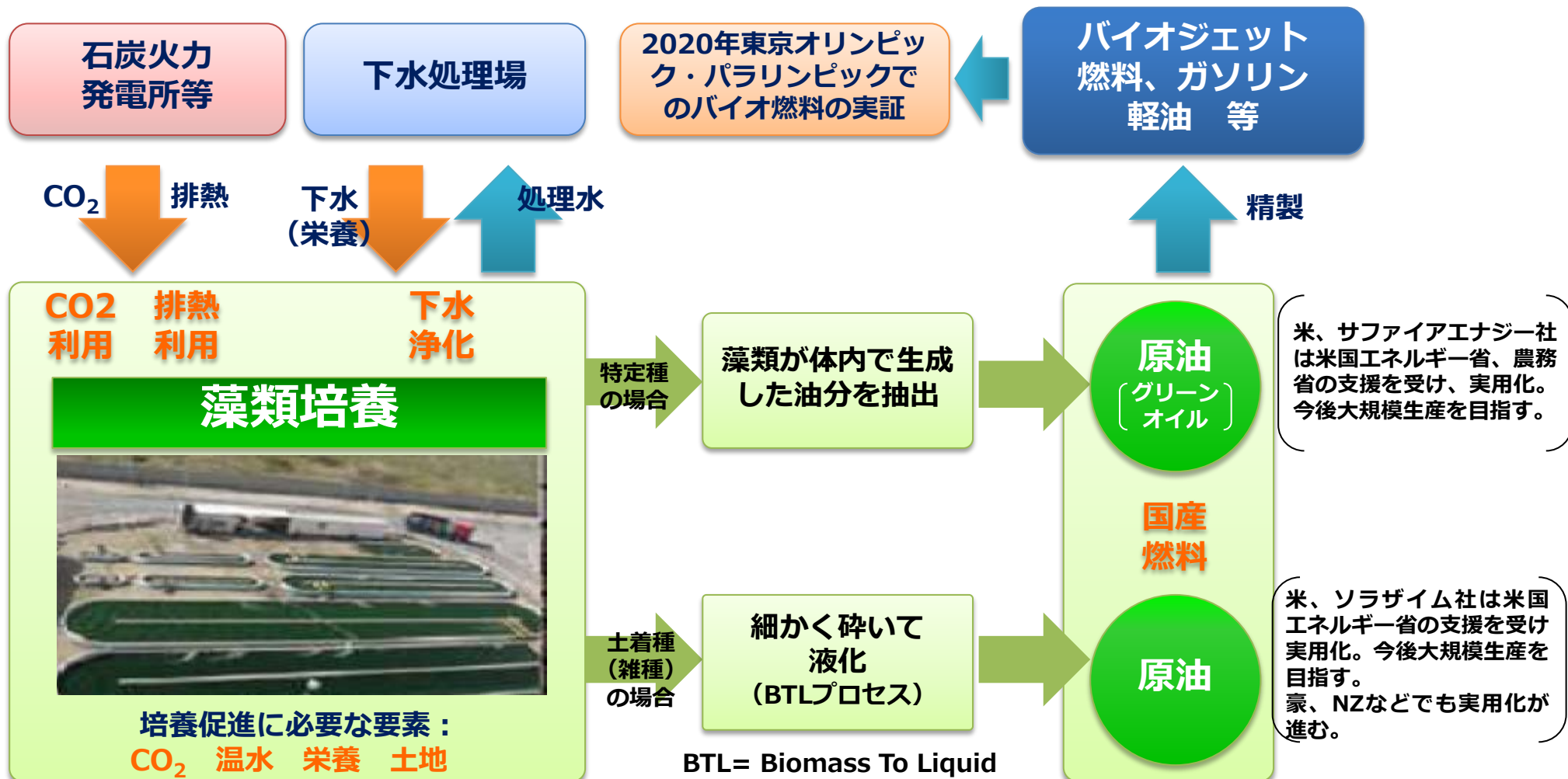
4. CCUに関する技術的課題

- CCUは、回収したCO₂を有価物の製造に利用する技術であり、現在、複数の分野で技術開発が進められている。
- CCSと比較した場合、現時点ではCO₂の大規模処理が困難であるものの、有価物の製造につながる点でコスト性に優れ、今後の技術革新によりCO₂の処理能力、有価物の製造効率が向上すれば将来の利用拡大が期待される。



(参考) CCUの技術開発の例 -藻類バイオ-

- 微細藻類の培養には、広大な土地に加え、CO₂、温水、栄養(窒素、リン等)が必要。これらを火力発電所、下水処理場等から調達することで、CO₂の処理と同時に、国産燃料の生産など、多様な目的を実現することが可能。

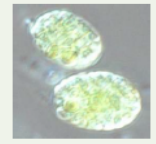


※現在は藻類を培養する側がCO₂や栄養を外部から購入しているが、将来的に火力発電所や下水処理場から対価を得てそれらを手入することができれば、コスト面の削減につながる。

(参考) 微細藻類燃料の開発状況

- 微細藻類の研究開発については、様々な藻類の種類で研究開発が行われており、今後大規模化による大量生産が期待されている。
- 福島では復興の観点から土着の藻類を利用した燃料生産に関するラボレベルでの研究開発がなされている。

戦略的次世代バイオマスエネルギー利用技術開発事業

主要事業者	I H I	J-POWER	DENSO	D I C
共同実施者	ちとせ研究所・神戸大	東京農工大・日揮	中央大・クボタ・出光興産	神戸大・基礎生物学研究所
微細藻株	ボトリオコッカス 油分(炭化水素)を体外分泌し、保持する特徴を有する藻。増殖能力の高い株を獲得済みであり、更なる改良も実施。 	珪藻 海洋珪藻オイル成分の分布がシンプル。細胞の付着性がない。自己凝集性がある。 	シュードココミクサ 日本国内の温泉から発見された藻類。酸性条件下で生育可能であり、野外培養に有利。 	クラミドモナス 海産性モデル緑藻の <i>Chlamydomonas reinhardtii</i> の近縁種 
目的代替油	ジェット燃料	ジェット燃料	ジェット燃料・ディーゼル	ジェット燃料
開発段階	応用研究 ～ 商用実証へ 鹿児島市に国内最大級(1500㎡)屋外培養設備を構築し、プレ実証試験を開始 	基礎～応用研究(中期) 大型培養槽(円型10㎡、20基:福岡県)により、藻類の連続培養試験を実施中 	基礎～応用研究(中期) 60㎡培養槽(レースウェイ型:愛知県)における、藻類の試験培養を実施中 	基礎～応用研究(中期) 25㎡屋外レースウェイ培養槽を設置し(米国)、屋外培養を実施中 
研究開発の概要	屋外大規模培養実証を実施中 商用スケールに向けた課題抽出 海外での培養適性評価試験の実施 発電所等の排CO2の有効利用検討 等	屋外培養条件の確立、育種 屋外における半連続培養等の最適化 遺伝子組換えによる育種技術の確立 耐冷性株併用による通年培養の検討	屋外培養条件の確立、育種 屋外における培養条件の最適化 遺伝子組換え株の商用利用手法確立 藻の省エネ、低コスト回収技術開発	屋外培養条件の確立、育種 屋外における培養条件の最適化 遺伝子組換えによる育種技術確立 代謝解析による油分向上技術検討
研究開発支援状況	24年度からNEDO事業(戦略的次世代バイオマスエネルギー利用技術開発事業)にて実施。	25年度からNEDO事業(戦略的次世代バイオマスエネルギー利用技術開発事業)にて実施。	23年度からNEDO事業(戦略的次世代バイオマスエネルギー利用技術開発事業)にて実施(中央大と)。25年度から別のNEDO事業実施(中央大、クボタ、出光興産と)	24年度からNEDO事業(戦略的次世代バイオマスエネルギー利用技術開発事業)にて実施。

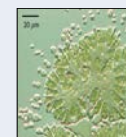
(参考)

福島再生可能エネルギー
次世代技術研究開発事業

藻類産業創成コンソーシアム

筑波大

土着藻類



ジェット燃料等

基礎研究



福島県内に存在する再生可能エネルギー資源(土着藻類)を活用し、次世代の技術開発を実施。

25年度～27年度まで上記事業を実施。

(参考) 2030年頃までに技術確立が見込まれるCO₂回収関連技術

CO₂分離・回収コスト

4000円台

3000円台

2000円台

1000円台

化学吸収法



アミン等の溶剤を用いて化学的にCO₂を吸収液に吸収させ分離する方法
分離回収コスト: **4200**円台/t-CO₂

酸素燃焼法



高濃度の酸素をボイラーで再循環させることで、排ガスのCO₂濃度を高くする方法
分離回収コスト: **3000**円台/t-CO₂

CO₂利用



回収したCO₂を利用し、石油代替燃料や化学原料などの有価物を生産する技術。

微細藻由来バイオ燃料や人工光合成、環境配慮型コンクリート等の技術を開発中。

物理吸収法



高圧下でCO₂を物理吸収液に吸収させて分離する方法
分離回収コスト: **2000**円台/t-CO₂

固体吸収材



アミン等を溶媒ではなく固体と組み合わせることで、必要エネルギーを低減させ分離する方法
分離回収コスト: **2000**円台/t-CO₂

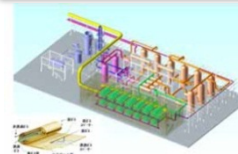
CO₂貯留



分離回収したCO₂を地中に貯留する技術。
2020年頃のCCS技術の実用化を目指し、研究開発・実証試験を実施中。

2012年より苫小牧において、年間約10万トン規模のCO₂を分離回収・貯留する実証事業を開始。
現在プラント建設中、2016年より貯留開始予定。

膜分離法



CO₂が選択的に透過する膜を用いて分離する方法
分離回収コスト: **1000**円台/t-CO₂

現在

2020年頃

2030年頃

5. 今後の技術的課題とロードマップの策定に当たり検討すべき論点

- CCUSに関連する今後の主な技術的課題は大きく以下の2つ。
 - ① 「CO₂の回収コスト」と「発電効率の低下」を大幅に抑える新たな技術方式の確立
 - ② CO₂の大規模かつ効率的な処理を可能とする革新的な技術の確立
- CCUSの普及動向は、国内外の制度的、環境的要因によるところが大きいことから、2030年以降を見据え、早期の導入拡大を目指す「火力発電の高効率化」とは異なる時間軸、視点で開発を進めることが重要。
- ①については、発電方式自体の技術開発と密接に関係することから、あらかじめ開発対象の技術や、そのコスト低減目標を明確にしつつ、技術開発を推進。
- ②については、現時点では技術的見通しの不確実性が大きいことから、将来実用化を目指す技術を絞り込まず、当面、イノベーション実現を目指し、新たな技術を幅広く追求。今後、段階的に有望技術を選定し、技術確立・実用化の目標時期を設定。
- その際、他分野の取組との連携など、様々な手段の活用を検討し、全体としてコストメカニズムが早期に確立することを目指す。