

石炭火力発電の現況と展望

2020年1月20日

電源開発株式会社

野口 嘉一

本日の内容

- ◆ 石炭火力を取り巻く現況
- ◆ 石炭火力の必要性と取り組むべき課題



石炭火力の低炭素化・脱炭素化に向けた技術開発

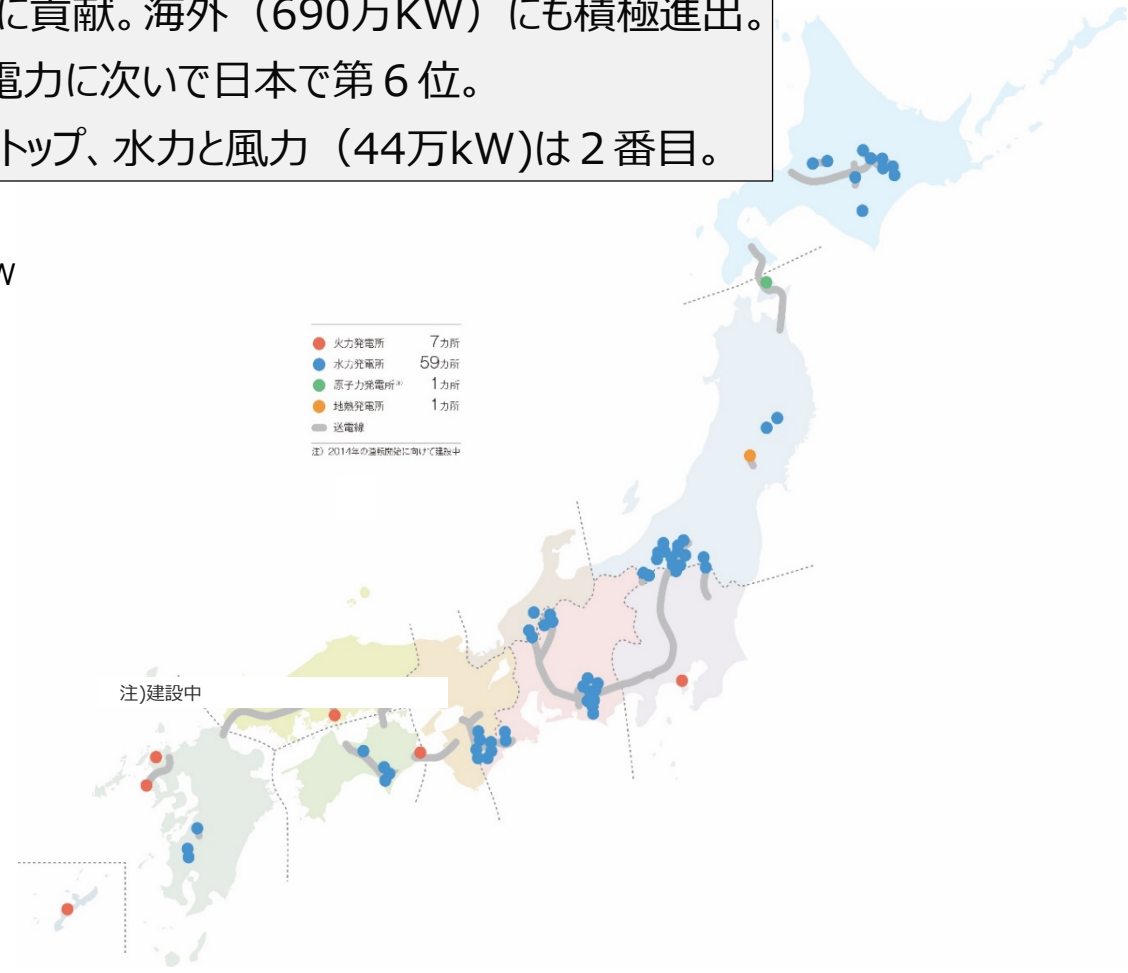
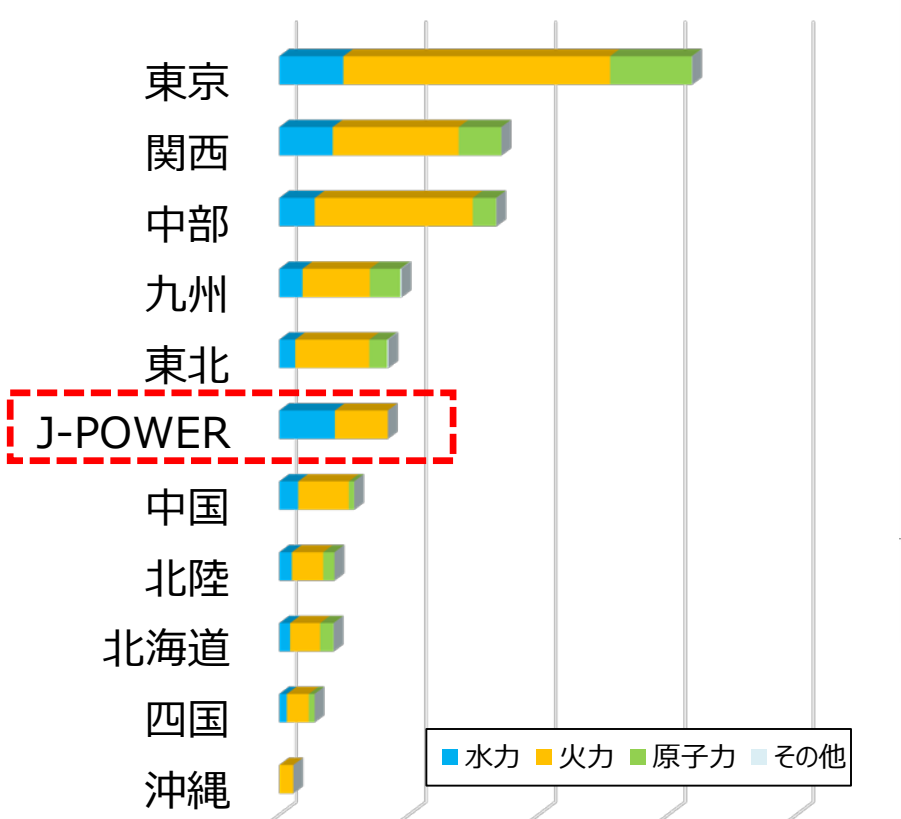
－ 高効率化、CCUS/カーボンリサイクル、水素 －

JPOWERの国内電気事業



- ◆ 発電事業と送電事業を全国展開し安定供給に貢献。海外（690万kW）にも積極進出。
- ◆ 発電設備の出力（1,732万kW）は、東北電力に次いで日本で第6位。
- ◆ 発電設備出力は石炭火力（828万kW）はトップ、水力と風力（44万kW）は2番目。

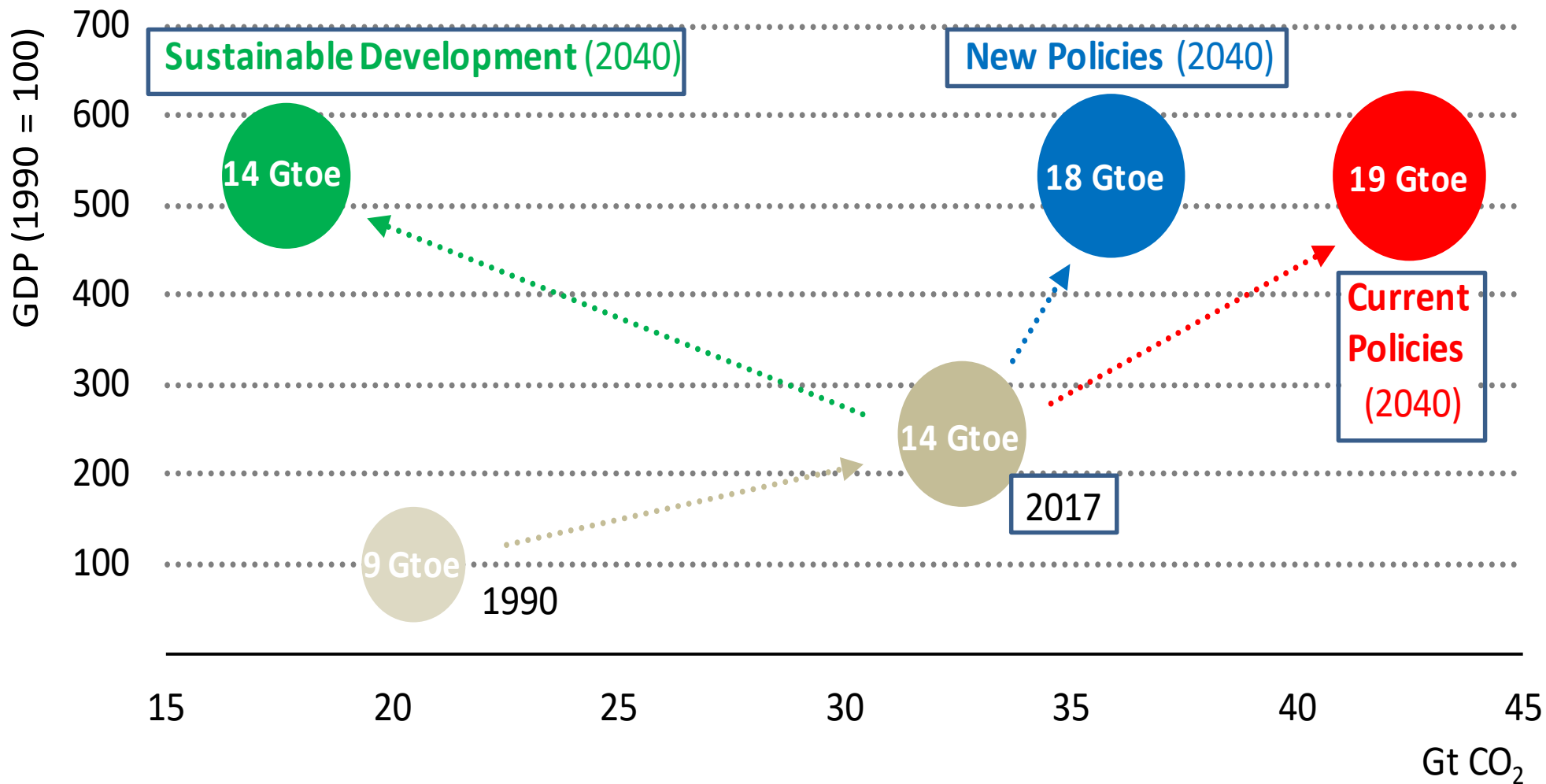
日本の主な発電事業者の設備出力
万kW



送電線		2,410.2km
変電所	4カ所	4,301MVA
周波数変換所	1カ所	300MW
交直変換所	4カ所	2,000MW

注) 2019年3月末現在
出典) 資源エネルギー庁「電力調査統計」

IEA WEO2018の各シナリオにおけるエネルギー起源CO₂排出量

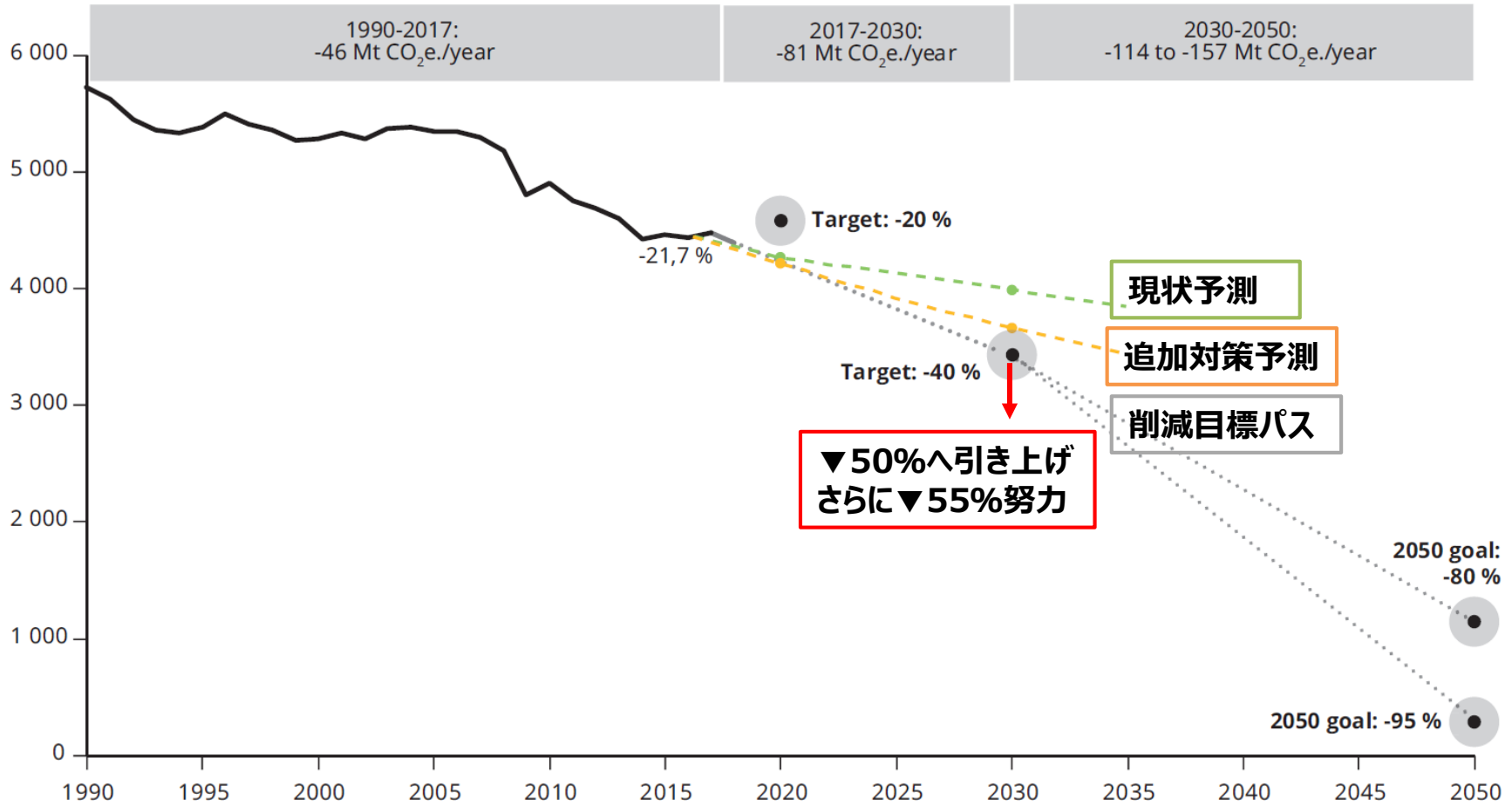


(単位) toe:石油換算トン

EU諸国のGHG排出量の現況

- ◆ EU諸国の2030年削減目標の達成は現状では厳しい予測。一方、欧州委員会は更なる目標引き上げを決定。
- ◆ EUは野心的に取り組むものの排出量は世界の約1割、国際的に協調した削減努力をしないと実効性は上がらない。

Million tonnes of CO₂ equivalent (Mt CO₂e)

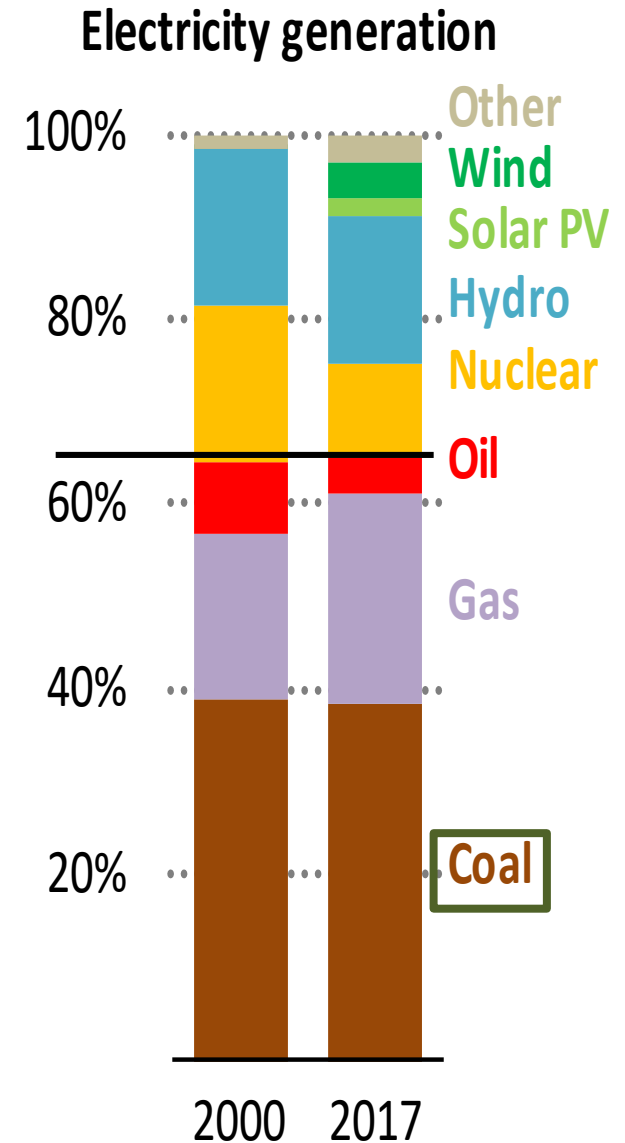
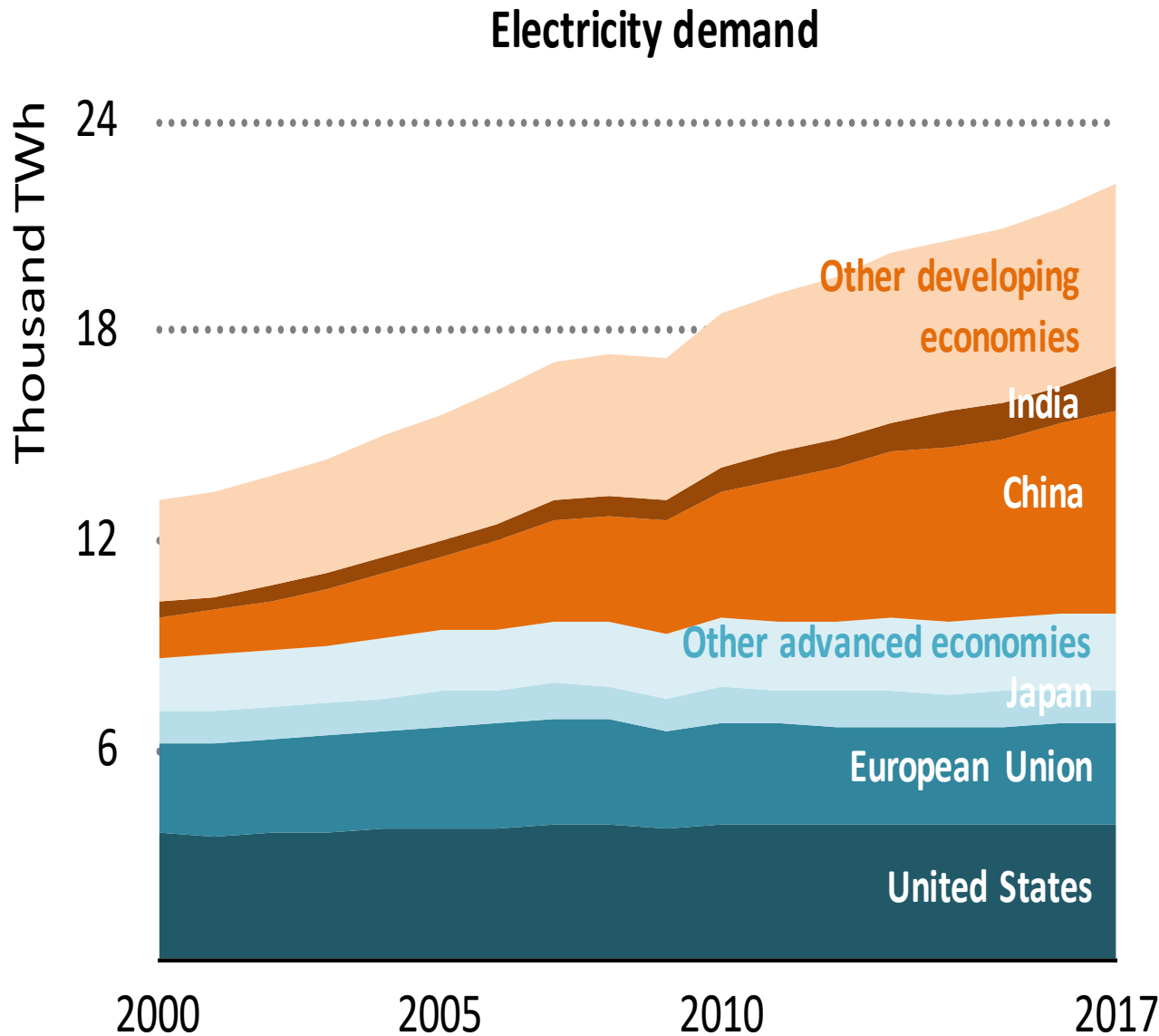


— Historical greenhouse gas emissions
 - - - Projections with existing measures (WEM)
· · · Linear path to target
 - - - Projections with additional measures (WAM)

出典：欧州環境庁（EEA）

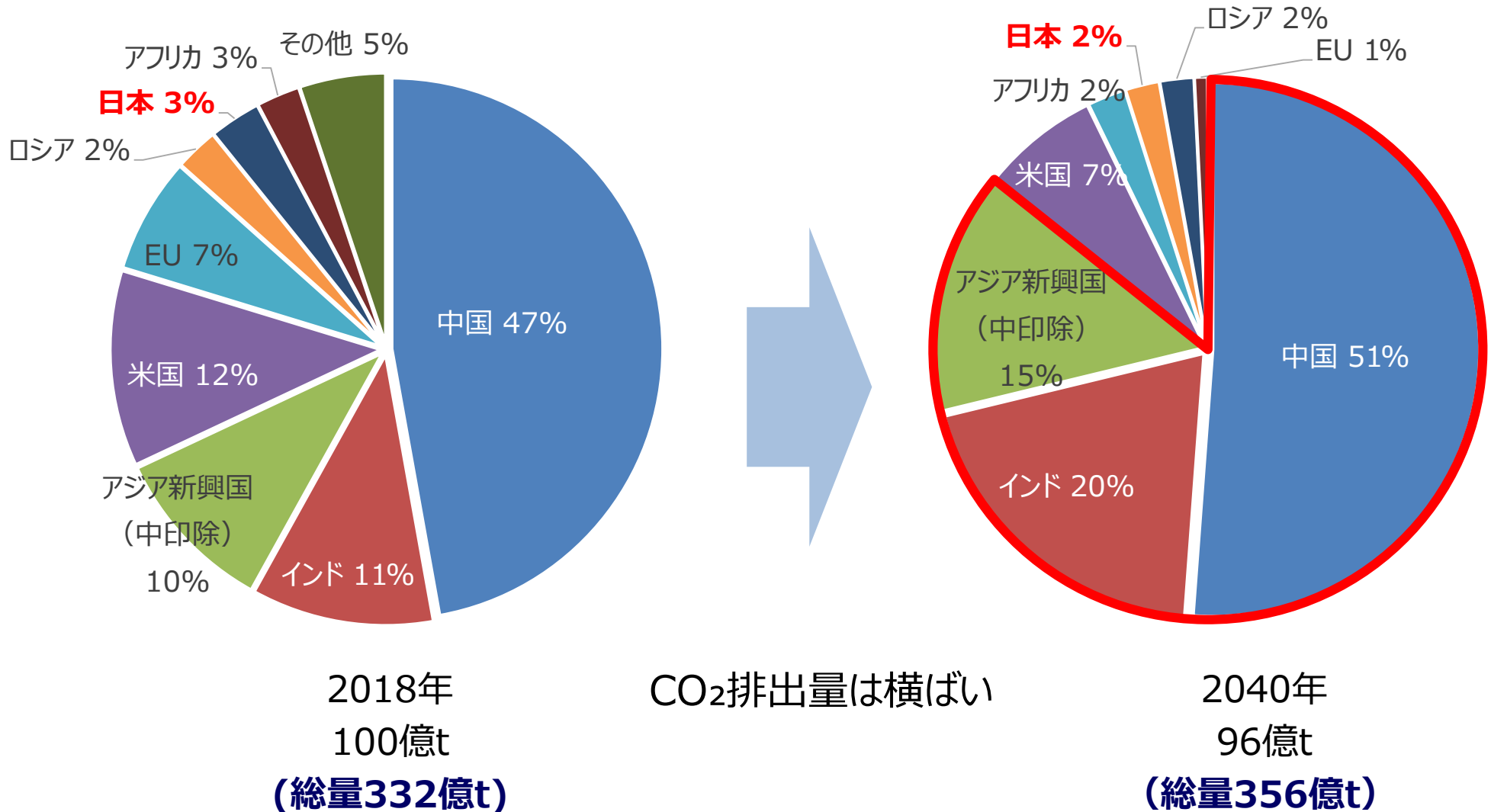
Sources: EEA (2019b, 2019e, 2019f); EEA (forthcoming) (2019b).

2000-2017年の地域別の電力需要と電源構成



石炭火力発電所からのCO₂排出量の国別割合

IEA WEO2019 公表政策シナリオ



第16ASEAN+3（中、日、韓）エネルギー大臣会合共同声明 2019年9月5日

- 7 大臣は、石炭が特に地域の発電にとって重要な資源の一つであると認識し、よりクリーンな石炭利用技術を採用すること、金融支援を確保すること、高効率石炭火力を含むクリーンコールテクノロジー（CCT）の政策を促進することの必要性に留意した。大臣は、カーボンリサイクル技術に関する日本の新たなイニシアティブ、ACE（アセアンエネルギーセンター）と中国エネルギー技術経済研究所（CETERI）によるASEAN加盟国のクリーン石炭利用ロードマップに関する共同研究の結果を歓迎し、ASEAN地域でのCCTの展開を加速する。

第13回東アジアサミット エネルギー大臣会合共同声明 2019年9月5日

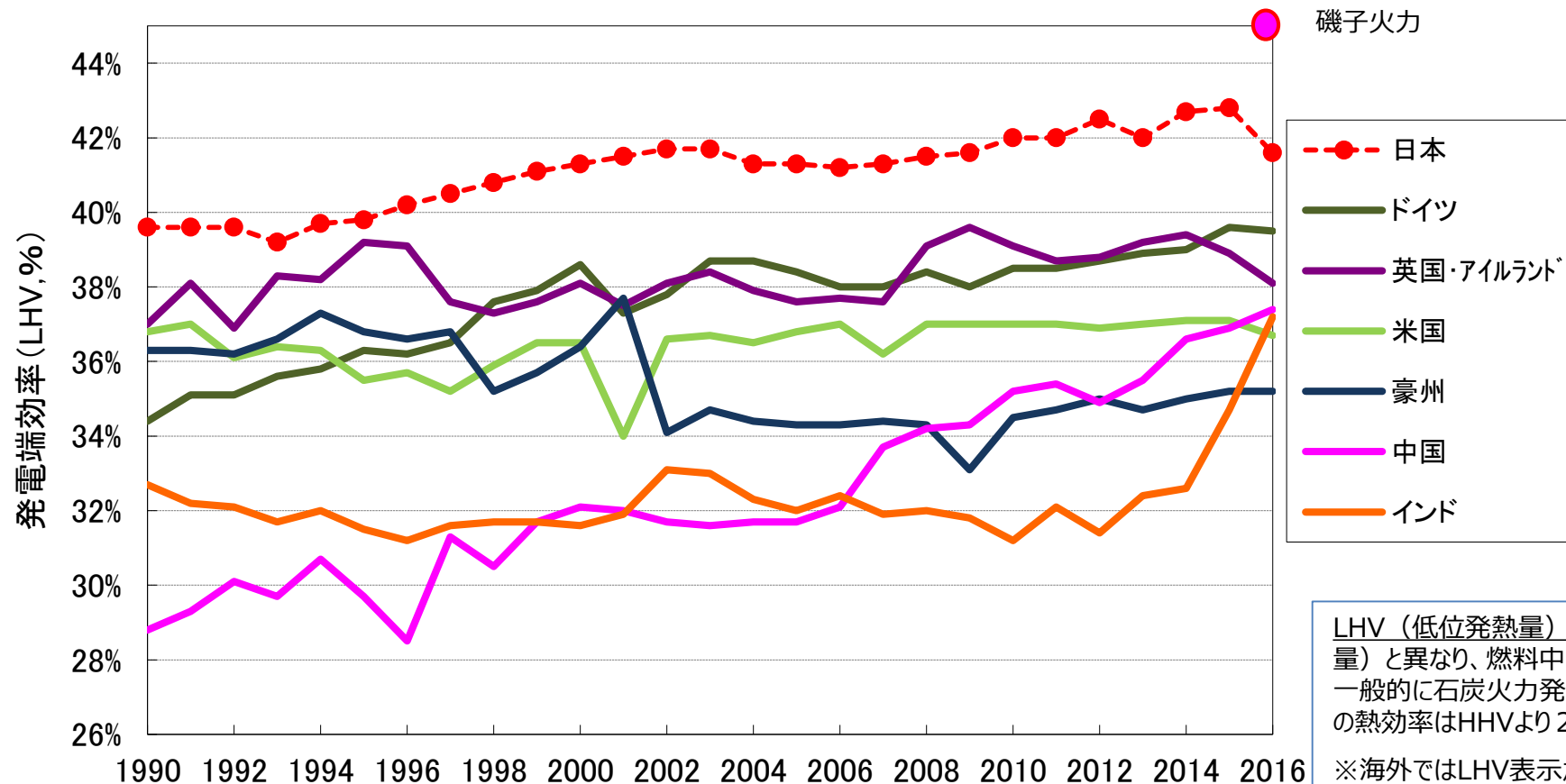
- 13. 大臣は、地域がパートナーシップと革新を通じた未来の低炭素社会への移行に向けて、エネルギー安全保障と供給の多様性を支援するために、クリーンコールテクノロジーの展開と天然ガスの利用を増加させるために、幅広い資金源とキャパシティビルディングの実施を含む協調行動を深める必要性を認識した。

日本の石炭火力は世界最高水準の発電効率



◆ 日本の石炭火力の発電効率は、CO₂の主要排出国である中国、インドの石炭火力の効率を上回り、長期間安定して世界最高水準を維持。

各国の石炭火力平均熱効率 (LHV, 発電端)



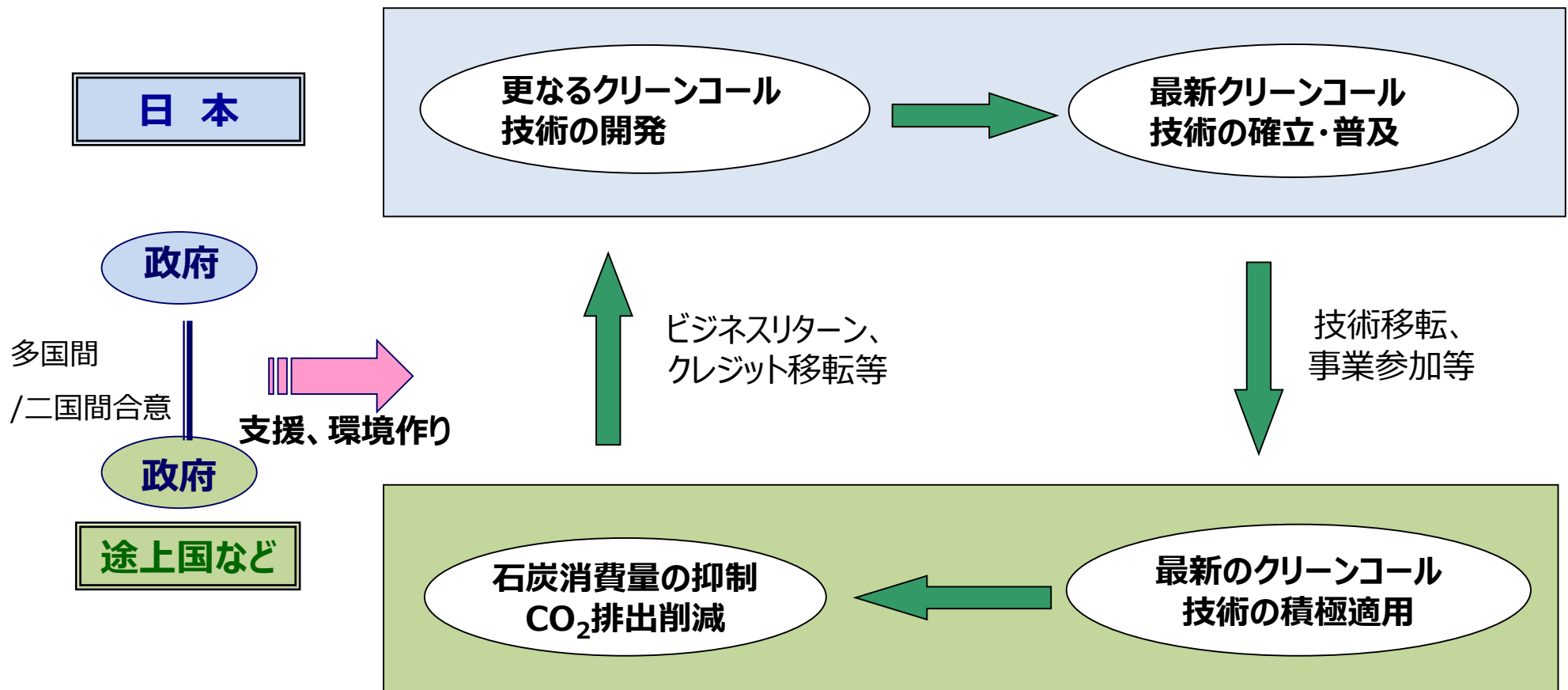
LHV (低位発熱量) : LHVはHHV(高位発熱量)と異なり、燃料中の水分の潜熱を含まない。一般的に石炭火力発電所の場合は、LHV基準の熱効率はHHVより2～3%高くなる。
※海外ではLHV表示が主流のため、本グラフではLHV条件で比較している

出典) 「Ecofys International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO₂ Intensity 2018」から作成

クリーンコール技術で世界のCO₂削減に貢献



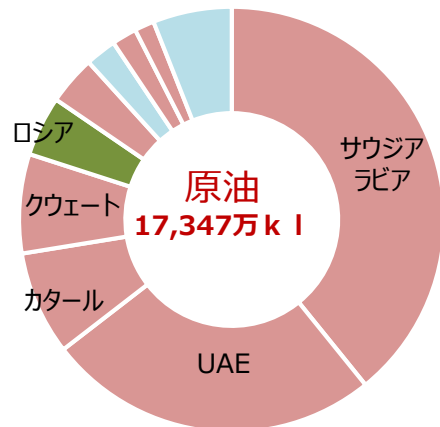
- ◆ 国内でのクリーンコール技術の開発・実証・商業化を推進：石炭火力の継続的な開発が必要
- ◆ 成果を海外に技術移転し、地球規模でのCO₂削減に貢献：JCM（二国間クレジット）等



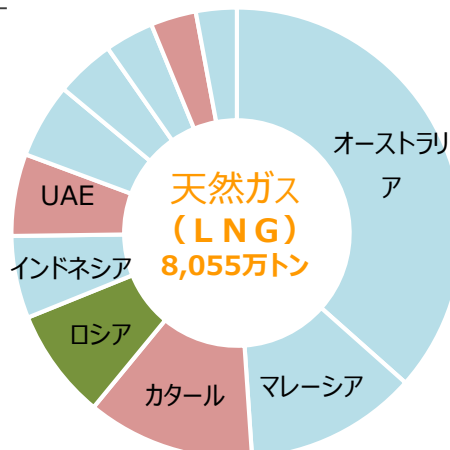
我が国にとっての石炭資源

資源の乏しい我が国にとって「調達安定性」「経済性」「貯蔵性」に優れた石炭は重要なエネルギーの一つ

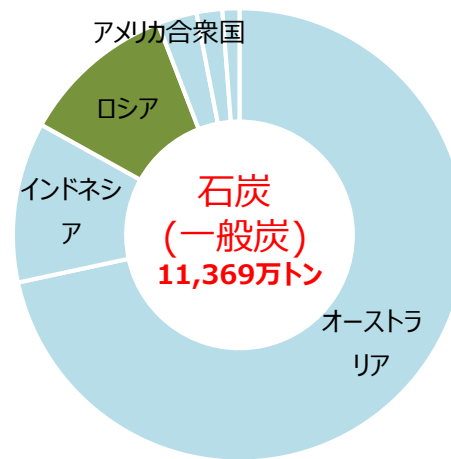
化石燃料の調達先 (2018年)



中東依存度87%



中東依存度 21%



中東依存度0%

- 中東 (湾岸) 諸国
- ロシア、アフリカ諸国
- その他

出典：財務省 貿易統計

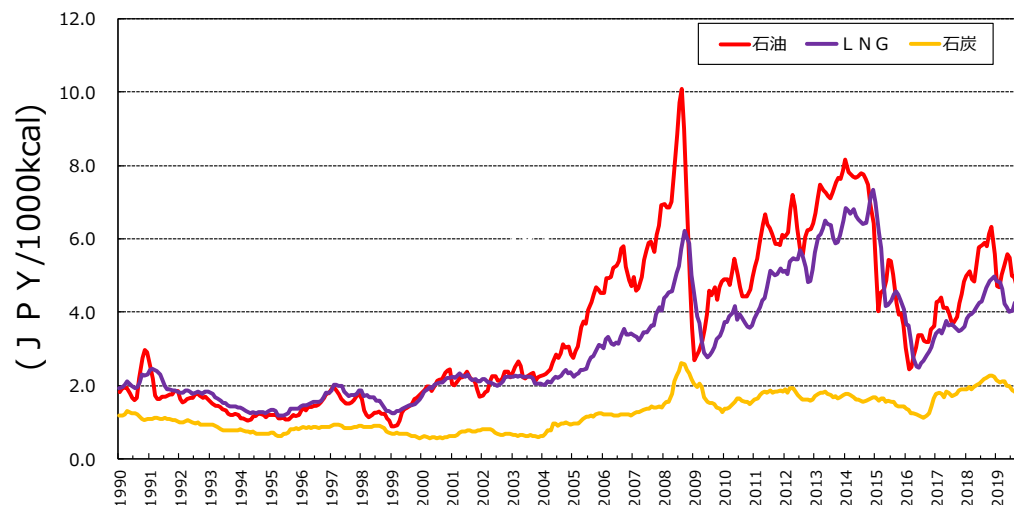
化石燃料の貯蔵性

石炭	貯蔵が容易 (国内在庫 約30日)
LNG	貯蔵が困難 (国内在庫 約14日)
石油	備蓄が豊富 (国内在庫 約170日)

出典：「第5回 (2015年3月30日) 総合資源エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会資料」より作成

化石燃料価格の推移

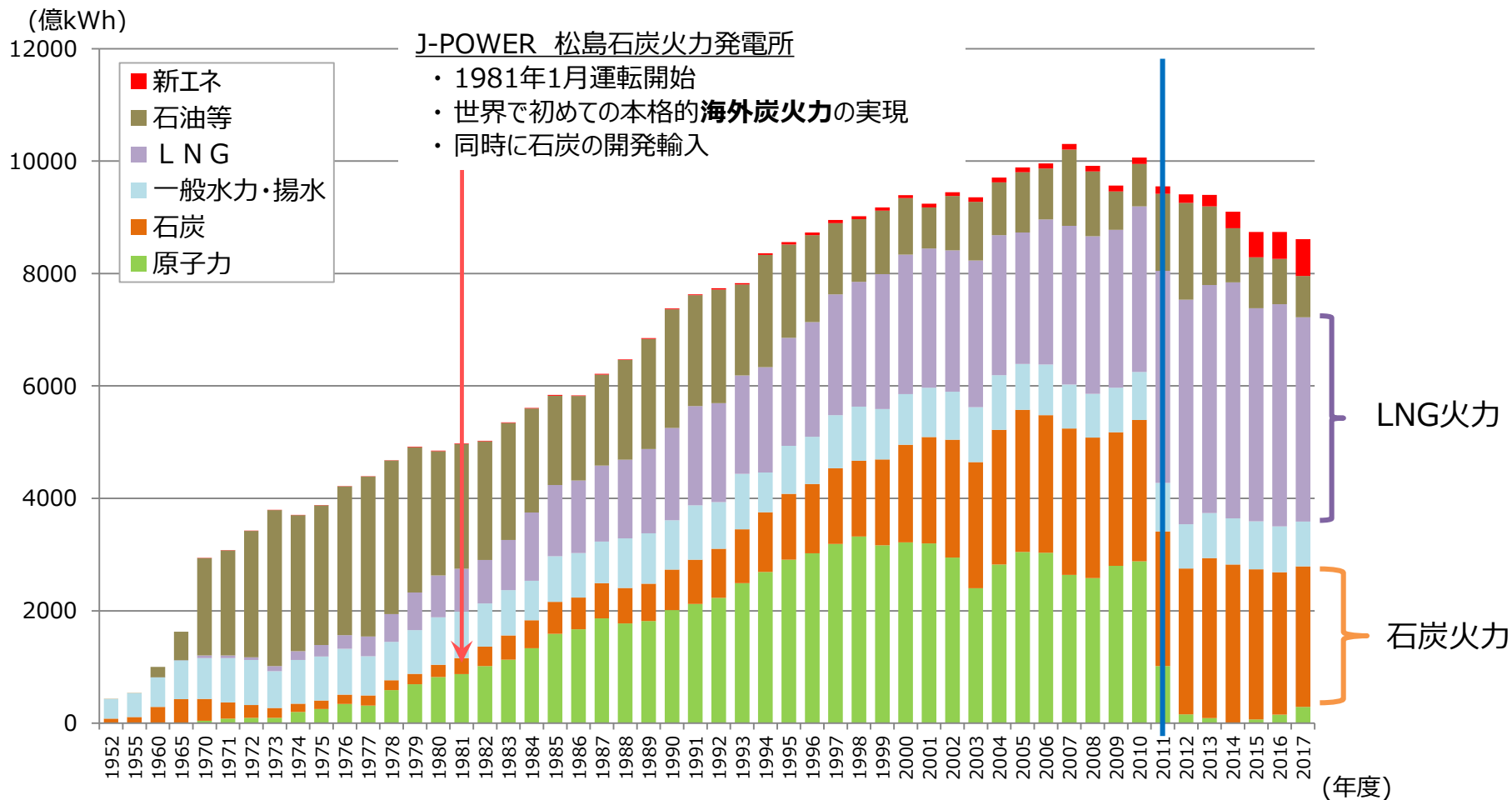
出典：財務省 貿易統計



日本の電源構成の推移 (旧一般電気事業者の発電電力量 (自社発電+他社受電))



- ◆ 我国はオイルショック後、電源のベストミックスを追及、震災前にはバランスの良い電源構成を実現してきたところ。
- ◆ 現状は、電力自由化が進むなか、原子力依存度の低下、再エネの主力電源化、低炭素化への道筋といった複雑な環境のもと、長期的な視点で**各電源の役割に応じたバランスのとれた電源構成の再構築**が求められるところ。



出典) 資源エネルギー庁「平成30年度 エネルギー白書」(平成30年6月) (元データは資源エネルギー庁「電源開発の概要」、「電力供給計画の概要」)

2015~2017年度データは、低炭素社会協議会ホームページ資料および電力調査統計より作成

石炭火力とLNG火力のコスト比較 (100万kW・事業期間40年)



石炭火力は、LNG火力と比較して、建設費・運転維持費（国内還元費用）は大きい、燃料費（海外流出費用）は少ない

	石炭	LNG	
建設費	2,500億円	1,200億円	国内還元費用 (石炭が5,400億円多い)
運転維持費	6,800億円	2,700億円	
燃料費	1兆2,500億円	2兆4,500億円	海外流出費用 (石炭が1兆2,000億円少ない)
合計	2兆1,800億円	2兆8,400億円	

【試算条件】

- 想定容量 : 100万kW (稼働率: 70%想定)
- 計算諸元 : 発電コスト等検証WG報告値 (2030年モデル、40年稼働)
<燃料単価> 石炭4円/kWh、LNG11円/kWh
- 計算方法 : 想定容量、稼働率から算出される40年のkWhとそれぞれの単価の積

✓ 燃料価格は変動するため
費用額は参考値。

ここまでの小括



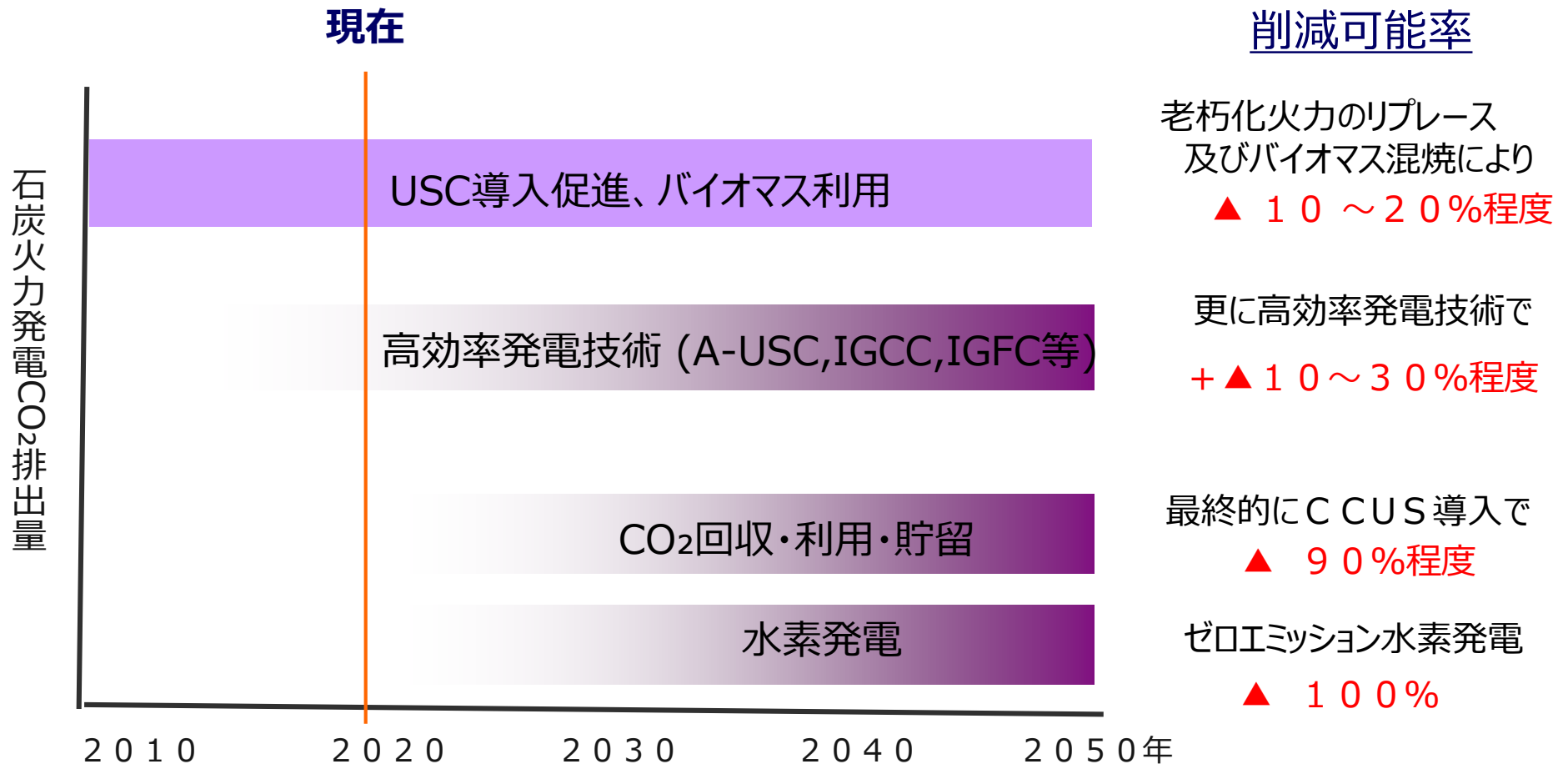
- ◆ 気候変動問題への高まりから、石炭火力発電を取り巻く状況は厳しさを増している。一方、基幹インフラである電力事情は各国様々、アジア諸国を中心とした途上国にとって安価でアクセスしやすい石炭は重要な資源である。
- ◆ 気候変動は地球規模の問題であり、グローバルにアプローチしないと解決できない。我が国は低炭素化に向けた技術開発を加速させつつ、その技術を途上国に移転させることが有効な対策となる。
- ◆ 資源の乏しい我が国にとっても、3E+Sはエネルギー・環境政策の要諦である。
- ◆ このような背景のもと、JPOWERは高効率の石炭火力技術、更にはCCUS、水素発電といった次世代火力発電技術の開発に積極的に取り組んでいる。

石炭火力発電所の現況

および

低炭素化/脱炭素化に向けた技術開発

石炭火力におけるCO₂削減技術の導入イメージ



USC: 超々臨界圧発電

A-USC: 先進型超々臨界圧発電

IGCC: 石炭ガス化複合発電

IGFC: 石炭ガス化燃料電池複合発電

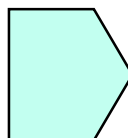
磯子火力発電所の増容量リプレース・・・世界最高効率のプラント



◆ 日本の都市型石炭火力は世界最高級の発電効率で天然ガス火力並みのクリーンさである



磯子火力発電所（横浜市） 1967年運転開始



新1号機：2002年運転開始／新2号機：2009年7月運転開始

3つの目的

◇ 出力増強

◇ 環境改善

◇ 効率改善

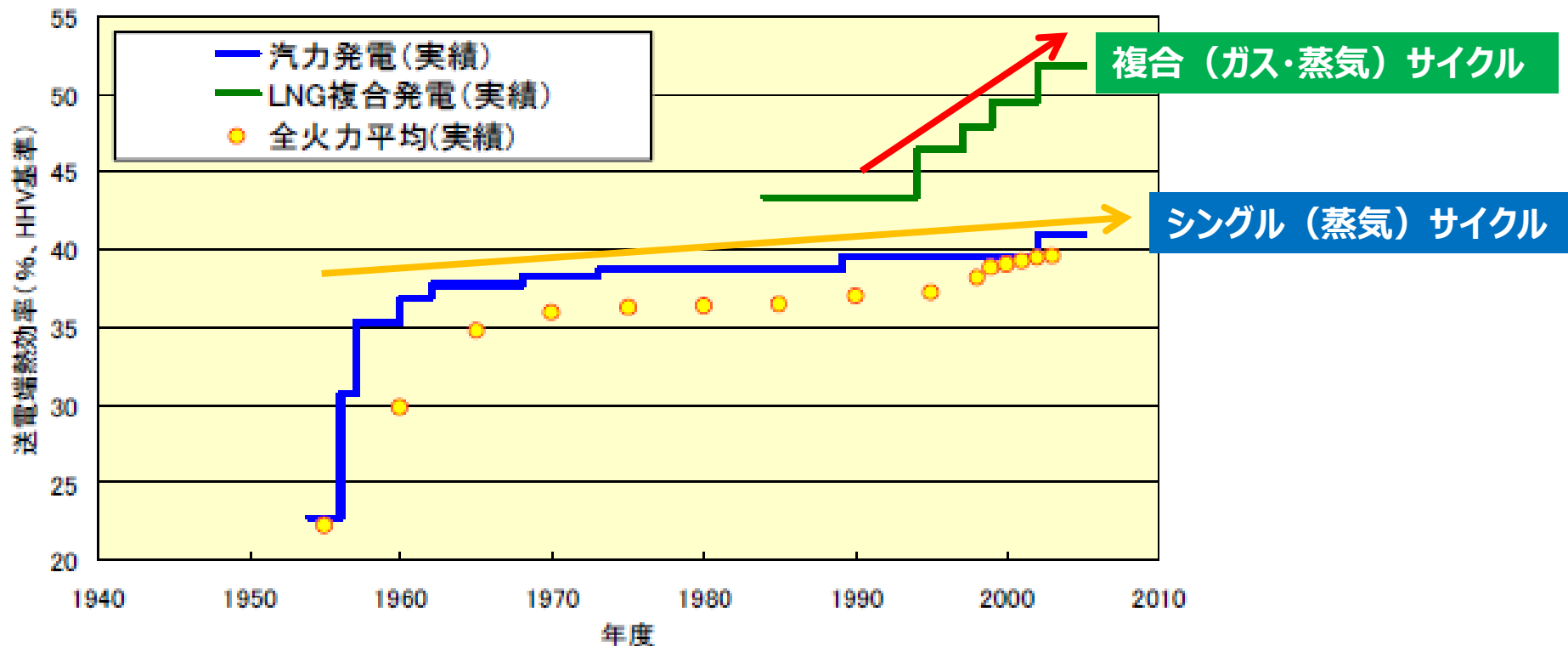
◆ 電気出力	53万kW (26.5万kW × 2基)	➡	120万kW (60万kW × 2基)
◆ SOx	60 ppm	➡	10 ppm (20)
NOx	159 ppm	➡	13 ppm (20)
ばいじん	50 mg/m ³ N		5 mg/m ³ N (10)
◆ 蒸気条件	亜臨界圧		超々臨界圧
効率(発電端% HHV)	38%	➡	43%(実績)
CO ₂ 排出量(※)	100	➡	83

()は新1号機

※ 送電端kWhあたりのCO₂排出量（実績値）について、リプレース前を100として比較。

石炭火力における発電効率向上の方策

- ✓ 複合発電サイクルはガスタービンの高温化に伴って発電効率が大幅に向上している。
- ✓ 蒸気サイクルを**複合発電サイクル**にすることで石炭火力の飛躍的な効率向上が期待できる。
- ✓ 固体燃料である石炭をガスタービン燃料に転換するためには**石炭ガス化技術**が必要になる。



- ✓ IGCCは「**信頼性**」と「**コスト**」が課題。
- ✓ IGCCは微粉炭火力に比べ**CO₂回収が容易**（高濃度かつ高圧ガス条件でのCO₂回収のため）で、CO₂制約が強まれば、その重要度は更に増す。
- ✓ 日本では、**空気吹IGCCと将来のIGFCを目指した酸素吹IGCCの2方式が開発されている**。空気吹きは福島で500MW級IGCC実証機を建設中。酸素吹きは大崎170MW実証機を試験中。
- ✓ **IGCCの本格導入はこれから。商用機導入の促進やそれに向けた技術開発を集中的に行うべき重要な時期。**

大崎クールジェン実証プロジェクト

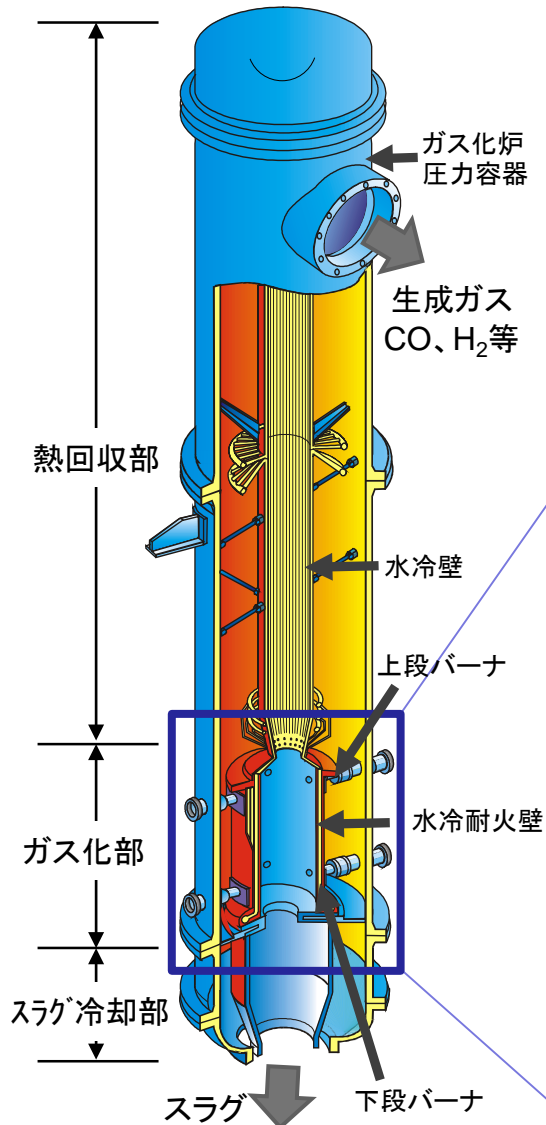
-第1段階：酸素吹IGCC-

-第3段階：SOFC燃料電池-

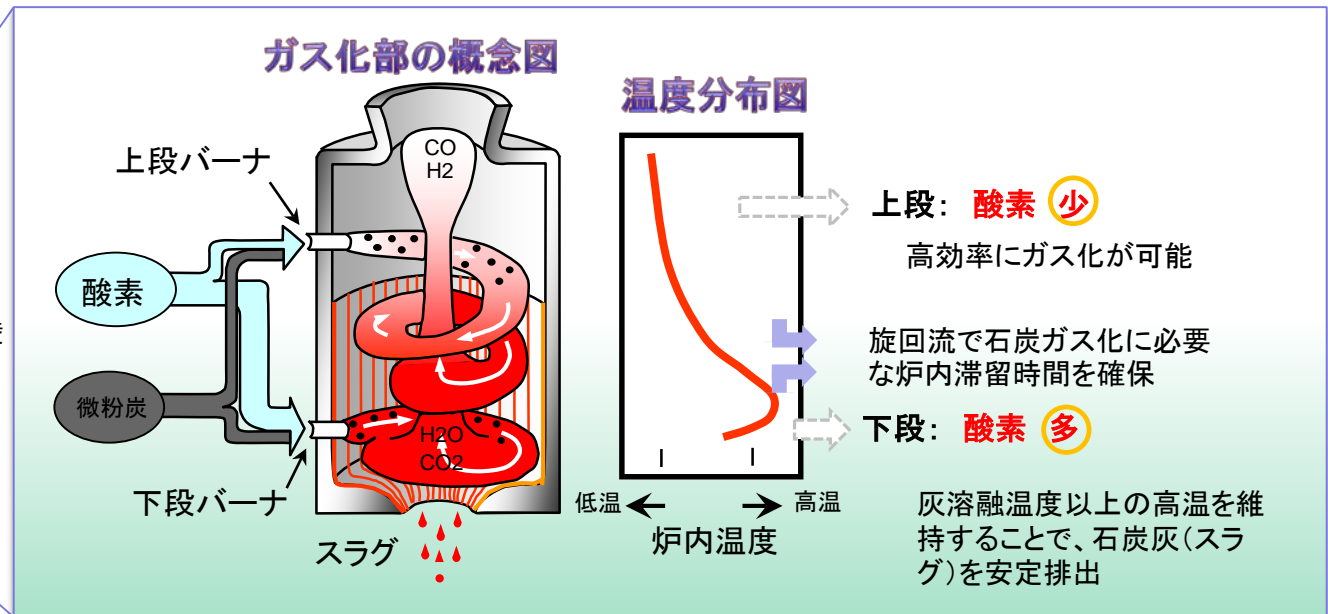
EAGLEガス化炉の特徴 – 酸素吹1室2段旋回流ガス化炉 –



EAGLEガス化炉の構造



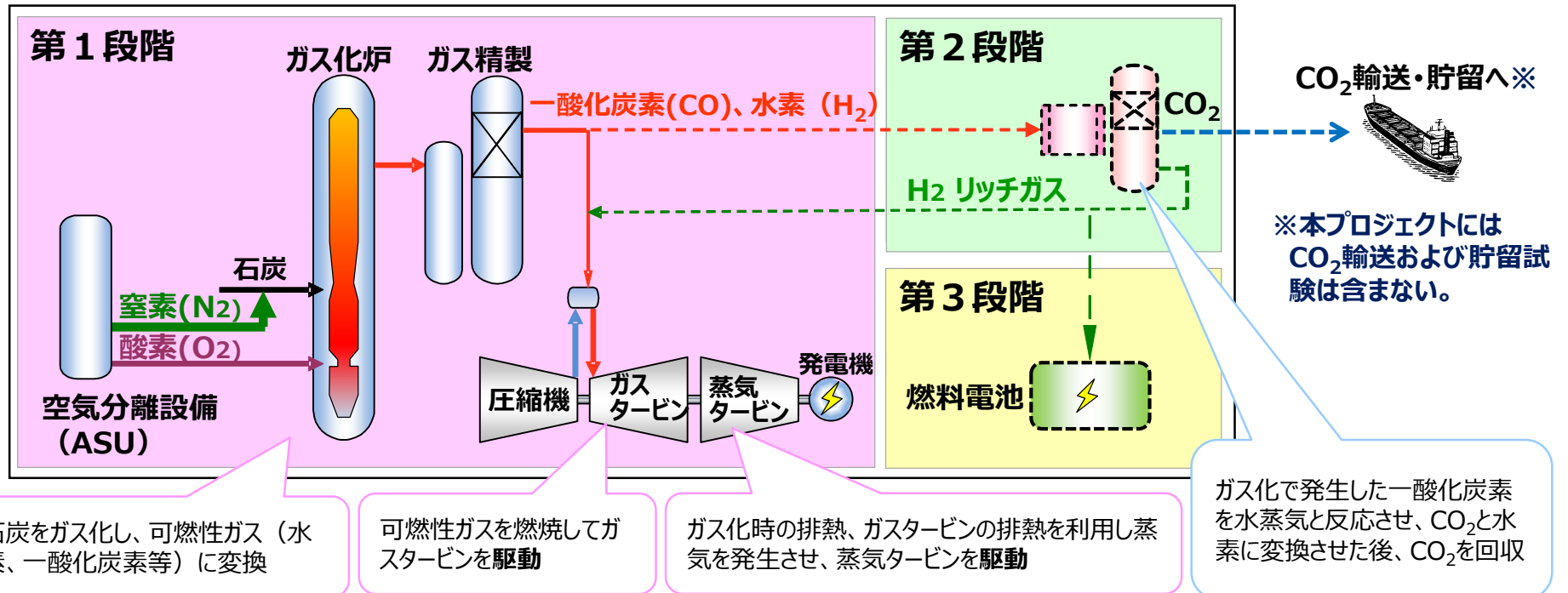
- ガス化部に上下 2 段の石炭バーナを配置した“ 1 室 2 段旋回流方式”を採用
- 上段部と下段部の酸素供給量を適切に制御することで、「高いガス化効率 (= 高い発電効率)」と「スラグの安定排出」の双方が実現でき、低灰融点炭に限らず高灰融点炭でも高効率にガス化することが可能
- 酸素吹ガス化炉であるため、生成ガス中に N_2 が少なく空気吹に比べて燃料成分 (CO 、 H_2) の割合が高い (発熱量が高い)



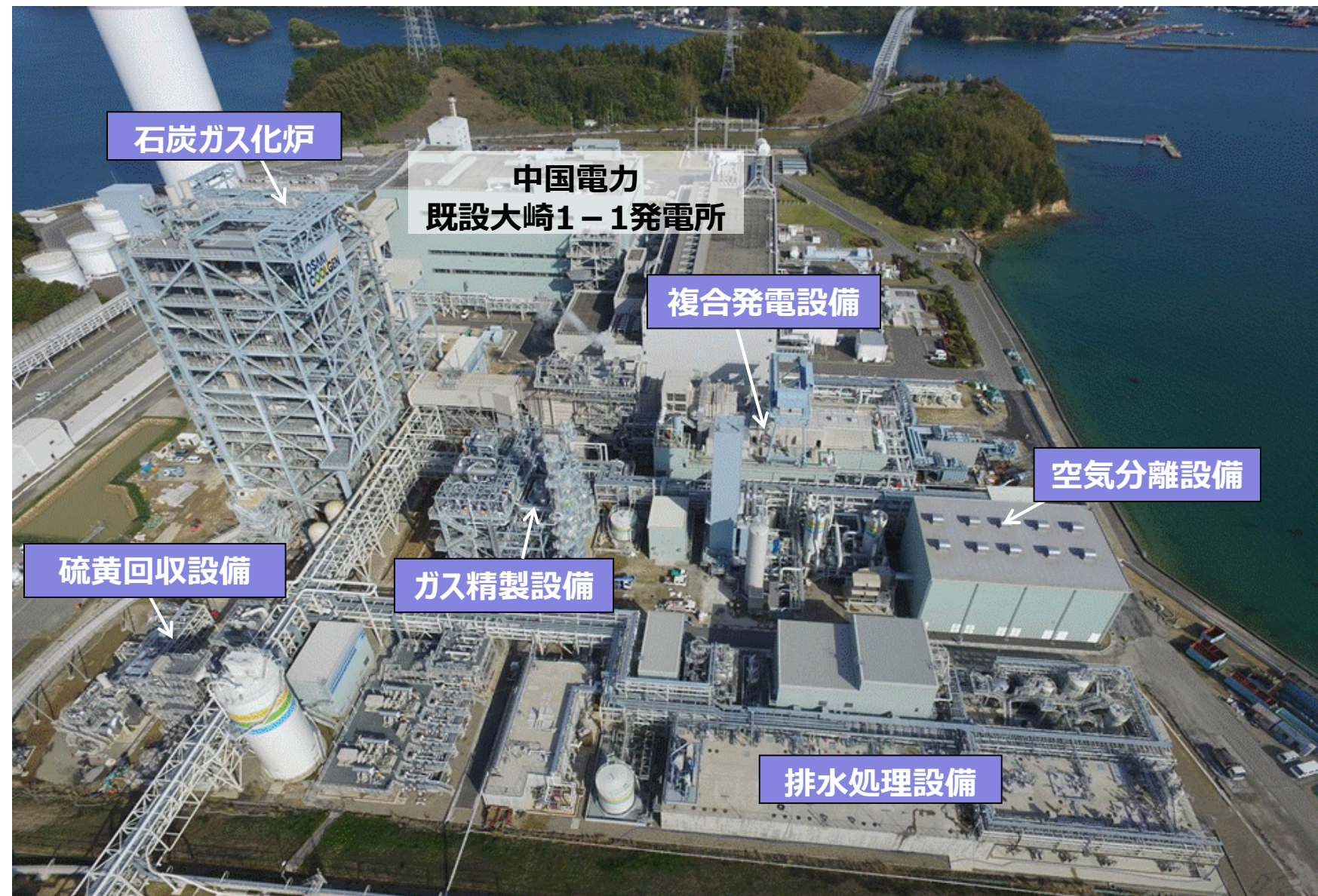
大崎クールジェンプロジェクトの概要



年度	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
第1段階 酸素吹IGCC実証	設計・製作・据付					実証試験					
第2段階 CO ₂ 分離・回収型IGCC実証					設計・製作・据付			実証試験			
第3段階 CO ₂ 分離・回収型IGFC実証								設計・製作・据付		実証試験	



大崎クールジェン:酸素吹IGCCプラントの全景

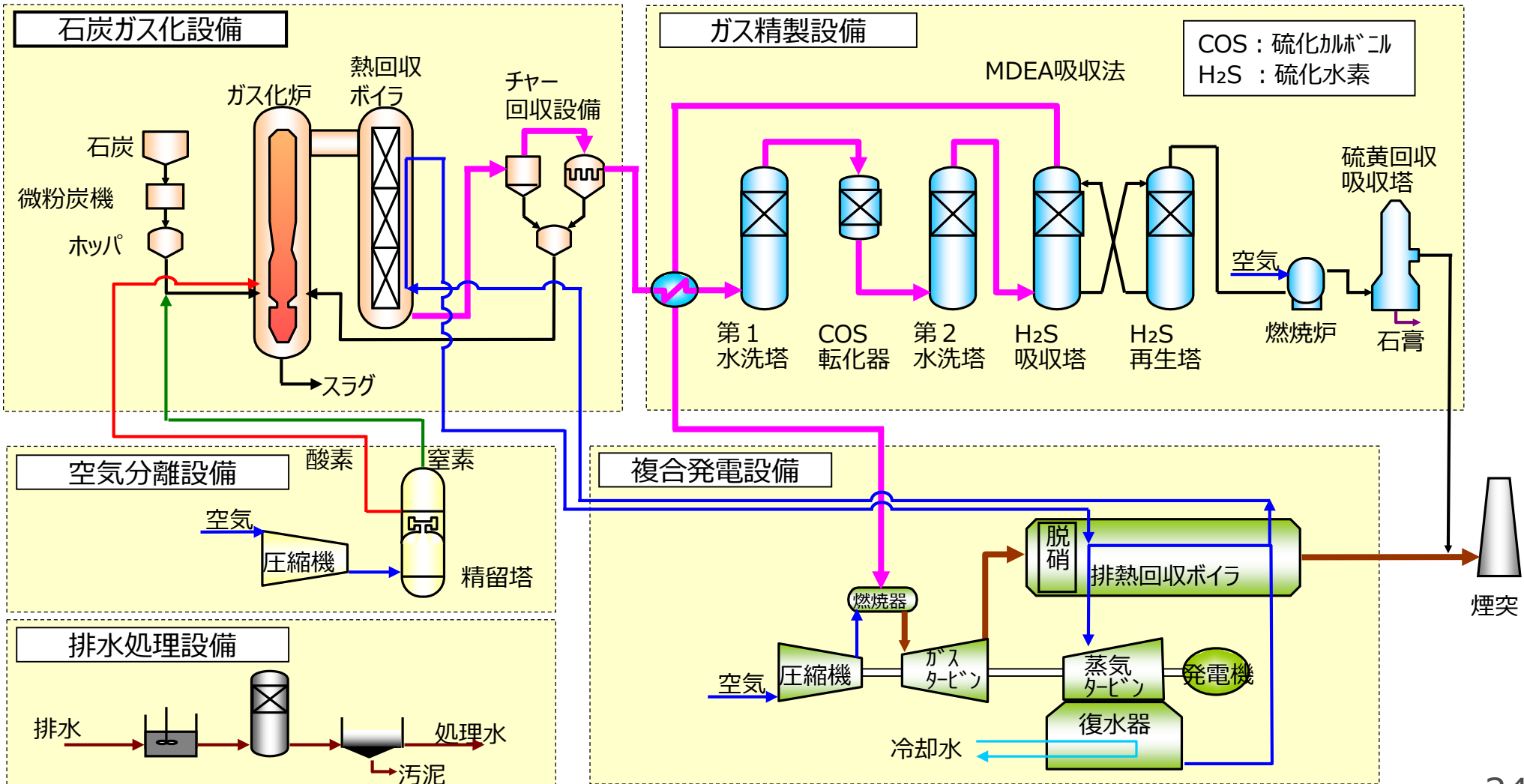


ガス化炉

40m, 440t

第1段階：酸素吹IGCC実証試験の設備構成

- 国内外の石炭ガス化技術開発事例を踏まえ、パイロット試験設備（石炭処理量:150t/d）の10倍以内で、商用機（石炭処理量3,000t/d規模）へのスケールアップが可能な規模（石炭処理量:1,180t/d、出力：166MW）で実証。



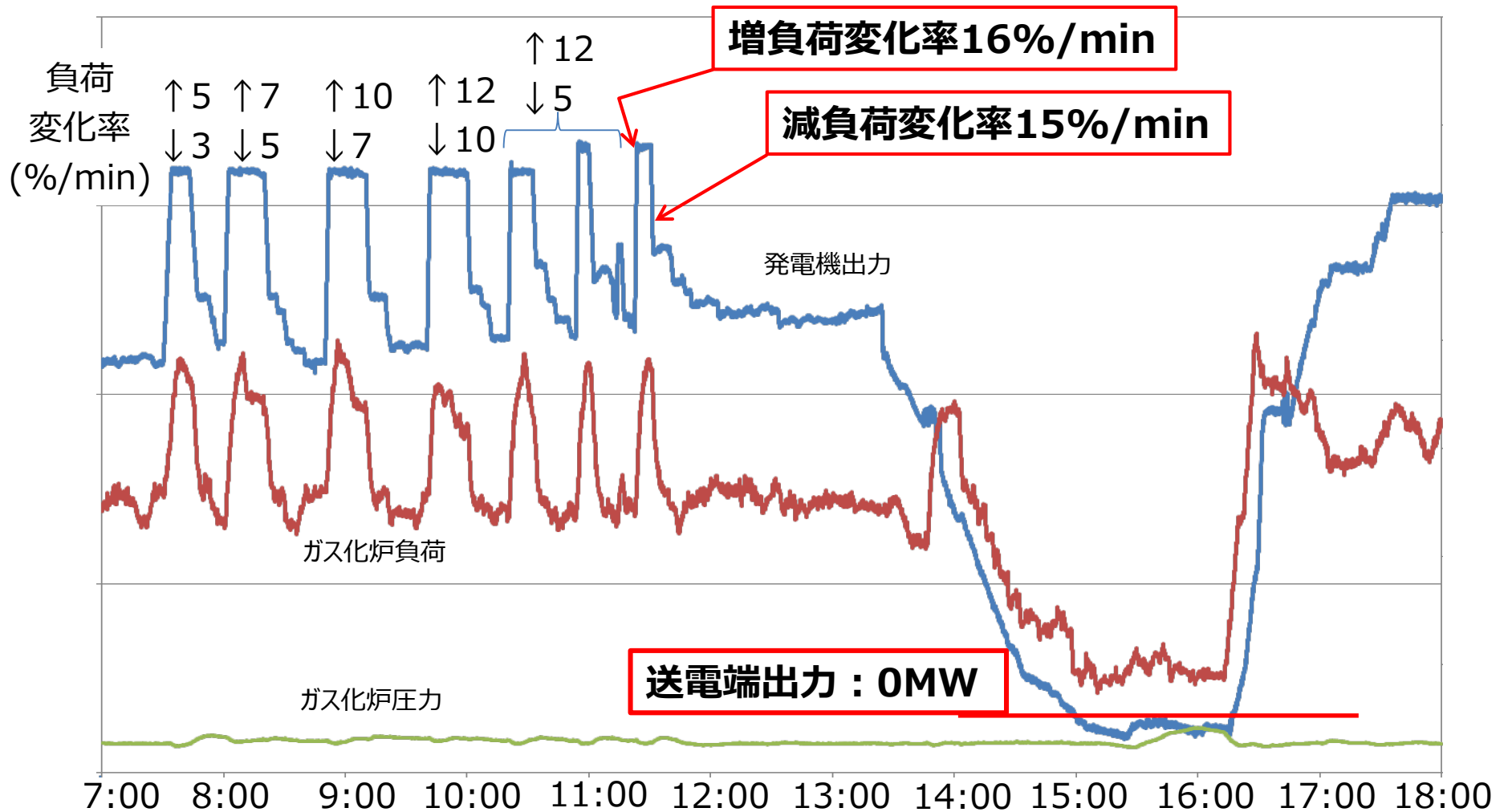
第1段階：酸素吹IGCC実証試験の目標と実績



項目	目標	これまでの実績
プラント性能	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 送電端効率 40.5% (商用機では約46%が目標) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 送電端効率 40.8% (HHV)
環境性能	<ul style="list-style-type: none"> ➤ SOx : 8ppm ➤ NOx : 5ppm ➤ ばいじん : 3mg/m³N (O₂:16%換算) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ SOx : 8ppm未満 ➤ NOx : 5ppm未満 ➤ ばいじん : 3mg/m³N未満 (O₂:16%換算)
設備信頼性	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 商用機レベルの年利用率70%以上の見通しを得ること (5,000時間長期耐久試験) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 長時間耐久試験 5,119時間 連続運転 2,168時間
プラント制御 ・運用性	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 事業用火力電源として必要な運転特性、制御性 (負荷変化率 : 1~3%/分) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 非常停止試験で安全停止を確認 ➤ 負荷変化率 : ~16%/分 ➤ 送電端出力0MWで安定運転 ➤ 送電端出力制御で良好な運用性

プラント制御性・運用性向上

負荷変化率向上試験、最低負荷（送電端0MW：所内単独）試験結果



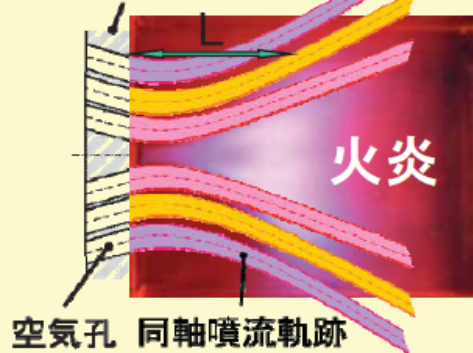
- ✓ 大崎クールジェンでは水素濃度が高いため(水素濃度30%~40%) 水素専焼対応の燃焼器を実装して実証試験中。**水素専焼ガスタービン開発**につながるもの。

マルチクラスタ燃焼器（同軸噴流構造バーナ）：MHPS

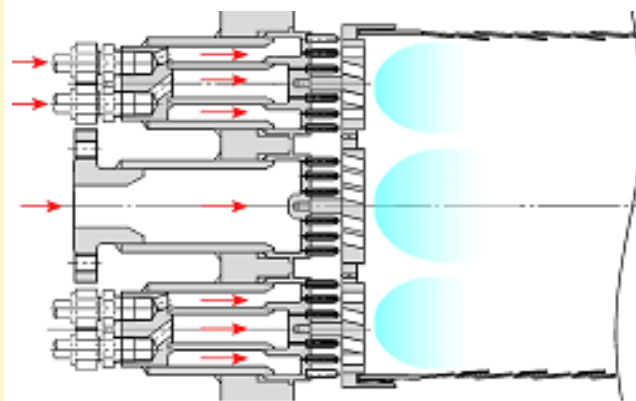
- 燃焼安定性：火炎を浮上させて逆火を抑制、内外周の燃料比率を制御して水素燃料に対応
- 低NO_x化：燃料ガスと空気の急速混合で希薄燃焼させ、局所的な高温領域の発生を抑制

・浮上火炎を形成して、火炎付着を防止

空気孔プレート



- ・旋回角により旋回流を調整することで、浮上火炎を形成
- ・バーナ構造物と火炎との距離Lを確保して希薄燃焼を実現



断面図

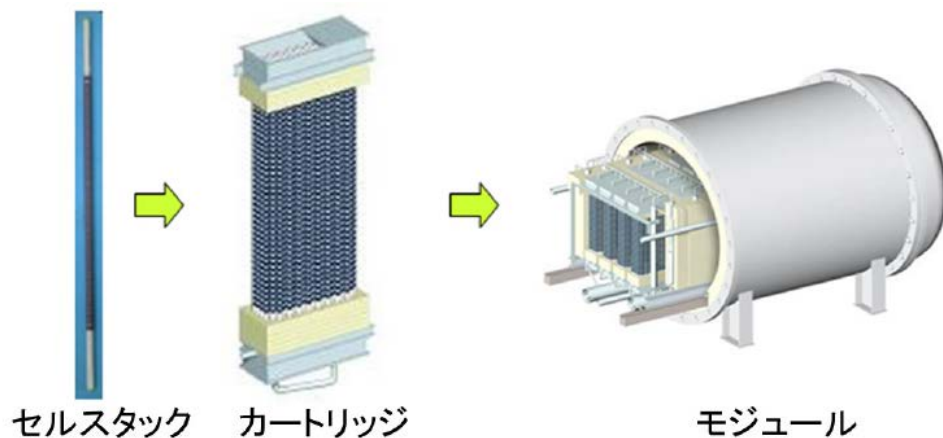


正面写真

クラスタ燃焼器 外観

第3段階：SOFC燃料電池実証試験

セルスタック
全長 1.5m



出典：三菱重工技報 Vol.52 No.2 (2015)

- スケールアップのための基本単位はセルスタックを複数束ねたカートリッジ。
- 現在、天然ガスを燃料とした最大モジュールは600kW級ではカートリッジ20個が圧力容器内に配置されてる。
- **大崎クールジェンでは、石炭ガスを燃料とし、600kW級×2系列**とすることで将来のスケールアップに向けた実証を、**2022年度**に実施する計画。

SOFC燃料電池 (MW級)



600kW級燃料電池モジュール (天然ガス燃料) :MHPS

火力電源への投資の不透明化

- ◆ 現下の電気事業者を取り巻く環境は、火力電源への投資行動を不透明化させている。
- ◆ **技術開発の推進、新技術による既設火力の新陳代謝を進める環境整備が必要。**

投資回収の
予見性低下

- 総括原価方式から、卸電力市場を通じた投資回収への移行
- FIT制度等を通じた再エネ導入等による売電収入の低下

電源投資意欲
の減退

- 電源投資（新設・リプレース等）の停滞
- 既存発電所の閉鎖（早期の閉鎖も含む）

供給力不足・
料金高止まり

- 需給逼迫期間における料金高止まり
- 需給を調整するための電源の不足

CO₂回収技術の現況

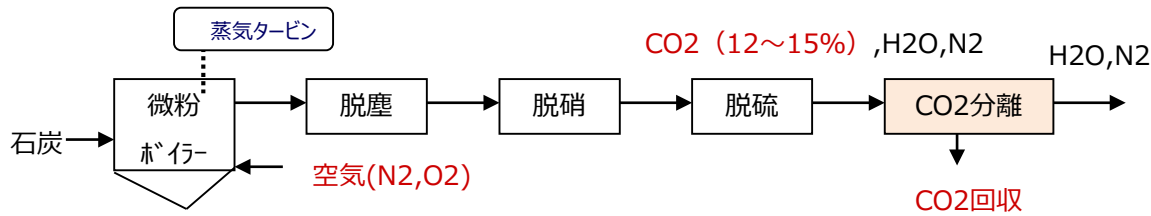
-大崎クールジェン第2段階-

石炭火力からのCO₂ 分離回収技術

微粉炭火力では「燃焼後回収」と「酸素燃焼」の2方式、石炭ガス化では「燃焼前回収」となる。

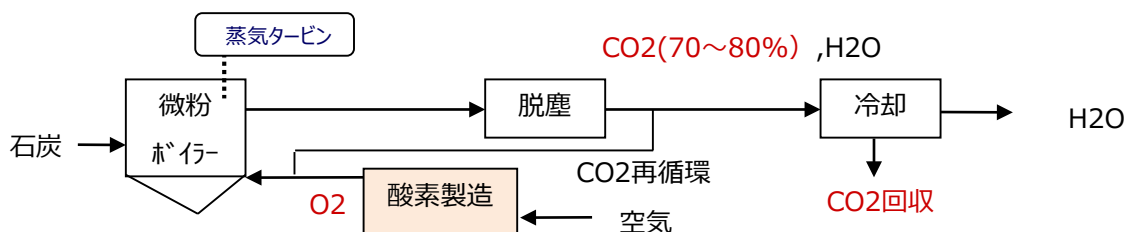
微粉炭火力

燃焼後回収(Post-Combustion) → 240MW米国Petra Nova



- 分離回収法には吸収法、吸着法などがある
- ガス条件は常圧
- ガス中CO₂濃度は12~15%
- 全量回収、部分回収とも可能

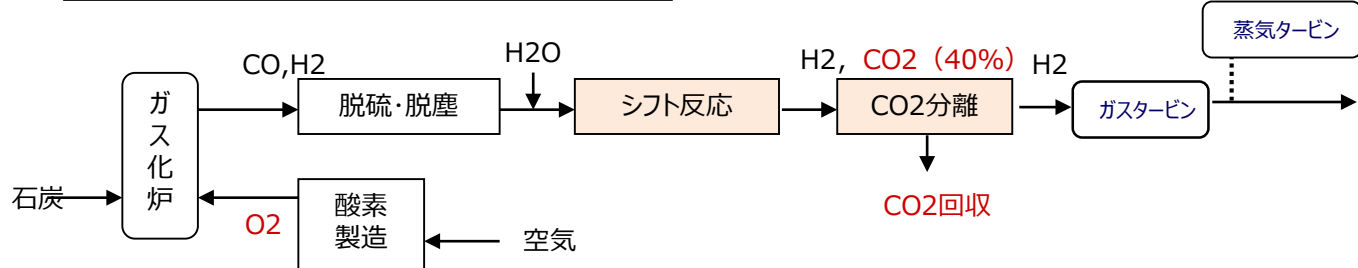
酸素燃焼(Oxy-fuel) → 30MW 豪州カライド実証



- 分離回収装置は必要ないが、酸素製造装置が必要
- ガス条件は常圧
- 排ガス中CO₂濃度は水分除去後は95%程度になる
- 全量回収が基本

石炭ガス化

燃焼前回収(Pre-Combustion) → OCG実証(30MW相当)



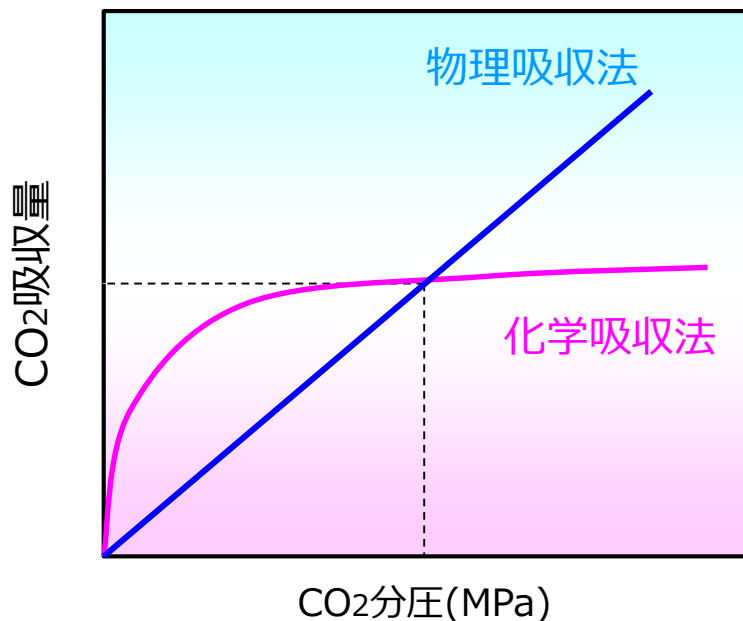
- 分離回収法には吸収法、膜法などがある
- ガス条件は加圧
- ガス中CO₂濃度は40%程度と高濃度
- 全量回収、部分回収とも可能

物理吸収法/化学吸収法の特徴

物理吸収法：CO₂が物理的に吸収液に溶解するため、CO₂吸収量はCO₂分圧に依存する。

※分圧とは濃度と圧力の積

化学吸収法：CO₂とアミンが化学的に結合するため、CO₂吸収量はアミン量に依存する。

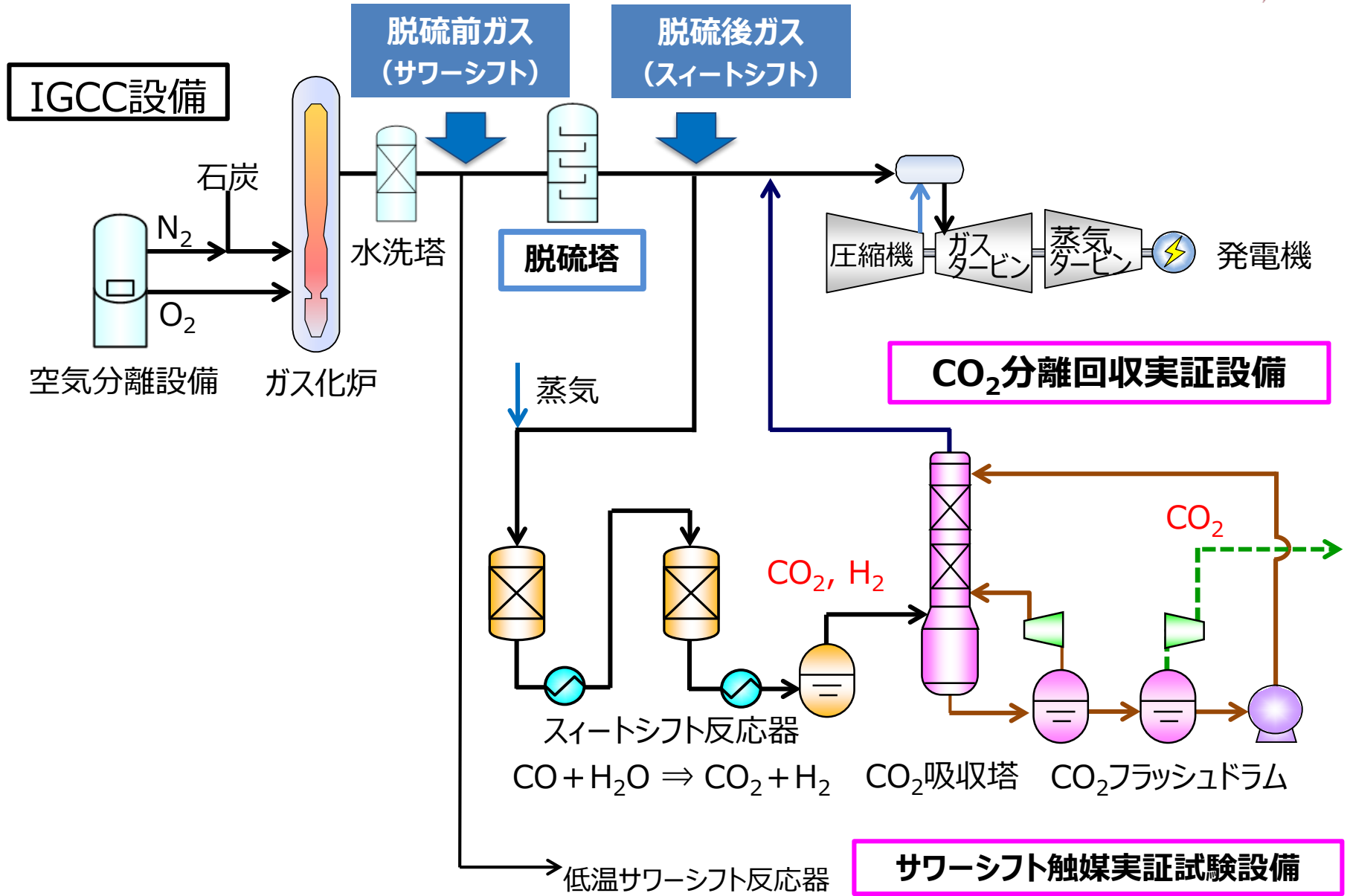


高圧プロセスにおける
物理吸収法のCO₂再生法は減圧再生、
化学吸収法は加熱再生で熱エネルギーが必要。
そのため、**高圧プロセスでは物理吸収法が有利。**

石炭使用量150 t /日規模のEAGLEガス化炉で**回収量24トン/日規模のCO₂回収パイロット試験を実施済。**
方式は、Sweet（脱硫後）シフト+化学吸収法、Sour（脱硫前）シフト+物理吸収法の両方式。

- **化学吸収法**： 加熱再生に比べて、加熱+フラッシュ再生で30%弱のエネルギーロスの改善
（常圧ガス条件である微粉炭火力における化学吸収法の約半分の再生エネルギー）
- **物理吸収法**： 減圧再生のため熱エネルギーが必要ないため、化学吸収法に比べ更に10%低減

第2段階：CO₂回収実証計画の概要



第2段階：CO₂回収設備の建設状況

2019年12月から実証試験を開始

実証規模	IGCCガスからのCO ₂ 回収率 15%相当 (日量400トン)
COシフト	Sweet (脱硫後) シフト
回収方式	物理吸収方式
基本性能	CO ₂ 回収効率：90%以上 回収CO ₂ 純度：99%以上



①シフト反応器に水蒸気を添加して水蒸気改質反応により、一酸化炭素 (CO)を二酸化炭素 (CO₂) に転換する、②高圧・低温下で吸収液にCO₂が吸収される、③減圧することで吸収液からCO₂が分離される。

第2段階：改良型セレクソール物理吸収法



- ✓ 米国UOP社は次世代Selexolプロセスとしてダウ・ケミカル社のSelexol Maxを使用したSeparALLプロセスを開発している。
- ✓ 従来のSelexolプロセスで吸収液をSelexol Maxに交換させ性能を改善させた実績はあるが、**SeparALLプロセスについては大崎クールジェン実証が世界初**となる。
- ✓ 新プロセスでは従来プロセスと比べて、プラント建設費は10%まで削減、運転費は20%以上削減可能との見込み。

	Selexol	Selexol MAX
吸収液	ポリエチレングリコール・ジメチルエーテルを主成分とする溶液	同 左
CO ₂ 溶解度	ベース	若干高い
粘度	ベース	同温度で低下

第2段階：実証試験の開発目標



テーマ	目標
システム基本性能	<p>新設商用機（1,500℃級IGCC）でCO₂を90%回収しつつ、発電効率40%^{※1}（送電端、HHV）程度の見通しを得る。 ※CO₂回収なしのUSC石炭火力の発電効率に相当</p> <ul style="list-style-type: none">➤CO₂分離回収装置におけるCO₂回収効率：90%以上➤回収CO₂純度：99%以上
プラント運用性・信頼性	<p>発電所特有の負荷変動等に追従すべくCO₂分離回収設備の運用手法を確立し、信頼性について検証する。</p>
経済性	<p>商用機におけるCO₂分離回収の費用原単位について、技術ロードマップに示された費用原単位^{※1}（CO₂分離回収コスト：2,000円台/トン）をベンチマークとして評価する。</p>

※1 発電効率には分離回収プロセスまでを含む(輸送・貯留に係る動力は含まない)

※2 CO₂分離回収コストには分離回収・圧縮プロセスまでを含む。

IGCC + CO₂回収からCO₂の利用に向けて



- ◆ トマトの収量増大には、日射と二酸化炭素は欠かせない。
- ◆ 液化炭酸ガスで**CO₂濃度を1,000ppm程度に高めて**、炭酸同化作用を促進している。
- ◆ CO₂回収実証が終了する2021年度以降、**回収したCO₂をトマト菜園の生育促進**のためのCO₂供給に活用する検討を始めている。

大崎クールジェン：IGCC + CO₂回収プロセス



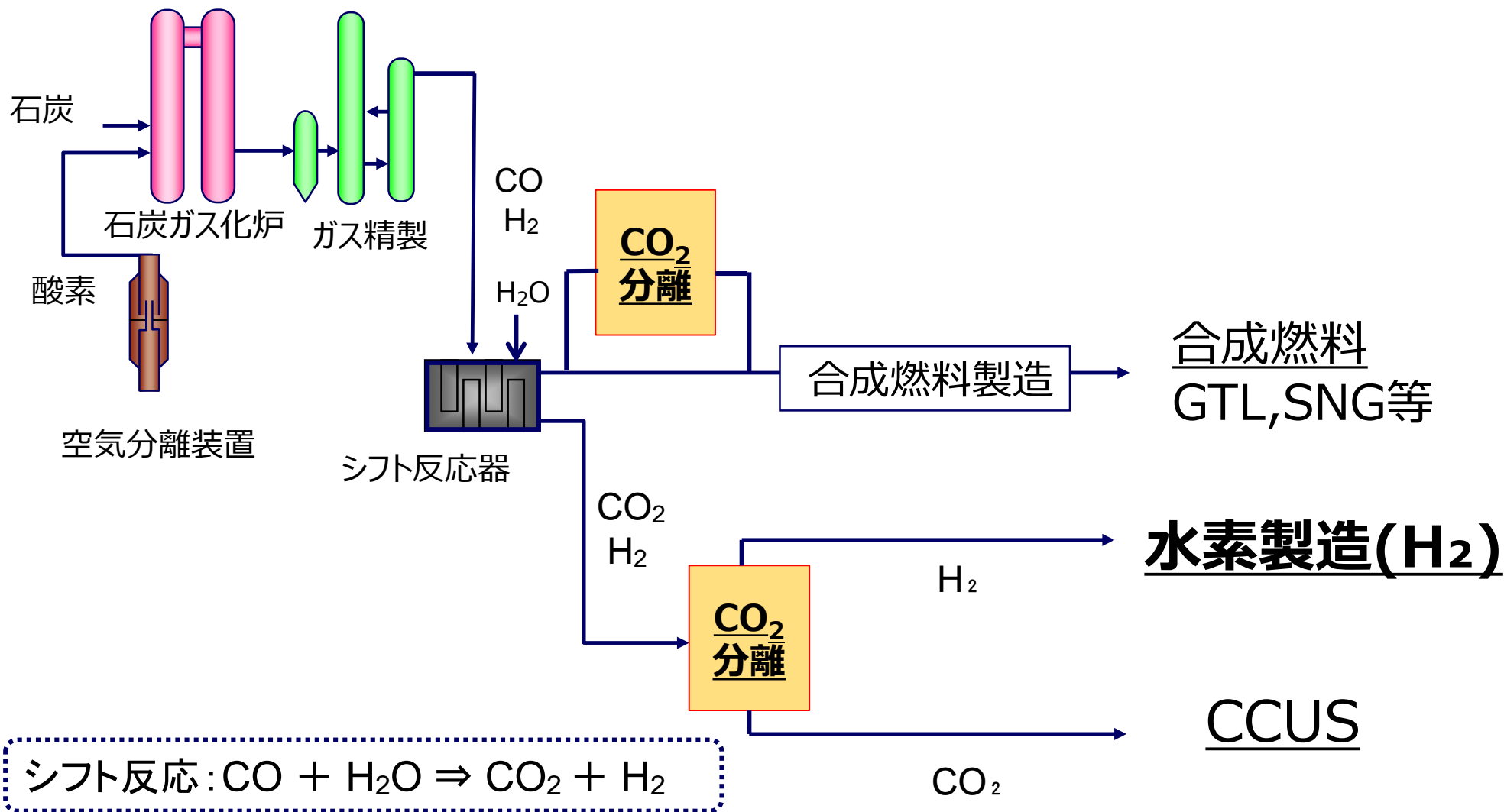
響灘菜園（トマト菜園）



- CCSはCO₂回収-輸送-貯留のチェーンで成立、**日本では主に貯留が課題**となる。
- **CO₂回収法**は3方式とも商用化レベルではあるものの、更なるエネルギーペナルティとコスト低減が図れる**膜分離などの革新技术が望まれる**。
- 我が国においては、貯留サイトに柔軟に対応できる**船舶輸送**の適用を期待している。
- **貯留ポテンシャルの拡大**に向けて、適地調査を加速させていく必要がある。
- **苫小牧とは異なる圧入方式での実証**、例えば海域からのCO₂圧入などの実証が望まれる。
- 現時点では**国内でのCCSの実現性を技術的・経済的に評価できるデータに乏しい**。
- 更に実用化に向けては、事業者の**投資ハードルを緩和させる制度整備が必須**となる。
- 一方、地球温暖化はグローバルな課題、CCUSの**多国間協力は有効な施策**。

水素エネルギーチェーン

酸素吹石炭ガス技術の多用途利用



豪州褐炭水素製造の実証試験サイト



- ◆ 豪州の未利用褐炭を山元でガス化し、石炭ガスから水素を製造して、液化水素として日本に輸送するトータルチェーン実証プロジェクトのうち、当社は褐炭ガス化・ガス精製・水素製造を担当している。



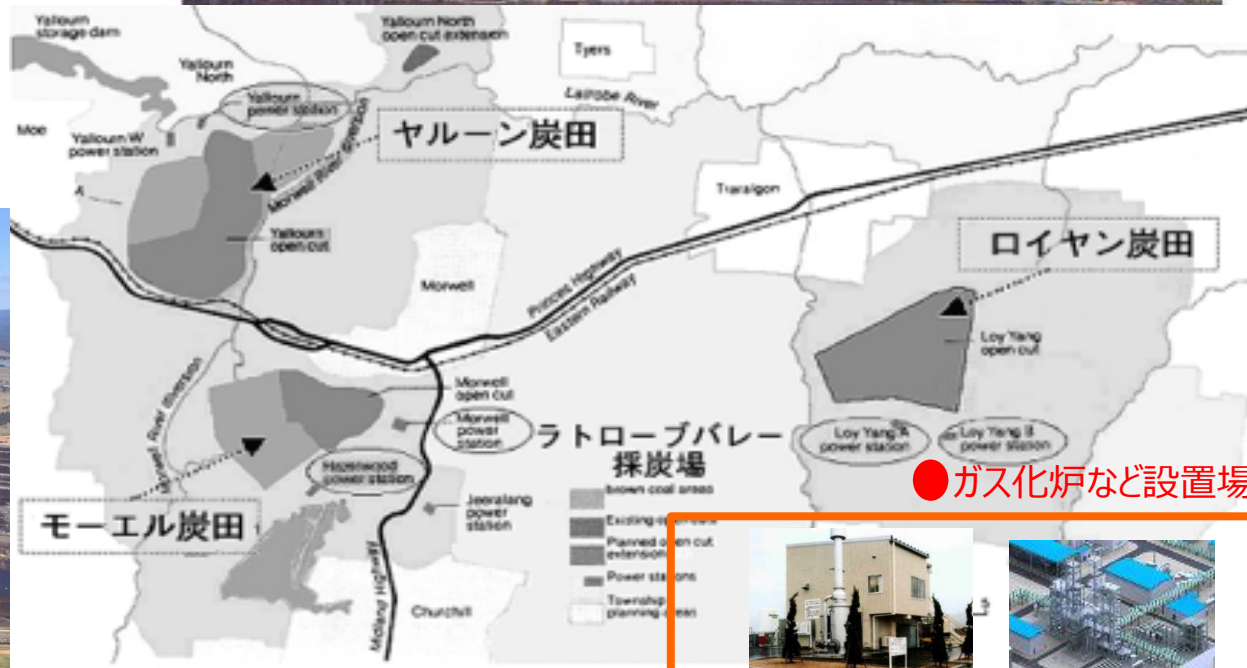
ラトロブバレー



ロイヤン
発電所



ロイヤン 炭鉱



ヤルーン炭田

ロイヤン炭田

ラトロブバレー
採炭場

モーエル炭田

● ガス化炉など設置場所

推定埋蔵量： 158Gt

1,580億トン



褐炭ガス化
(簡易ガス化炉)



ガス精製・
水素製造

CCSプロジェクトとの連携（調査検討）

- ✓ “CO₂フリー水素”をアピールしていくためには、CCSが必須。
- ✓ 豪州政府主導で炭鉱近辺にCarbonNet・CCSプロジェクトを推進中。



310億トン以上

まとめ



- 気候変動は地球規模の問題であり、グローバルにアプローチしないと解決できない。一国が石炭火力を廃止すれば解決するといった単純な問題ではない。
- 石炭は賦存量が多く、地域に分散し、アクセスが容易な経済的な資源である。世界の国々がこれから健全な経済成長をしていくためには不可欠な化石資源といえる。中国、インド、東南アジア諸国では、引き続き、石炭火力へのニーズが大きい。日本の石炭火力は高効率化で世界最先端。その技術を東南アジア諸国などの途上国に技術移転することで、CO₂削減にグローバルな貢献ができる。
- 資源が乏しく、島国で国際連系がない我が国においては、石炭、天然ガスといった化石燃料をバランスよく使っていくことが大事。再エネの主力電源化に向けても、火力発電の調整力が不可欠になる。今後は、火力発電技術を時代の要請に応じて進化させていく必要がある。
- 低炭素化さらに脱炭素化は、今後の石炭火力の技術開発の大きな方向性である。とはいえ、技術の成熟度に応じて、ステップ・バイ・ステップで技術導入を図っていくことが大事である。2030年に向けてはIGCCなどの高効率化やバイオ燃料の石炭混焼による低炭素化、2050年に向けてはCCUSによる脱炭素化、CO₂フリー水素による発電を目指している。
- 石炭ガス化複合発電（IGCC）は高効率発電であるとともに高い調整力を有するため、不安定な再エネ電源と調和できる。また、石炭ガス化は発電用途のほかに水素製造にも応用できる。化石資源からのカーボンフリー水素にはCCUSは必須であり、水素の普及がCCUSを促進する可能性がある。



- 大崎クールジェンプロジェクトは資源エネルギー庁/NEDOの助成事業として実施しております。
- 豪州褐炭水素プロジェクトは資源エネルギー庁/NEDOの助成事業として実施しております。