

技術革新こそ鍵

Technical Innovation is the Key for Survival



2014年6月13日

東京大学生産技術研究所

エネルギー工学連携研究センター副センター長

特任教授 金子 祥三



1. 今、求められていること

- 技術革新による徹底的な高効率化
- 国際的視点からの検討と判断

2. 激変する国際情勢

- **ObamaのClimate Action Plan**
- 日本はどう対応すべきか---**JCM**を活用し国ぐるみで**All Japan**の取組みを！

3. 技術革新こそ鍵を握る

- 技術革新のポイント
- 先人・歴史に学べ

【1】 ジェームス・ワット 【2】 パーソンス 【3】 石炭ガス化

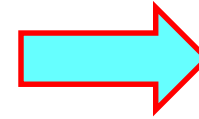
1. 今、求められていること



- 技術革新による徹底した高効率化
→ 資源も軍事力もない日本が頼れるのは
技術のみ
- 国際的視点からの検討と判断
→ エネルギー問題を国内の偏狭な議論のみ
で結論づけるのは極めて危険

今の現実

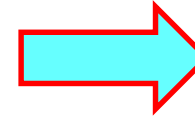
◆原子力発電がすべて停止



●火力発電でカバー



◆化石燃料をすべて輸入

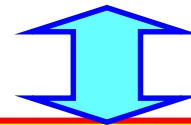


●輸入燃料費の急増



◆電力料金値上げ

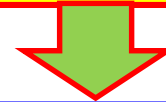
◆貿易収支赤字



解決策： ①燃料を安く買う --- 交渉力
②火力発電の効率を上げる



最も重要！



- 輸入燃料費の削減 → 電力料金値上げ不要
- CO2排出が自動的に下がり地球温暖化防止に貢献 → COP20への交渉力

◆ 火力発電の高効率化

◆ 熱機関の歴史は次の5世代に分類される。

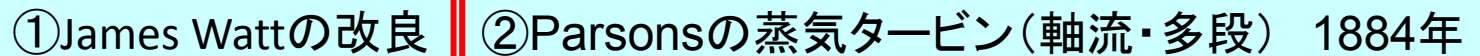
- ①往復動蒸気機関: Steam Engine
- ②内燃機関: Internal Combustion Engine
- ③蒸気タービン: Steam Turbine
- ④ダブル複合発電(ガスタービン**GT**+蒸気タービン**ST**)
- ⑤トリプル複合発電(燃料電池**SOFC**+ガスタービン**GT**+蒸気タービン**ST**)

◆ 火力発電の歴史は次の3世代に分類される。

◆ 第1世代の蒸気タービンの時代は100年以上続いた。

- ①第1世代: 蒸気タービン
- ②第2世代: ダブル複合発電(**GT+ST**)
- ③第3世代: トリプル複合発電(**SOFC+GT+ST**)

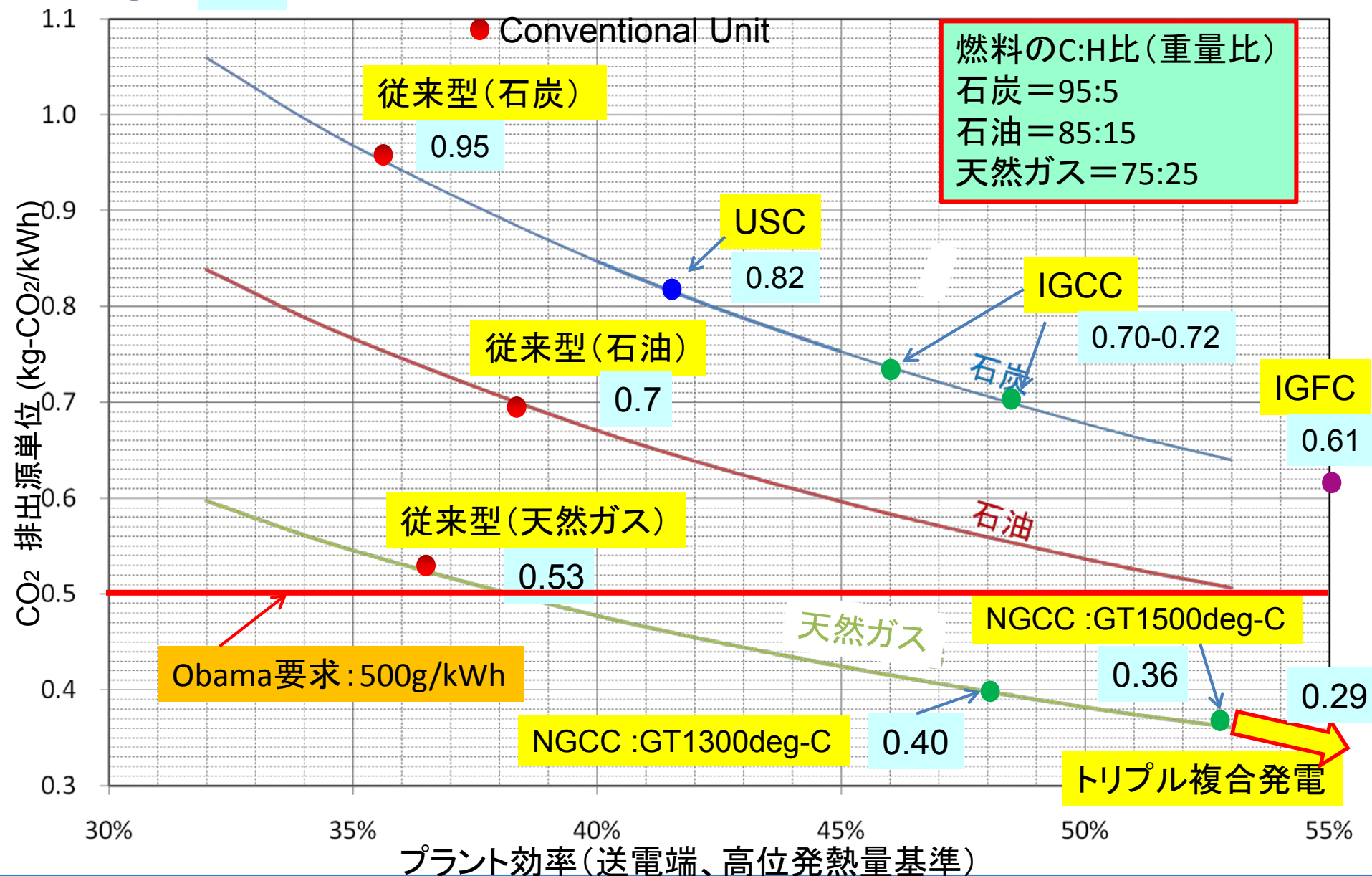
高効率発電の歴史



褐炭焼き

1.15

CO₂ 排出量計算図表



2. 激変する国際情勢

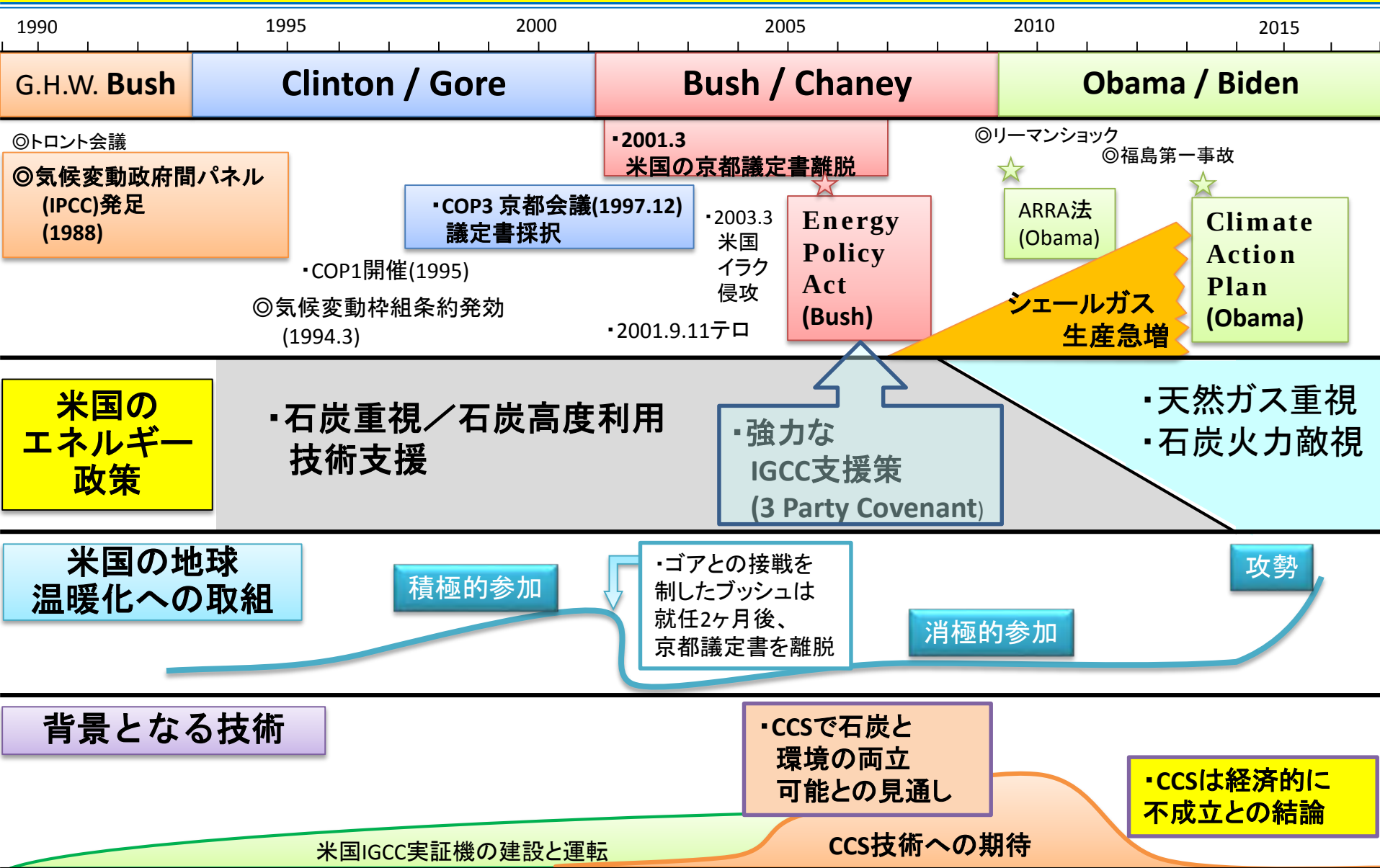


1. 米国のエネルギー・環境政策の変遷
2. **Obama のClimate Action Plan**
3. 石炭か天然ガスか？
4. 日本はどうすべきか？ --- **JCM**の活用で**All Japan**の体制を

1. 米国のエネルギー・環境政策の変遷

1. 米国は**世界最大の石炭資源国**であり(**世界の石炭資源の25%**を保有)、これまで発電の50%も石炭火力が担っていた。
2. 従ってこれまでも石炭の高度利用技術の研究開発に国を挙げて取り組んできた。一方、地球温暖化対策には石炭利用が不可欠な国柄から、一環して消極的であった。
3. ブッシュ政権時代になって積極的な石炭火力支援策を打ち出した。(2005年 エネルギー政策法 **Energy Policy Act**)。これは高効率石炭火力建設に大きな経済的支援を与えるものであった。
4. **Obama**政権になっても、石炭高度利用の支援策は基本的に変わらなかった(2009年 産業再生・復興法 **ARRA法**)。
5. **2013年6月** **Obama**大統領は大気保護行動計画(**Climate Action Plan**)を発表し、**新設石炭火力の建設を事実上禁止**するとともに、諸外国に対しても同様の措置を要求している。

米国のエネルギー・環境政策の変遷



米国のクリーンコール支援策

- 2005年 BUSH大統領は強力な石炭火力（IGCC）支援策を打ち出す

米国のクリーンコール支援策（3点セット） 3 Party Covenant

- ① プロジェクト費用の8割を連邦政府が債務保証（エネルギー省長官保証：金利2%×30年）
- ② 免税措置：プロジェクト費用の2割まで税の減免
- ③ 補助金：（総額枠あり、早い者勝ち、もちろん技術革新度評価などあり）

米国のクリーンコール支援策

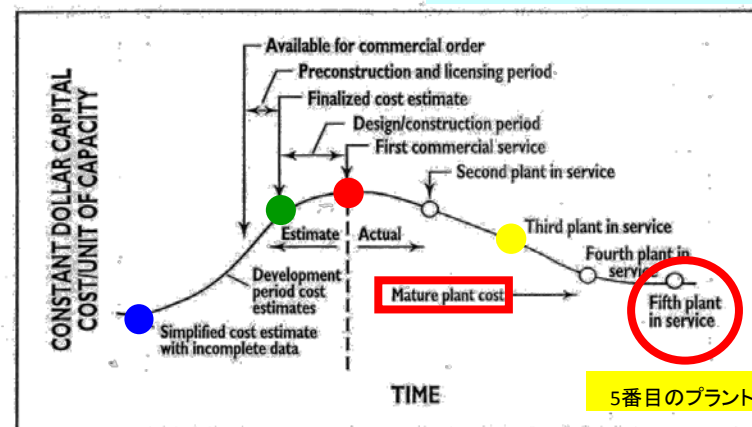
- 2005年エネルギー政策法（EPACT2005）
- 2009年米国再生・再投資法（ARRA2009）



CCPI (Clean Coal Power Initiative) は政権が変わってもそのまま引き継がれてた

コスト習熟曲線

新技術を採用した場合
5プラント目でコストは落ち着く



6. The "mountain of death" generic capital cost trend for early commercial units of a new power plant technology, based on the Technical Assessment Guide of the Electric Power Research Institute. (VI)

出典: TAPPI JOURNAL, December 1997, p.54

ブッシュ政権のエネルギー政策法

Energy Policy Act 2005



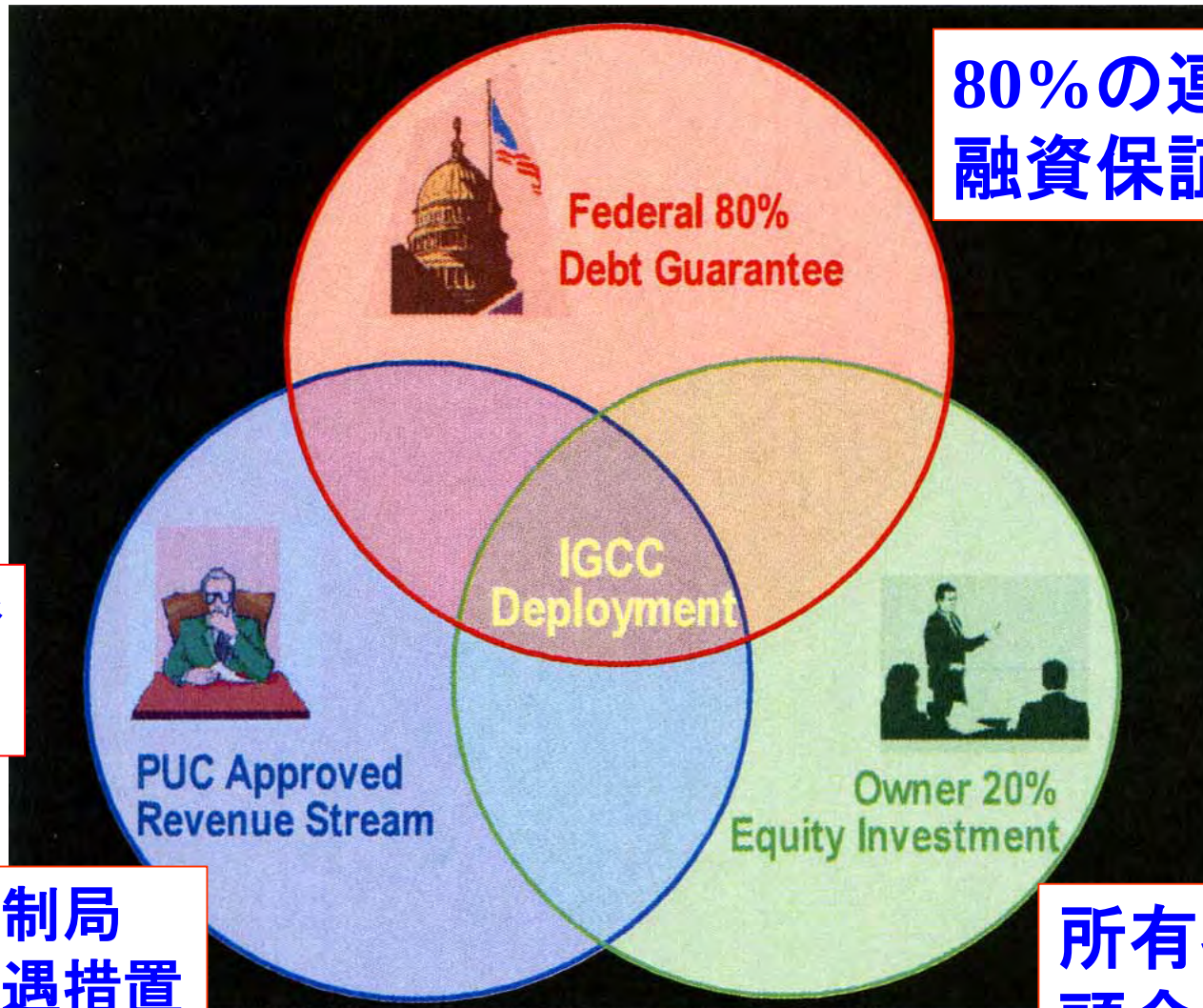
President George W. Bush signing H.R. 6, The Energy Policy Act of 2005, at Sandia National Laboratory in Albuquerque, NM, on Monday, August 8, 2005. Congressmen Ralph Hall (R, TX) and Joe Barton (R, TX), and Senators Pete Domenici (R, NM) and Jeff Bingaman (D, NM) also are on the stage.

- \$14.5 billion in tax benefits + other funding assistance
- Provides incentives for power and fuels from coal gasification, nuclear power, grid upgrades, energy efficiency, and renewable power and fuels
- Clarifies rules for siting power infrastructure and investment, and grid reliability
- Addresses climate challenge through sound voluntary actions and acceleration of technology

9

- 9.11WTCテロやイラク侵攻などにより徹底したエネルギー・セキュリティ指向
- 石油の中東依存からの脱却のため自国石炭資源の徹底的活用を目指す

IGCCへの支援策－3 Party Covenant



80%の連邦政府
融資保証

20%まで
免税

州電力規制局
認可の優遇措置

所有者:20%の
頭金投資

W. G. Rosenberg, Harvard Univ.

DOE超低金利融資の影響度

DOE超低金利融資

2% × 30年

[エネルギー政策法でのDOEの融資保証]

$$\begin{aligned} A_1 &= 0.2 + 0.8(1 + 0.02)^{30} \\ &= 0.2 + 0.8 \times 1.811 \\ &= 0.2 + 1.449 \\ &= 1.649 \end{aligned}$$

純費用(1.0) + 金利(0.65)

一般の融資例

8% × 15年

[一般の事業者への銀行融資標準]

$$\begin{aligned} A_2 &= 0.2 + 0.8(1 + 0.08)^{15} \\ &= 0.2 + 0.8 \times 3.172 \\ &= 0.2 + 2.538 \\ &= 2.738 \end{aligned}$$

純費用(1.0) + 金利(1.74)

$$2.74 - 1.65 = 1.09 \Rightarrow$$

金利差で純費用が
まるまる出てくる！

当時、米国国防総省は軍用燃料の国産化 (石炭ガス化により航空燃料を製造)を指向

DOD's "Clean Fuel" Initiative

- ***To gain secure fuel supplies, DOD seeks domestic commercial sources of clean fuels.***
- To start, DOD will catalyze industrial clean fuels production based on coal gasification for FT fuels.
- DOD will develop fuel specifications; procure supplies of fuels for testing; and evaluate, demonstrate, certify, and implement clean fuels.
- DOD's analysis confirms that production of sufficient fuel supplies for testing requires government incentives.
- DOD faces similar roadblocks as IGCC: High cost of fuels production, plant reliability concerns, environmental uncertainties, financing difficulties.
- Collaborative analysis of risks and incentives can create synergies for DOD, DOE, EPA, & states—and opportunities for industry to build commercial plants.

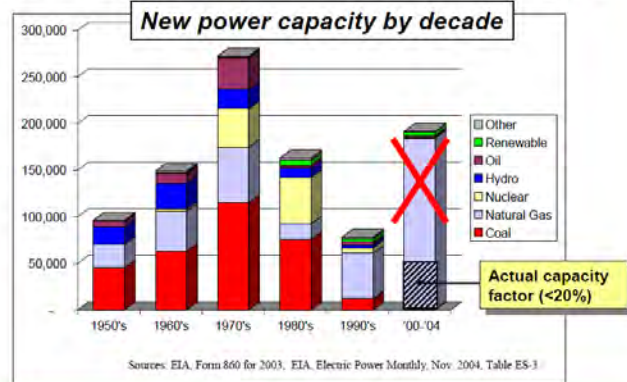


10

当時の背景：高騰する天然ガス価格への対策

U.S. Power Plant Sector, 1950 – 2004

The wave of NGCCs built since 1998 faces bankruptcy, mothballs, or idleness due to high gas prices. Many new plants are under study.

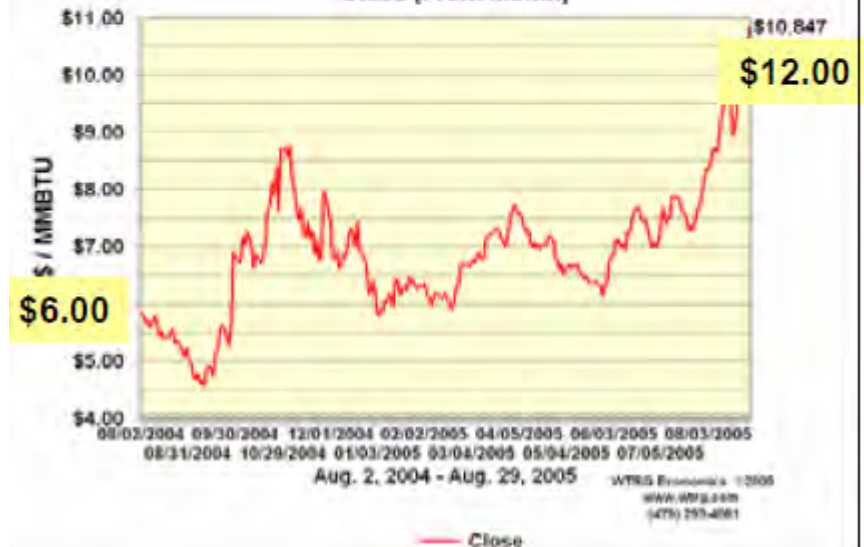


- 1998年以来“儲かる火力”ということで多数の天然ガスコンバインドプラントが建設された
- 2004年に天然ガス価格が7～8\$/MMBtuに高騰し、天然ガスコンバインドプラントが軒並み建設中止、運転中止、設備売却に追い込まれた！

Natural Gas

Natural gas price volatility, >100% variation in a year, is damaging key industries that depend on gas (e.g., chemicals, fertilizers, metals, cement). Stakeholders resist LNG terminals.

NYMEX Natural Gas Futures
Close (Front Month)



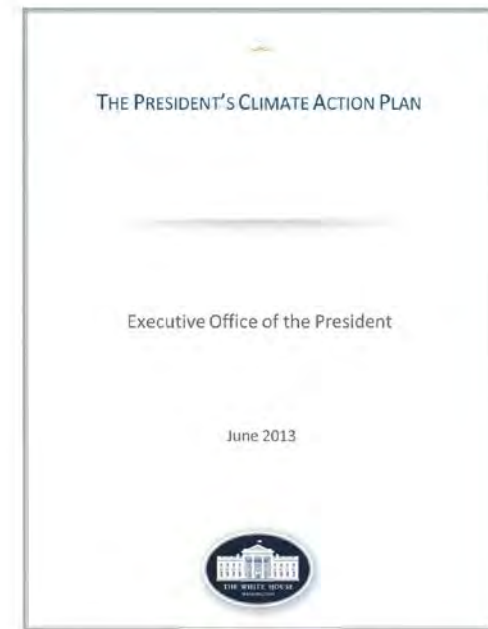
これがシェールガス革命で劇的に変わった！

2. Obamaの Climate Action Plan

President Obama's Address

The President's Climate Action Plan

(June 25th , 2013 at Georgetown University)



- CO2を“pollutant”として“汚染物質”と定義
- 地球温暖化対策に国を挙げて取り組む
- 国際的にも地球温暖化防止を働きかける

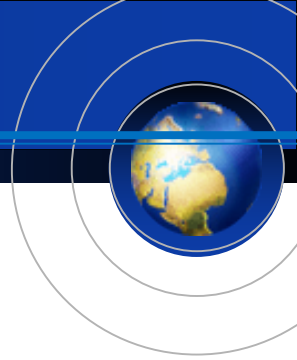
1. Cut **Carbon Pollution** in America
2. Prepare the United States for the Impact of Climate Change
3. Using Sound Science to manage Climate Impacts
4. Leading **International Efforts** to Address Global Climate Change

Obama's Climate Action Plan

1. Cut Carbon Pollution in America
2. Prepare the United States for the Impact of Climate Change
3. Using Sound Science to manage Climate Impacts
4. Leading International Efforts to Address Global Climate Change

-put in place **tough new rules** to cut carbon pollution-just like other toxins like mercury and arsenic...
- Carbon pollution standards for both **new** and **existing** power plants
- Unlocking long-term investment in clean energy innovation
- **\$8 billion in loan guarantee** for wide array of advanced fossil energy projects under its Section 1703
- Expanding **bi-lateral cooperation** with major emerging economics
- Leading global sector public financing towards cleaner energy:
- **The President calls for an end to U.S. government support for public financing of new coal plants overseas, except for**
 - (a) the most efficient coal technology available in the world's poorest countries in cases where no other economically feasible alternative exists, or
 - (b) facilities deploying carbon capture and sequestration technologies.

Obamaは本気だ!



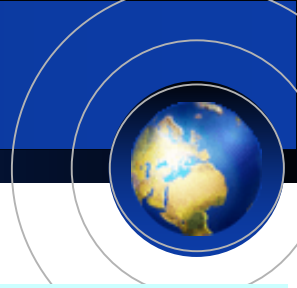
**Washington Post記事
(2014.5.4)**

日本の石炭火力援助に懸念を表明



- In the meantime, Obama is pressing the case for carbon cuts abroad as well as domestically. In his recent bilateral discussions with the leaders of Japan, South Korea and the Philippines, the president spent significant time talking about climate, according to aides. He **raised concerns** with Japanese Prime Minister Shinzo Abe and South Korean President Park Geun-hye about **their financing of coal-fired plants in the developing world**, aides said.

Obamaの狙いは何か？



石炭火力の事実上の建設禁止

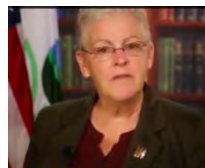
1. 天然ガスで米国内の産業復興を計ると共に輸出天然ガスマーケットを支配：
 - ・そのためには“米国内天然ガス価格を**3～4\$**に”維持することが必要
 - ・同時に相当量の輸出**LNG**が必要
 - 欧州の天然ガスを支配するロシアと真っ向から対立
2. 米国内老朽石炭火力を最新鋭天然ガスコンバインドサイクルに置き換える(**2040**年には石炭火力比率**32%**に)
3. **CO₂の排出規制(500 g/kWh以下)→技術的にも経済的にも2040年まで米国内で石炭火力は建設出来ない！**
4. 国際的には地球温暖化交渉で一大攻勢をかける
5. 英国・カナダとは話し済み。苦しいのは中国とドイツと東欧
6. 日本にも輸出石炭火力をやめるように圧力

米国の排出基準(EPA)



	SO _x , NO _x	水銀 Mercury	CO ₂	
			新設	既設
法律名	CSAPR [Cross-State Air Pollution Rule]	MATS [Mercury and Air Toxics Standards]	Carbon Pollution Standards	
目的	・米国東部州の発電プラントのSO ₂ やNO _x を下げるのが目的	・発電プラントからの水銀、酸性ガスその他有害物質の排出を制限する。	for New Power Plants ・全米基準で 新設 発電プラントの“二酸化炭素汚染(Carbon Pollution)”を 500 g/kWh以下に抑える。	for Existing Plants ・全米基準で 既設 発電プラントにCarbon Pollution排出基準を設ける
研究	・2012年8月連邦裁判所で無効判決 ・CAIR (Clean Air Interstate Rule)に置き換え	・2013年4月最終版決定 ・2015年4月までは適用義務なし ・旧水銀規制法CAMR(Clean Air Mercury Rule)に替るもの	・2014年1月8日最終決定	・EPA案を2014年6月1日までに提示し、2015年6月1日に最終的な基準とガイドラインを決定。

Gina McCarthy環境保護庁長官



EPAが2014年6月2日に試案発表

- 既設石炭火力に対するCO2削減案
 - 2030年までにCO2を30%削減(2005年比)
 - SO2、NOx、煤塵を25%削減
 - 各州ごとに規制レベルを検討(石炭州にも配慮)
 - 既設に対する規制が緩かったことから新設石炭火力狙い撃ち(特に海外)が明確に



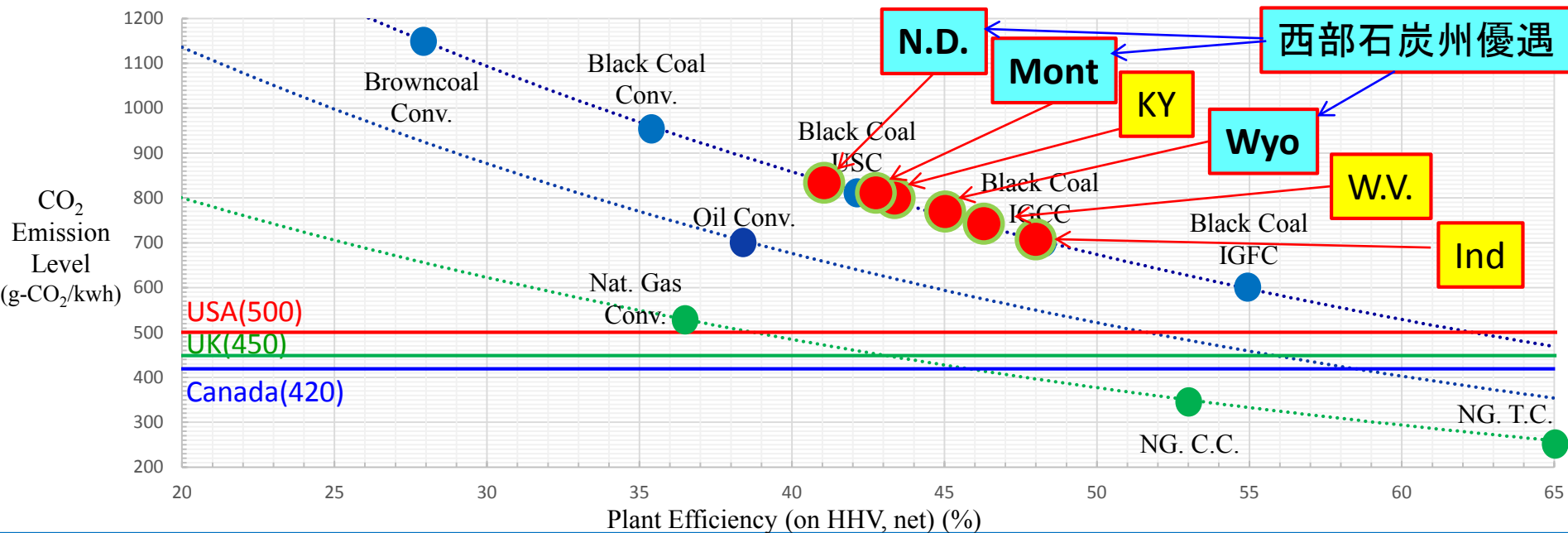
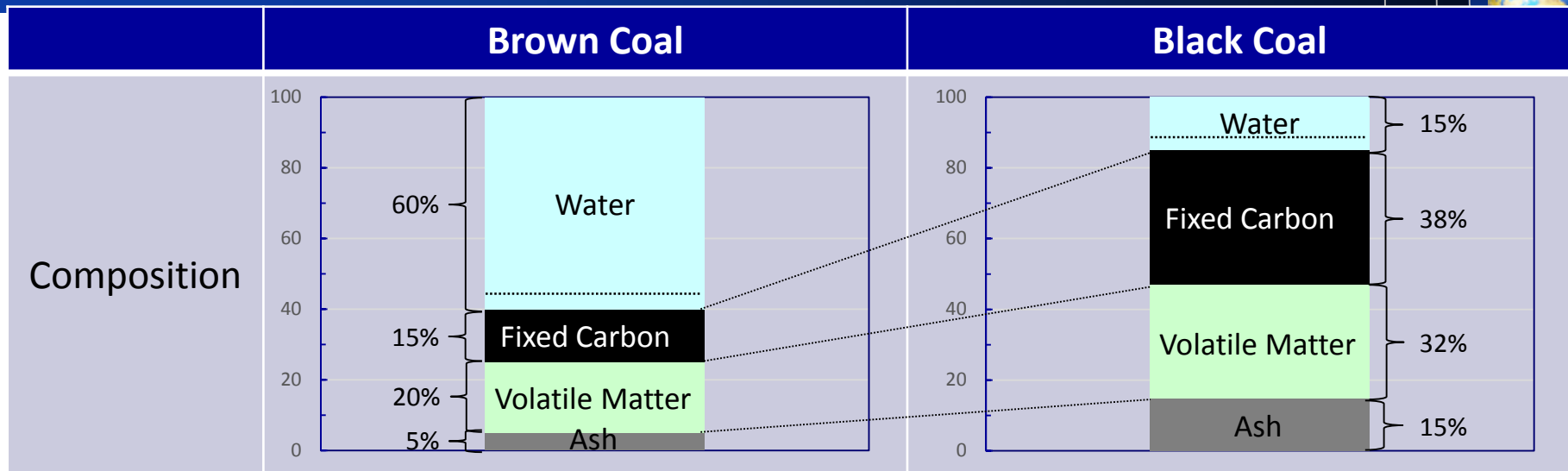
米国環境保護庁(EPA)長官
Ms. Gina McCarthy



CO₂ Emission Performance Goals

州名	CO2排出値[CO2-kg/MWh]	
	Interim Goal 中間目標値	Final Goal (2030) 最終目標値
North Dakota	824	809
Montana	854	803
Kentucky	836	800
Wyoming	820	777
West Virginia	793	735
Missouri	735	700
Indiana	729	694
Kansas	716	680
Nebraska	724	671
Ohio	659	607
Utah	625	600

既設石炭火力に対する米国の新規制



EUは反発 --- 石炭火力支援を継続



EU Report encourages export help for coal-fired power plants

- 9 June 2014
- 2008-2013の海外石炭火力への支援額: 7兆円
- The Commission policy paper has stated that export credits, or preferential loans to help cover exports costs, should be continued for the most modern coal plant technology.
- “It has to be recognised that at a global level, coal as an important source of energy production is not going to disappear immediately,” says the paper prepared by officials from the European Commission trade department and circulated among representatives of EU member states.
- “The EU delegation would consider it logical to try to see how the OECD export credit community can create incentives to ensure that this continued use of coal as an energy source is at least done in the most climate-friendly way possible,” it said, referring to the Organisation for Economic Cooperation and Development.
- In an April briefing paper on coal finance, the World Wildlife Fund conservation group said countries around the world provided €5.1bn over the period 2007-2013 for developing coal overseas.
- Of this, export credit preferential loans accounted for some €3.6bn, with Germany, followed by France, being the biggest providers in Europe.
- Alstom of France, one of the EU makers of equipment for coal-fired power plants, said there was no contradiction with EU environmental ambitions.

地球温暖化を巡る動き

今迄



現状(2014年6月)

EU



CO₂を下
げろ！

日本



EU



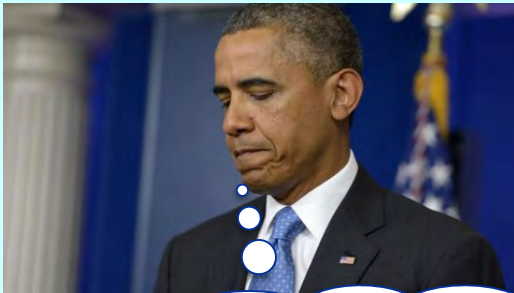
そうは言っても
石炭も大事...

日本



CO₂を下げろ！

USA



そうは言っても
石炭が頼りだ...



USA

3. 石炭か天然ガスか



1. 過去長年にわたって米国は石炭資源を最重要視し、その有効活用を計って来た
 - 世界最大の石炭資源国(世界の**25%**)
 - 数百年にわたって自給可能
 - 天然ガスは高価格と激しい価格変動で頼りにならず
2. これが**2007**年以降、シェールガス生産が急拡大し、天然ガス**100%**自給可能どころか**LNG**輸出が不可欠の状態になった
3. 米国はシェールガスを武器に、一気に世界のエネルギー市場支配と環境対策での攻勢をねらうであろう
4. **Obama Plan** --- **石炭火力の事実上の新設禁止**
 - 具体的なアクションプランのひとつ
 - 次々に二の手、三の手が繰り出されるであろう

米国のシェールガス開発の真の狙いは？

1. 米国産の天然ガスで自給率100%を達成し、さらに輸出も可能となる
2. シェールオイルで石油生産量もサウジアラビアを抜き世界最大の産油国に
3. 世界最大の産出国として世界の価格支配力を強める
→ロシアと真っ向から対立
4. 安い石油・天然ガス価格で国内のエネルギーコストを低減
5. 安いエネルギーコスト・電力コストを武器に米国製造業の復権を果たす
(いままであまりにマネーゲームという虚業に没頭していた誤りに気がついた)
6. 製造業復権時には日本がライバルになりうる
→いかにGive& Takeをはかるかが大事
7. しかしシェールガス・オイル資源は世界中至るところにある
→いずれこれらの国が台頭
8. その時には米国はダントツの製造業で世界を支配、さらにシェールガス・オイル枯渇時には石炭が復権。その時には米国の世界最大の石炭資源がモノをいう
9. 従って当面石炭に対する依存度は下がるのはやむを得ない
(別に石炭資源が減るわけではないので将来に温存)
10. 天然ガス主体のエネルギー源になると世界のCO2問題でも米国が攻勢に出れる(CCSで石炭でもCO2問題をリードできると読んだが失敗)

米国のシェール産地





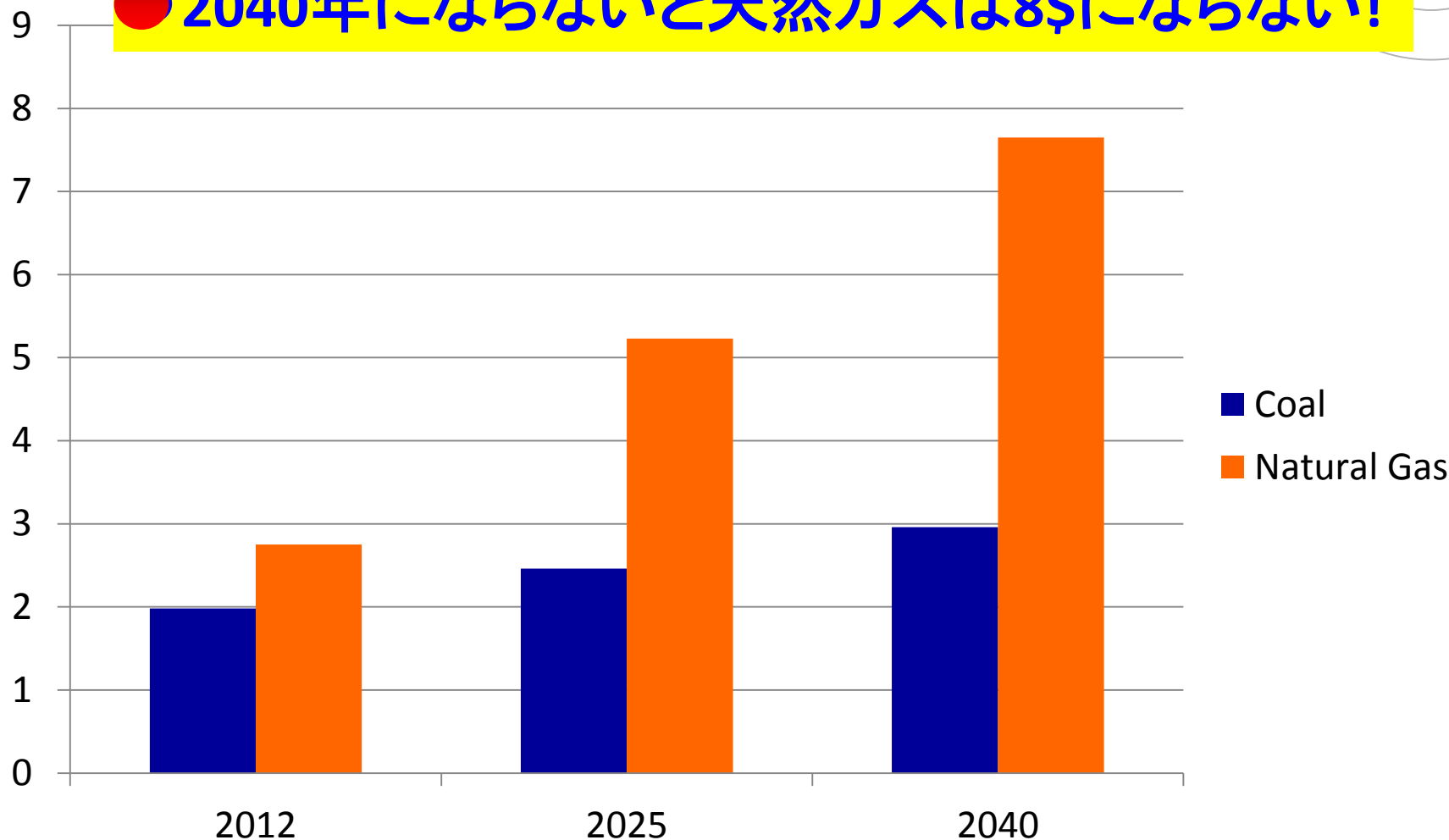
米国政府の米国内燃料価格予想

US Government Predictions for US Fuel Prices, \$/MMBtu Source:

www.eia.doe.gov 2014 Annual Energy Outlook

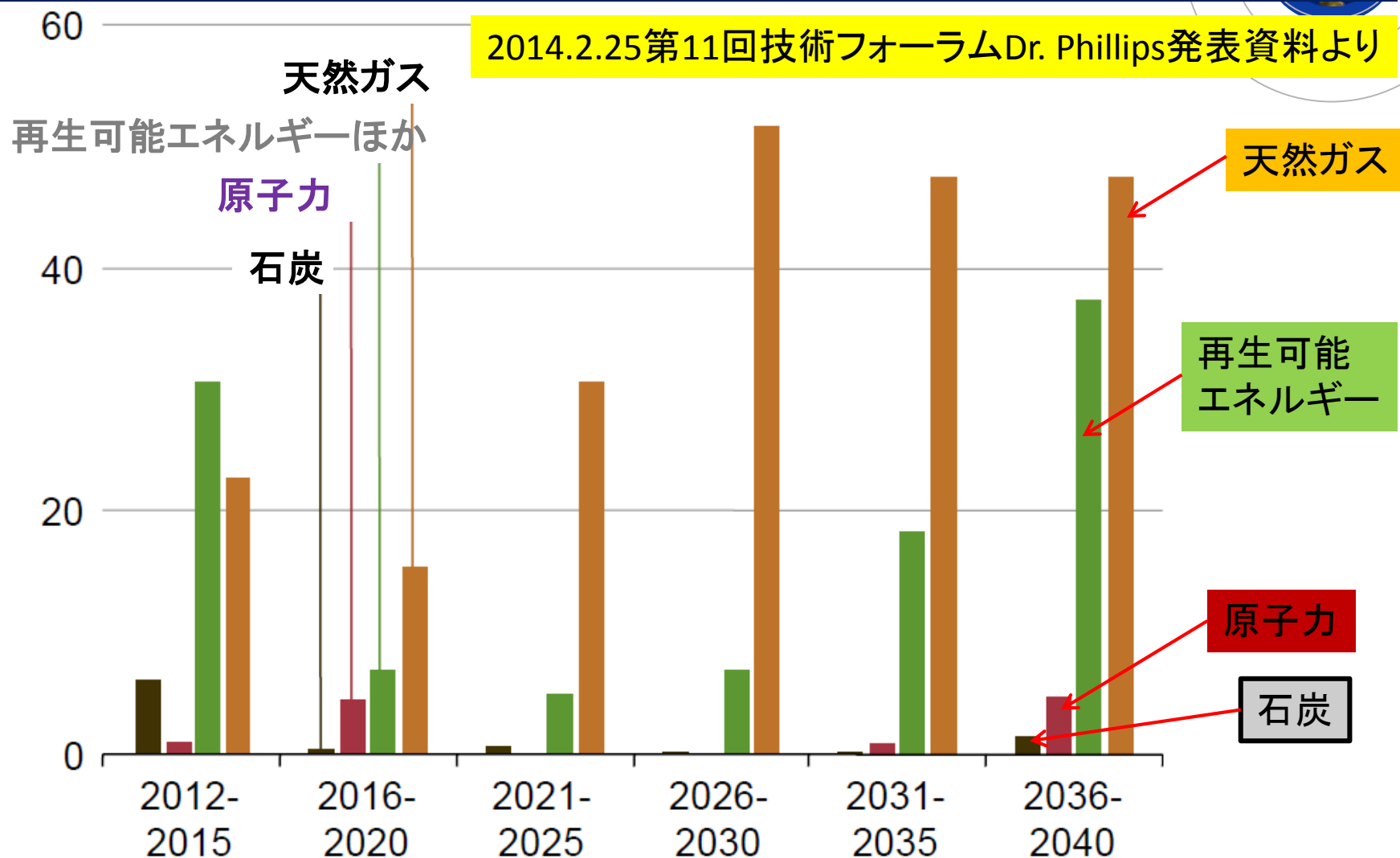


● 2040年にならないと天然ガスは8\$にならない!



2014.2.25第11回技術フォーラムDr. Phillips発表資料より

- ほとんどの米国の発電所新設は天然ガスか再生エネルギー
- 2035年まで石炭火力の建設無し！（単位：百万kW）



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2013

日米協調の可能性

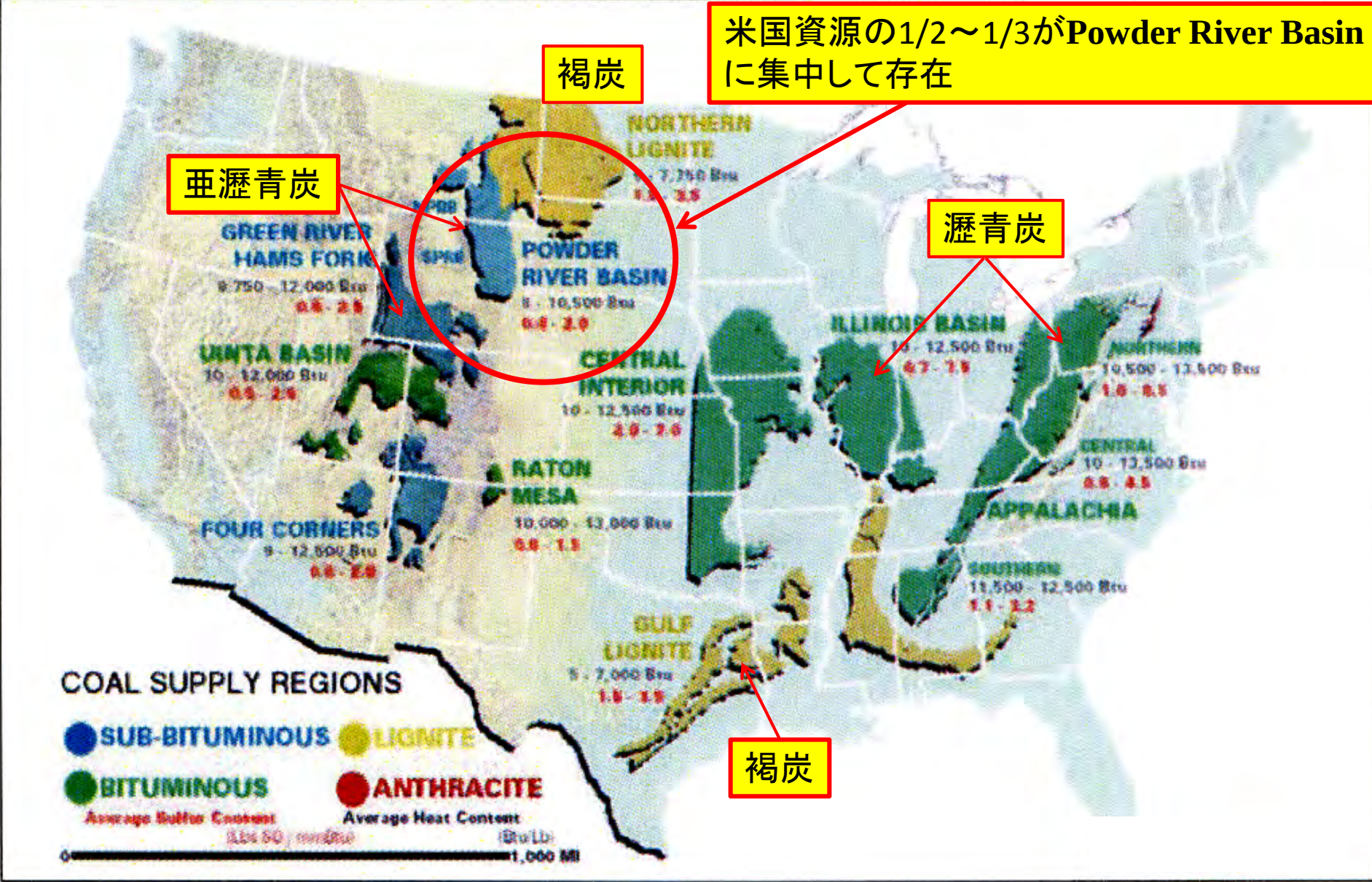
1. 日本はIGCC技術で米国に協力
2. 日本が米国の余剰西部炭(**PRB炭**)を輸入
----実は**PRB炭**はIGCCに最適
3. 高効率化→石炭を使いながら地球温暖化防止に貢献
➤ IGCCの効率(送電端、HHV)

日本商用機: 46%	} 効率差: 8%(ポイント)
米国商用機: 38%	
4. 新設石炭火力制限値500g/kWhはあまりにも厳しい
→700g/kWh程度にすべきではないか?
5. 発展途上国の石炭火力をいじめるのは米国にとって得策ではない
6. 米国産の天然ガスをLNGで輸入
7. LNG基地・LNGタンク・LNG船で日米協力

● 米国PRB炭の特長と日米協調の可能性

1. **PRB**炭は膨大な資源量があり米国石炭資源の半分あるいは1/3を占めると言われている。山元価格は**東部炭の5分の1**である。
2. 揮発分も多く燃焼性にすぐれ、灰分や硫黄分が少なく排ガス性状も良い。水分がやや多い。最大の問題点は**灰の融点が低いこと**で、このため微粉炭焚きボイラでの使用が困難であるが、**IGCCには最適**である。
3. 現在、安いシェールガスの大量使用に伴い東部の**PRB**炭使用が大幅減（米国の石炭火力比率:49%→42%に）
4. したがってやる気のある**PRB**炭鉱ほどアジアへの輸出を真剣に考えている
5. 西海岸への鉄道輸送・港の港湾設備整備などさらなる合理化と設備投資の可能性あり
6. 米国西海岸と日本の距離はオーストラリアと日本の距離とほぼ同じである。

米国の石炭資源：世界の石炭資源の25%



米国資源の1/2～1/3がPowder River Basinに集中して存在

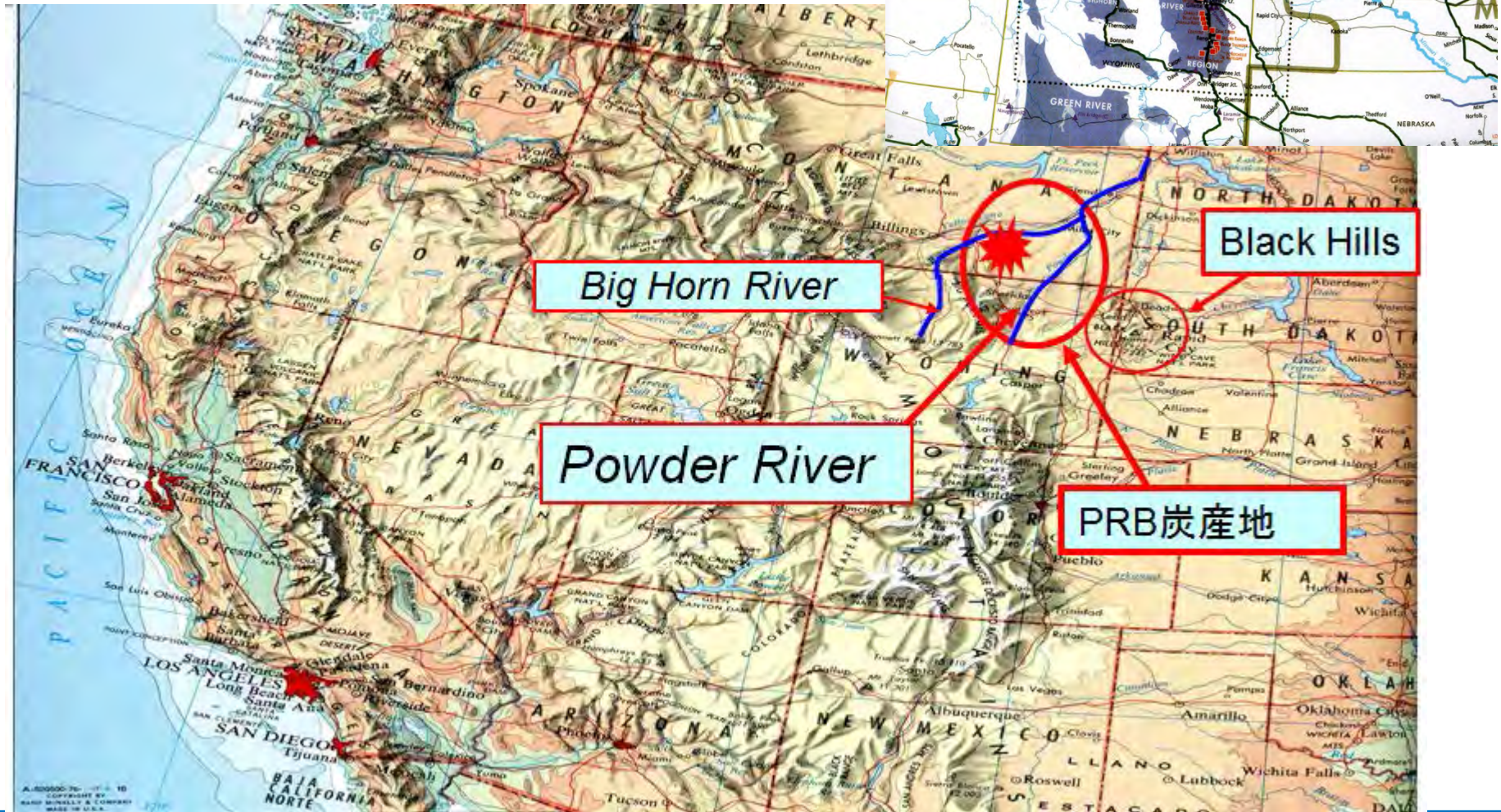
褐炭

米国炭の生産コスト



産地	価格(\$/MMBTU)	比率
中央アパラチア炭	2.75	5.5
北アパラチア炭	2.5	5
イリノイ炭	2.00	4
ロッキーマウンテン 地域	1.5	3
PRB炭	0.5	1

Powder River Basin の位置



強者どもの夢の跡・・・

1876年6月25日 *Little Big Horn* の戦い

---カスター将軍の第7騎兵隊2個中隊
250名が全滅

---今はこの下に膨大な**PRB**炭が眠っている



米国西海岸は近い！豪州と変わらない！



戦略的発想で新しい
ブレークスルーを！

距離は大圏距離

地図: googleより

4. 日本はどうすべきか？



1. **Obama Plan** --- **石炭火力の事実上の建設禁止**
→これを現実的な案に修正させる
2. 米国との協調---**PRB**炭の活用
 - 日本の**IGCC**技術を最大に活用(米国はプライドがあり、面白くないだろうが)
3. 国際協力---**JCM**による多数派工作
(中米、南米に引き続いて欧州と豪州にも
--- 特に**EU-11**とオーストラリアが鍵)
 - この場合でも**IGCC**技術が鍵(**USC**技術は既に韓国・中国にもあるが**IGCC**はまだ無い)

JCMの役割と期待——国連CDMとの比較

1. 国連における地球温暖化交渉は各国の利害むき出しの闘争であり、結局は多数派工作がものをいう。多くのシンパを味方につけた方が勝ちである。
2. その場合、切り札になるのが**JCM**（二国間協力）である。日本はこれに全力を挙げるべきである。
3. 国連の似たような制度として**CDM**（Clean Development Mechanism）があるが、これは見かけは立派だが実効に乏しい失敗メカニズム。**JCM**はその欠点を補う画期的な制度である。
4. **CDM**の最大の欠点は総費用のうちわずか30%しかプロジェクトに使われない無駄の塊で、しかもほとんどが実効性のないプロジェクトであることである。
5. しかし**JCM**も協定に署名するだけではだめ。相手国が熱望する大型でCO₂が大きく下がる実体のあるプロジェクトを着実に推進することが重要。

COP19における各国のせめぎ合い

先進国

UG(Umbrella Group)



日本



アメリカ



ニュージーランド



カナダ



オーストラリア



EU



ノルウェー



スイス



韓国



メキシコ



モナコ



リヒテン
シュタイン



チリ



ナウル



ネパール

途上国

LMDC



パキスタン



アルジェリア



サウジ



エクアドル



フィリピン



ボリビア



ベネズエラ



クウェート



中国



インド

BASIC



ブラジル



南アフリカ



スワジランド

(AOSIS)

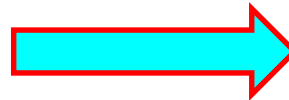
小島嶼国連合

二国間クレジット制度(JCM)

JCM署名国(現在11か国)

- ①インドネシア
- ②ベトナム
- ③モンゴル
- ④バングラデシュ
- ⑤ラオス
- ⑥エチオピア
- ⑦ケニア
- ⑧モルディブ
- ⑨コスタリカ
- ⑩パラウ
- ⑪カンボジア

● **JCM**:二国間クレジット制度
Joint Crediting Mechanism



これを2～3倍に

● **ACE** : 攻めの地球温暖化外交戦略
● **Actions for Cool Earth**



具体策:

1. 3年間で署名国を倍増
2. JCM特別金融スキームJSFの創設(JBIC・NEXIと連携)
3. 関係機関協議会を活用したプロジェクト形成の促進
(外務省・環境省・経済産業省・金融機関)
4. 途上国支援に1兆6000億円(2013年から3年間)

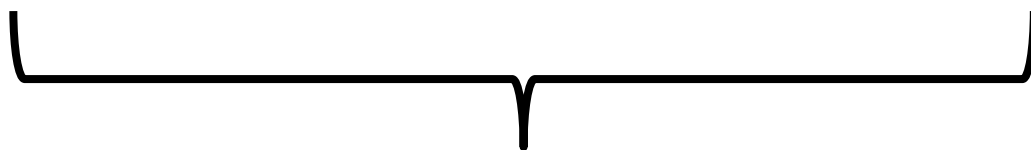
JCMを日本の新技術確立の起爆材に！

JCM活用による画期的な新技術支援策

●国内に新技術の
第1号機を建設

+

●海外に新技術の
第2号機～第n号機を建設



◆これをセットで支援し、国内産業の発展と国際協力の同時達成を！

●支援策の成否は“**低金利融資**”が実現出来るかどうかである

天然ガス火力と石炭火力の要考慮点

燃料	発電原価の構成	変動要因
天然ガス	固定費 変動費 設備費 保安費 人件費 燃料費	発電すると損失 採算点 燃料費 設備費(借入金の利率) 年
石炭	固定費 変動費 設備費 保安費 人件費 燃料費	採算点 燃料費 設備費(借入金の利率) 年

● 輸出石炭火力プロジェクト成立の条件

1. 石炭火力は燃料費は安いが設備費・建設費が高い。従ってプロジェクトが成立するかどうかは低金利融資が出来るかどうかによって決まる。
2. 米国では2005年のエネルギー政策法で石炭ガス化IGCCなど高効率石炭火力の支援に大々的に乗り出した。この時、経済的支援がプロジェクト成立の最重要な鍵であることを一早く認識し、プロジェクト費用の80%まで国が融資保証する方式を採用した。具体的にはエネルギー省長官が超低金利融資の裏書き保証をする。
3. 今度オバマ政権が各国の石炭火力建設を事実上禁止するため公的国際金融機関の融資禁止を打ち出したのは、このことを十分に理解してのことである。つまり単にCO2排出量に制限をかけるだけでなく、商業的にプロジェクトを成り立たなくするようなダメ押しの方策である。

なぜJCMか？ ---- 京都メカニズムの矛盾点と反省

京都メカニズム

京都メカニズム	対 象 国	取引単位の名称	目標あるいは制約条件
【第6条】 共同実施	排出量目標を約束した国同士 JI	排出削減単位(割当量の一部分と同じ) ERUs: Emission Reduction Units	目標遵守(割当量の範囲内での排出)／排出削減の追加性(独立機関による排出削減量の検証)
【第12条】 クリーン開発メカニズム	排出量目標の約束をした国としていない国 CDM	認証された排出削減量 ERUs: Certified Emission Reductions	排出削減の追加性(運営機関による排出削減量の検証)／途上国の利益と持続的開発(ホスト国による承認)
【第17条】 排出権取引	排出量目標を約束した国同士	割当量(排出量目標)の一部分 AAUs: Assigned Amount Units	目標遵守(割当量の範囲内での排出)／リザーブの維持

- 見かけはきれいだが、実効の無い矛盾だらけのもの多し！

CDMの解析例

正味のプロジェクト費用は30%以下！

●CDMは中間搾取の塊

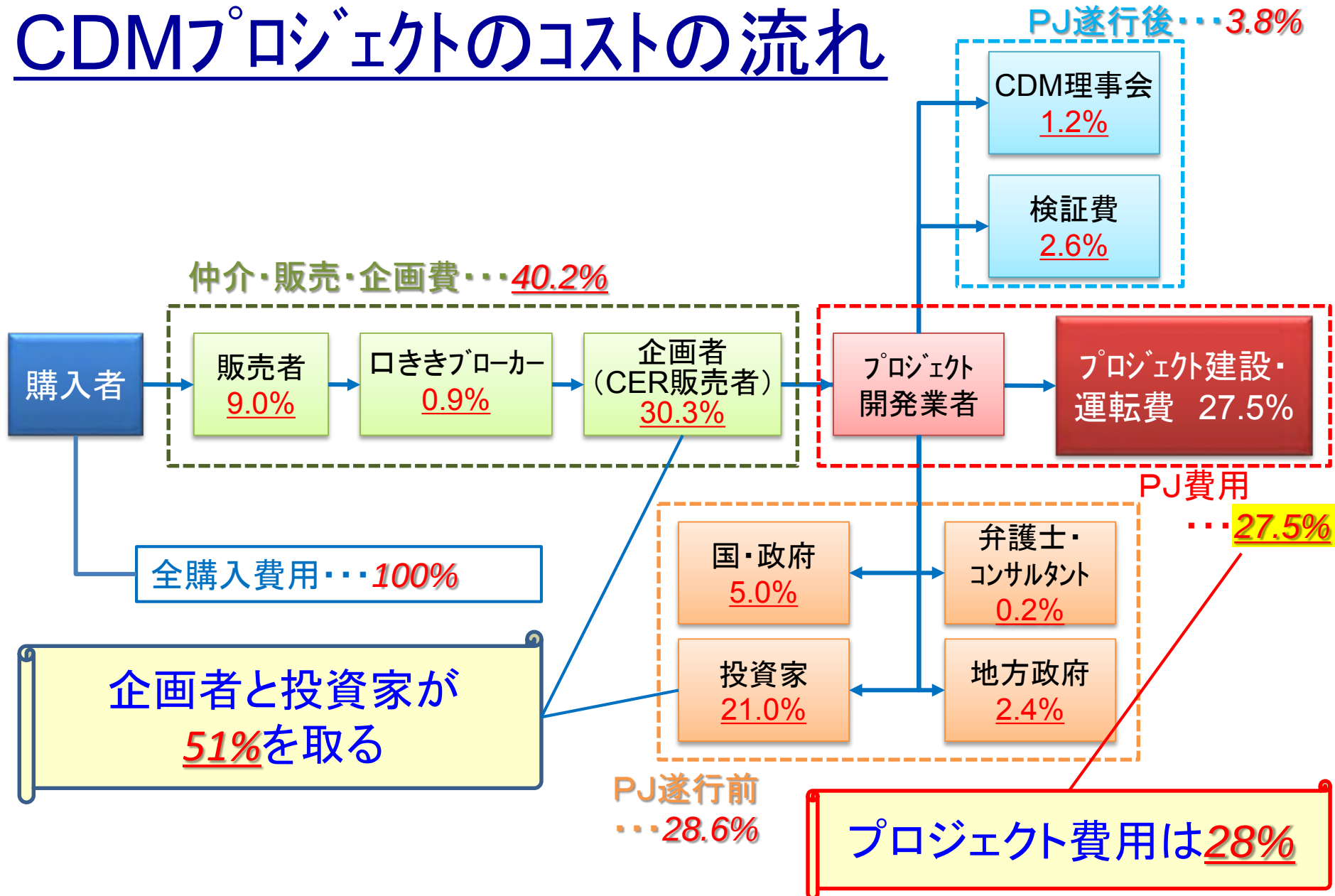
---相手の国に本当に喜ばれ、本当に地球温暖化防止
に効果のあるものにすべき
→これが**JCM**創設の原点

Summary of project-level financial analysis

Project number	Project type	Registration date	Total revenue	Sail price per CER ⁸ (GBP)
1709	Waste heat recovery	15/12/2008	90.1m	7.79
1907	Waste heat recovery	19/11/2008	12.7m	10.95
1304	Natural gas	22/02/2008	2560m	6.43
1530	Biomass	17/04/2008	75.0m	6.45
1808	Hydro	10/10/2008	46.2m	6.81
1992	Wind	26/01/2009	97.3m	7.53
1980	Hydro	24/03/2009	147.2m	12.11
1763	Hydro	08/08/2008	26.3m	5.14
1823	Wind	10/10/2008	198.2m	6.02
1566	Hydro	03/06/2009	6.6m	12.95
Arithmetic Mean				8.21

公開された**CDM**の代表的10プロジェクトの分析

CDMプロジェクトのコストの流れ



3. 技術革新こそ鍵を握る



1. 技術革新のポイント
2. 先人・歴史に学べ
 - [1] ジェームス・ワット
 - [2] パーソンス
 - [3] 石炭ガス化

➤ 技術革新のポイント

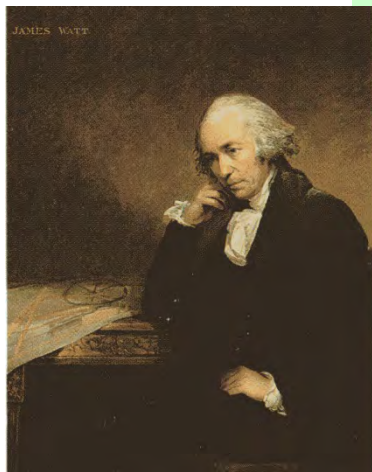
1. 現象を支配するルールを見出せ！
 - 設計相似則を見つけられるかが鍵！
 - 現実には一度失敗し、悪戦苦闘の末に見出すことが多い
2. スケール効果の発見→小さいものは熱損失が大きい！
3. 大きいものは相対的に強度が弱くなる！

(1) ジェームス・ワット



ジェームス・ワットの功績

1. 蒸気機関の効率を4倍にアップ
 - 別置型コンデンサーの考案
2. スケール効果の発見→小さいものは熱損失が大きい
 - またワットのすばらしい実績がカルノー論文執筆のきっかけになった



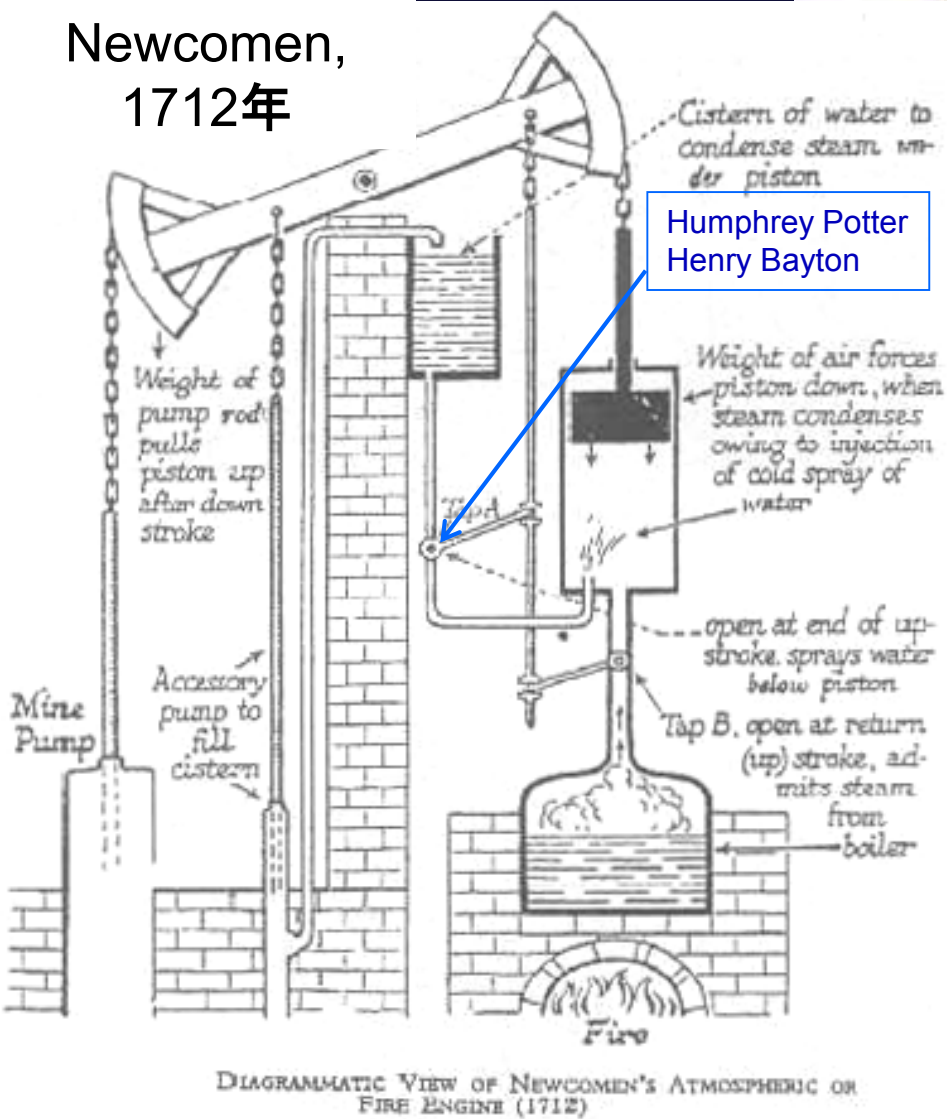
James Watt



Sadi Carnot

ニューコメンの蒸気機関

Newcomen,
1712年

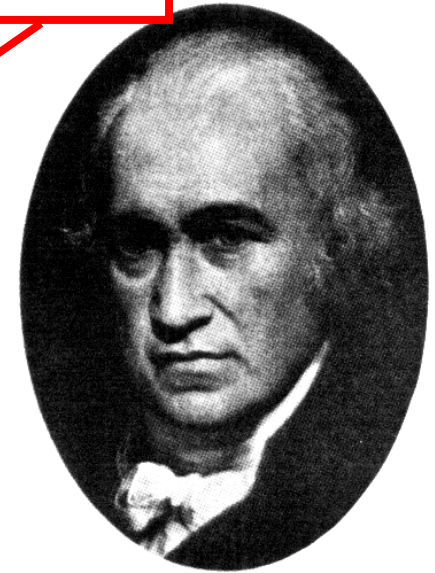
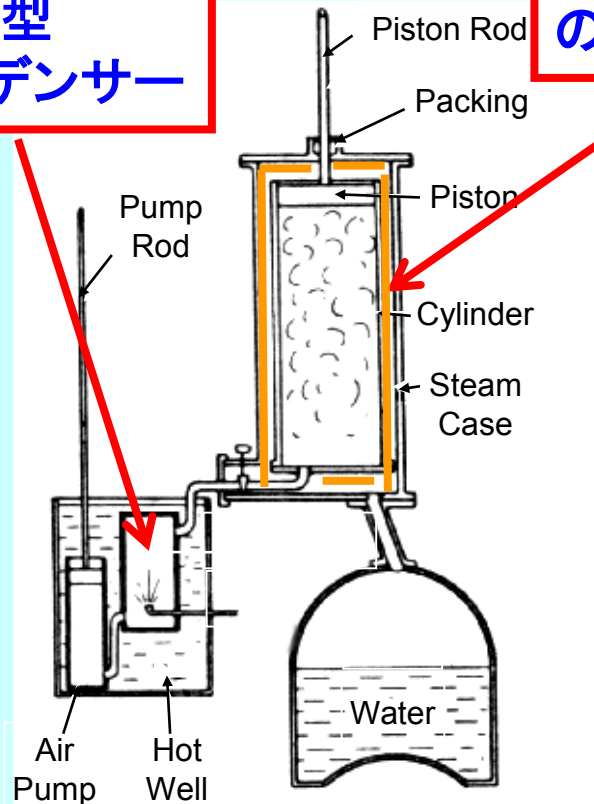
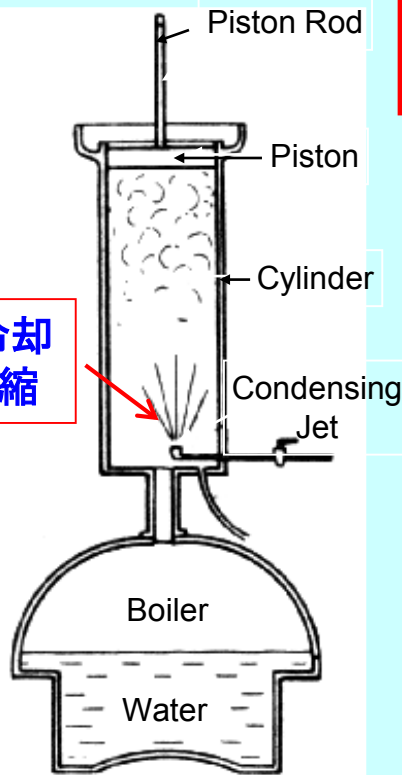


蒸気機関の改良

分離型
コンデンサー

シリンダー
の保温

直接冷却
— 凝縮



James Watt
(1736 – 1819)

ニューコメンの蒸気機関

1712年 熱効率 : 0.5%
1750年 頃 : 1.0%

ワットの蒸気機関

1769年 熱効率 : 2%
1800年 : 4%

特許成立 : 1769
特許延長 : 1775
特許失効 : 1800

“ 熱効率を4倍に向上! ”

ワットの実験と考察

- ・グラスゴー大学のニューコメン機関の模型の修理を依頼される。
 - ・故障ではなく熱機関としての本質的欠陥であることを発見。
 - ・2年後、最終的にシリンダーの保温と分離型コンデンサーの発明で解決。
- ・但し、実際の実機製作はさらに10年後。

実験

1. 蒸気は水の 1800 倍 の体積がある。
2. 蒸気は水の約 6 倍 の熱容量を持っている。
3. ニューコメンの機関では蒸気の熱の $\frac{4}{5}$ はシリンダーの予熱に使われ、有効に仕事をしているのは僅か $\frac{1}{5}$ に過ぎない。

実物は動くのに忠実な縮尺模型はなぜ動かないのか？

Newcomenの蒸気機関(1712)

熱効率
= 0.5%!

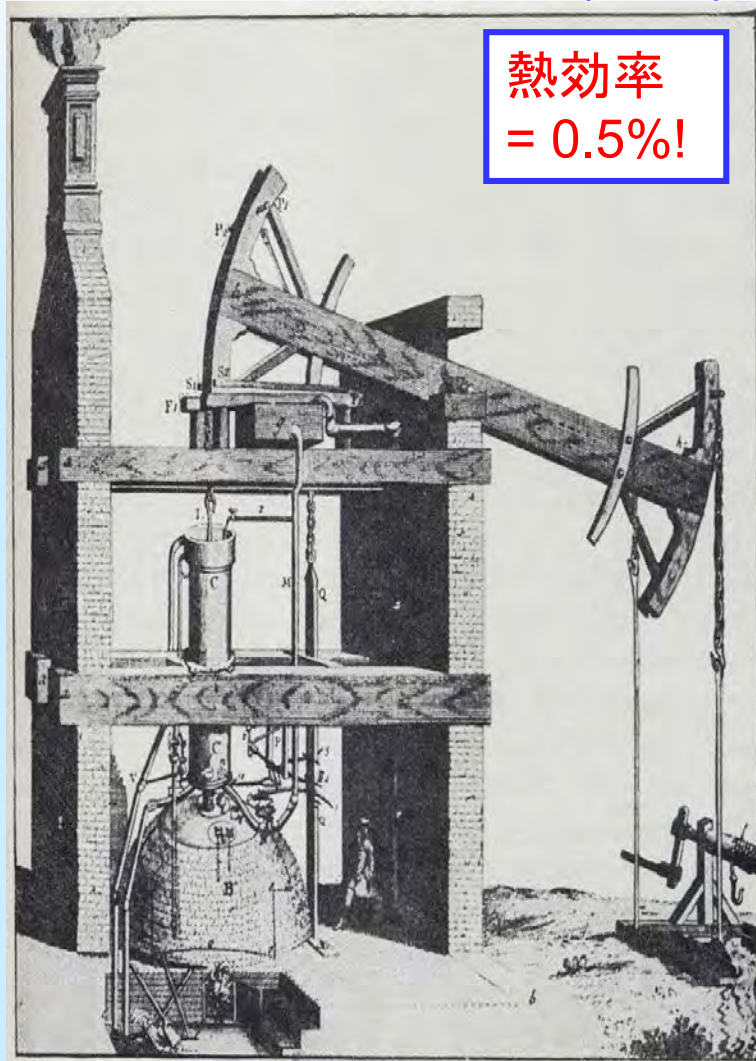
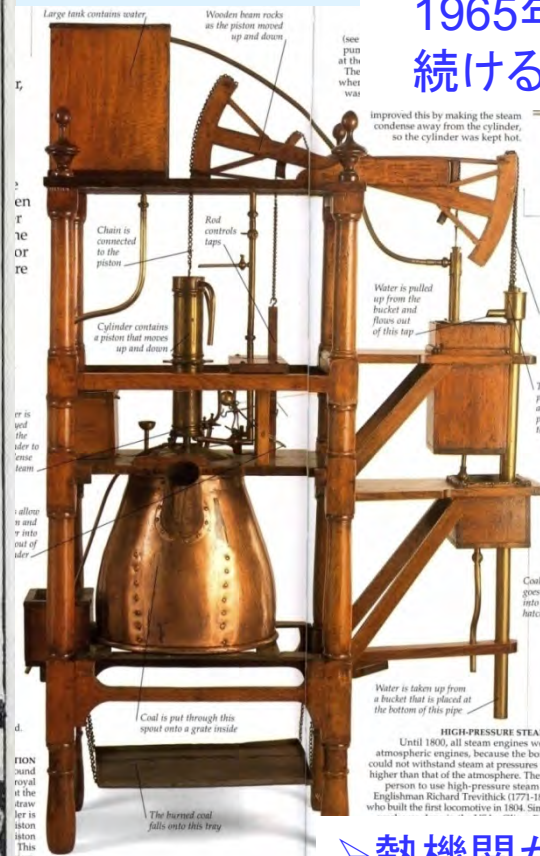


Figure 7.1 A Newcomen engine (From J. T. Desaguliers, *A Course in Experimental Philosophy*, vol. 2, 1744)

Newcomenの蒸気機関の模型 (グラスゴー大学)



➤ジェームス・ワットは1963年から1965年まで2年間この問題に悩み続ける。

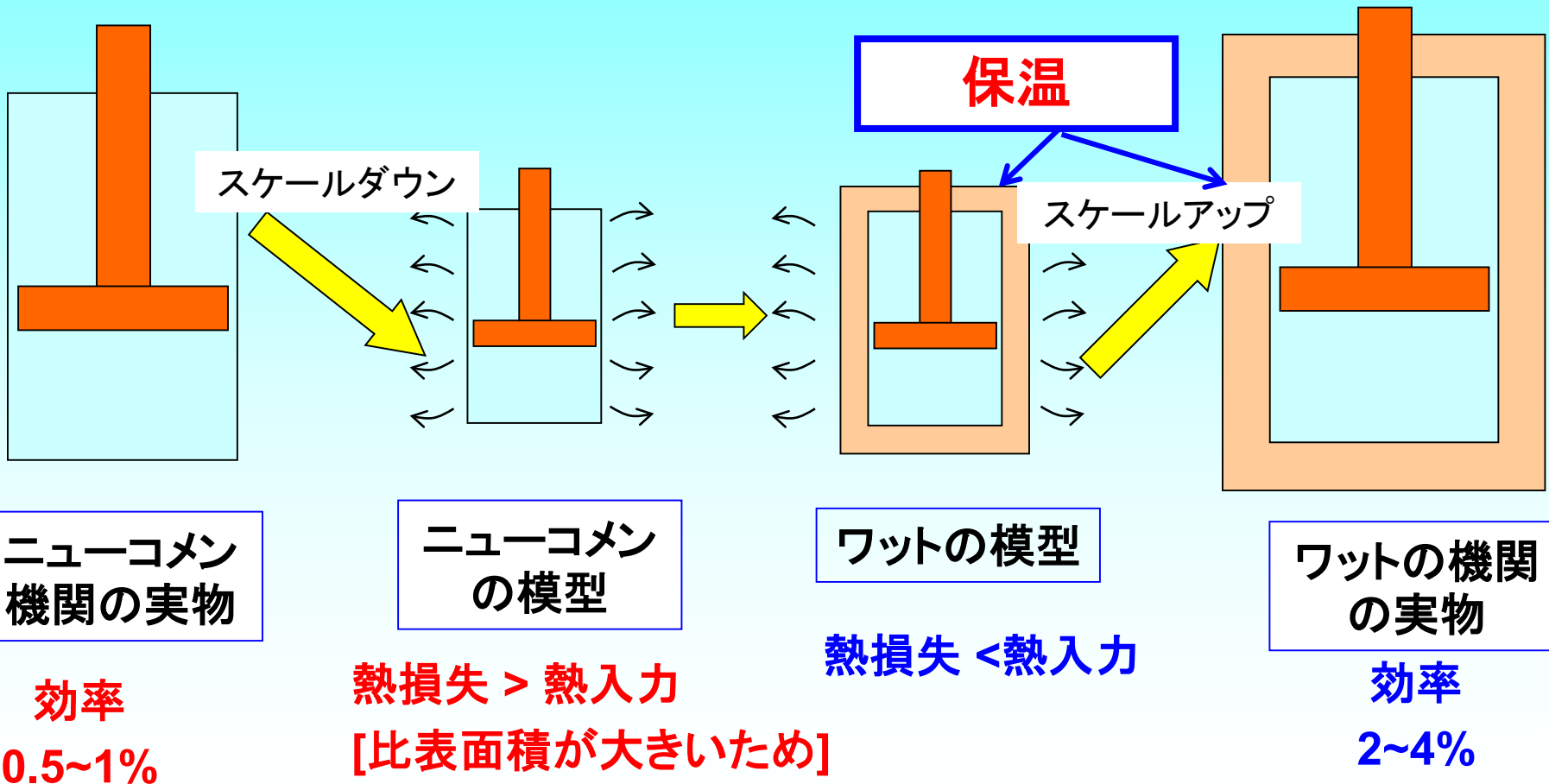
➤この間計測と実験を繰り返す。

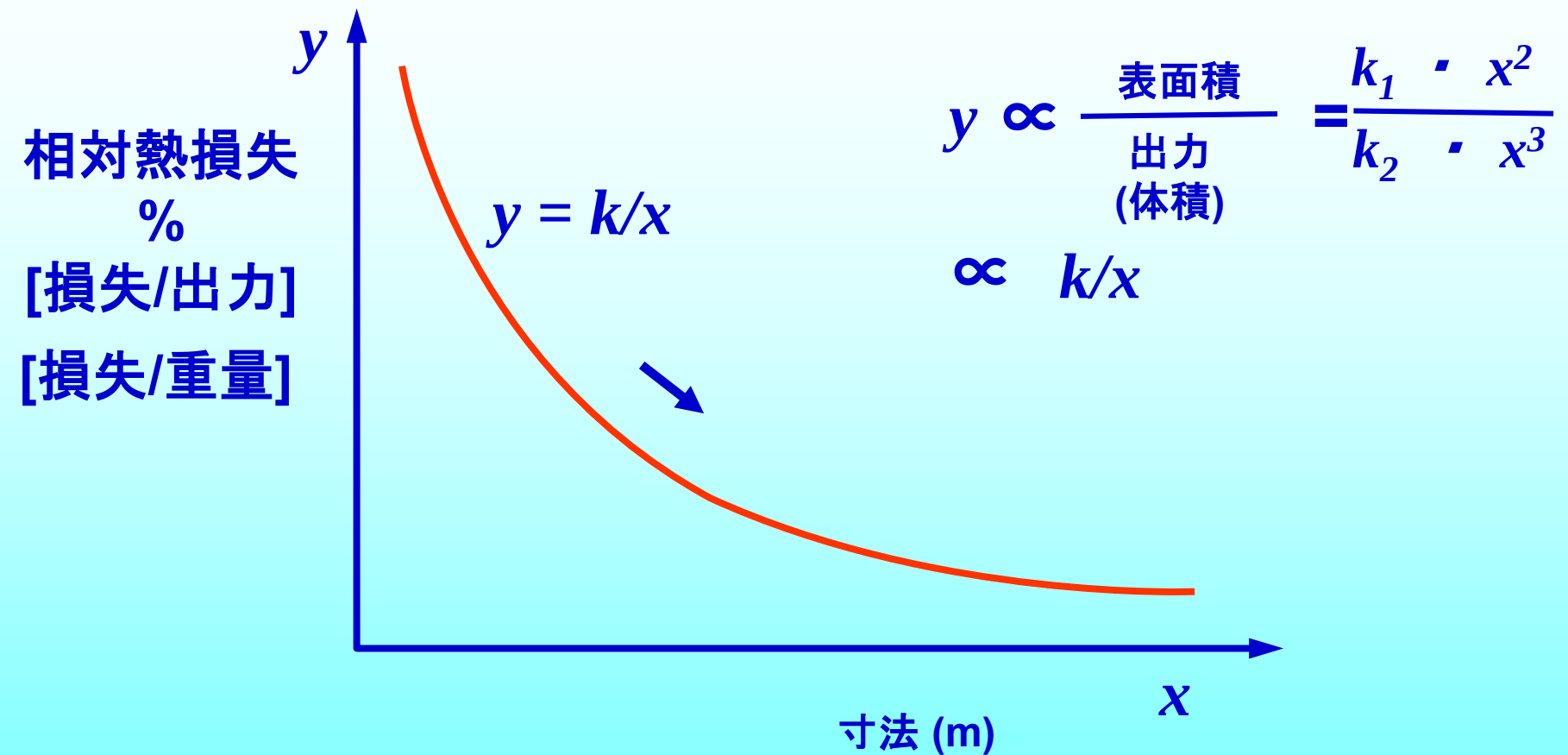
➤ブラック教授に計測値について相談し、激励される。

➤熱機関が“寸法効果”に支配されることを確認し、“別置型コンデンサ”と“シリンダーの保温”で問題を解決

ワットの改良

- ・ニューコメン機関 → 蒸気のエネルギーの大半をシリンダーの予熱に消費
- ・ワットの発見 → 模型は縮小されているので相対的に熱損失が大きい
- ・最終的には分離型コンデンサーとシリンダーの保温で解決





スケール効果 – 相对熱損失 vs. 寸法

● 実機製作までのワットの苦闘

改良案の発見と検証 : 2 年

実効スケールモデル : 3 年

実機初号機製作 : 8 年

ウィルキンソンの中ぐり盤出現 : 1774

1763 ----- ニューコメン機関の模型の修理

1765 ----- 改良案の考案と検証

1768 ----- 実効モデル製作

1769 ----- 特許取得

1775 ----- 特許延長

1776 ----- 実機初号機販売

1782 ----- 回転式出力軸方式

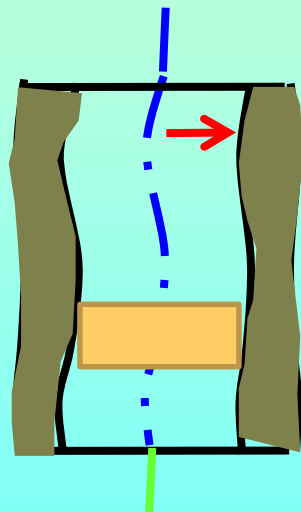
● 最初の実機製作までに 11 年を要している !

● 製作上の最大の問題：

--- 鑄鉄製シリンダの内面加工 ---

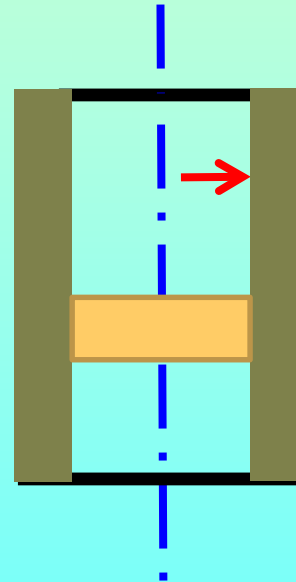
従来

(中心線の蛇行)



改良後

(ウィルキンソンの中ぐり盤(1774年特許)使用)



精度: $1828\text{mm} \pm 1.27\text{mm}$
(7/10,000)

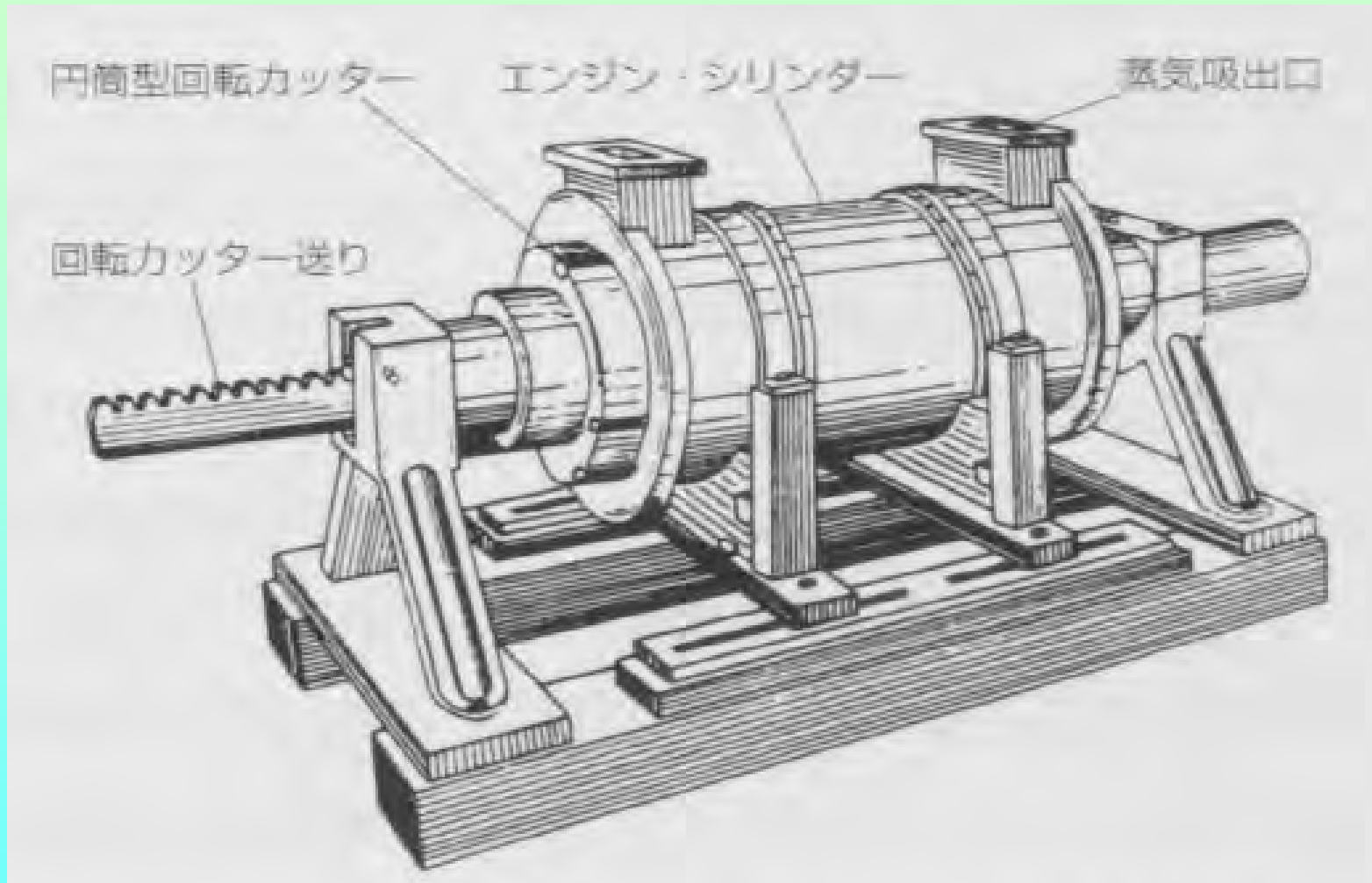
William Murdock
(1754--1839)
Wattの片腕。
ガス灯の発明者(1807)

● その他の深刻な問題 (弟分のMurdockが強力に支援)

* 据付指導員の不足
(組立て・調整)

* 試運転指導員の不足
(運転調整・運転員指導)

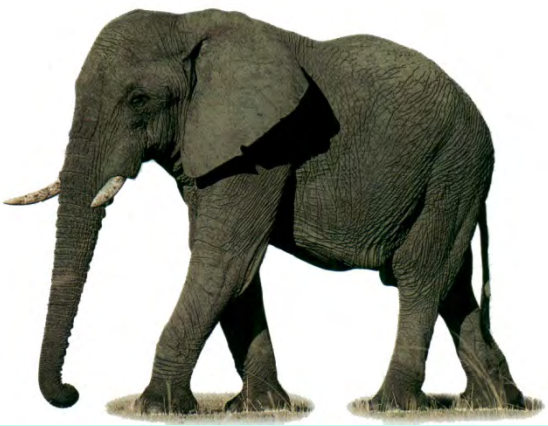
ウィルキンソンの中ぐり盤 (1774)



John Wilkinson (1728 – 1808)

[出典] 蒸気機関車誕生物語、水島とほる、GP出版、p.58

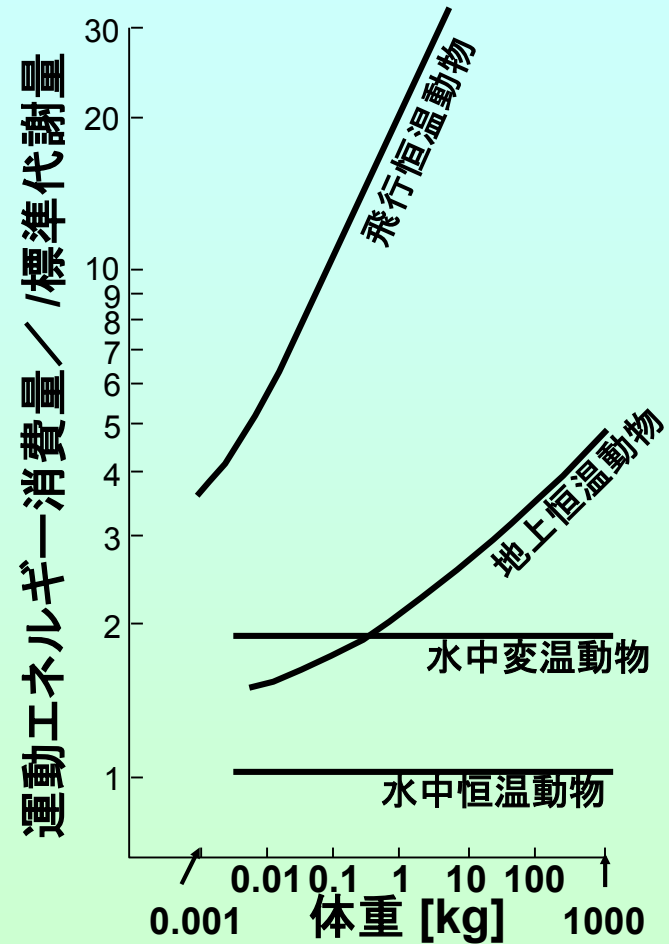
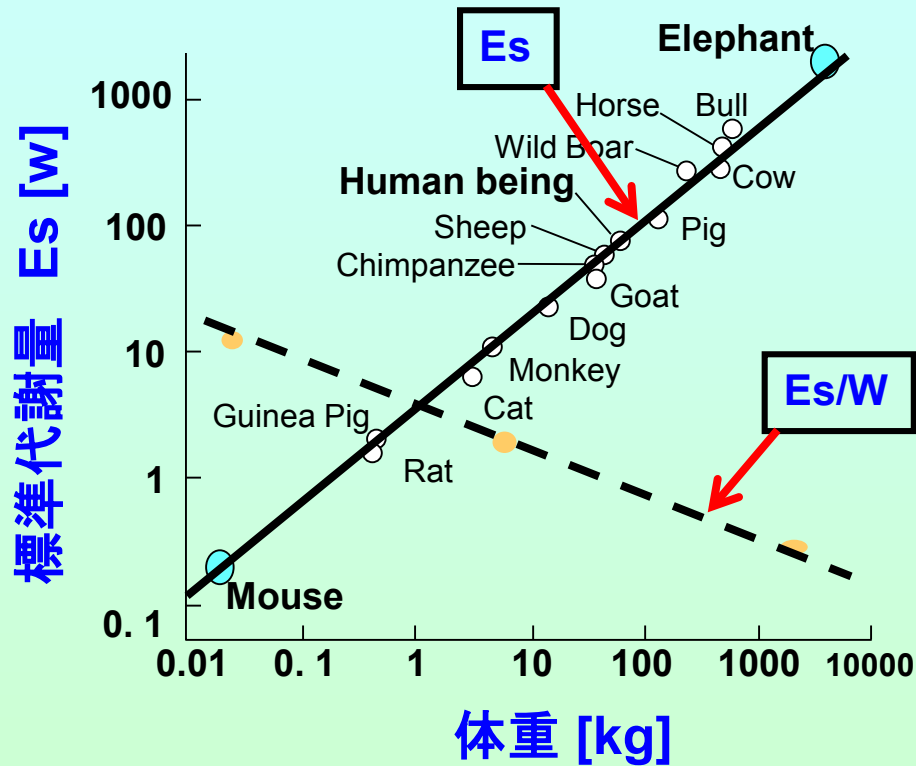
最大と最小の哺乳類

最小	最大	
	陸生	海生
Kitti's Hog-nosed Bat	アフリカ象	白ナガス鯨
 The smallest mammal discovered in Thailand in 1973. Hard to maintain their body temperatures, and restricted in activity. Fly only at night.	 Leg size limits to sustain the weight.	 No need to support its weight. Cooling by water provides good heat transfer.
体長 : 3 cm 体重 : 2 g	体長 : 4 m (高さ) 体重 : 6 ton	体長 : 24 m 体重 : 100 ton

Source : ANIMAL ENCYCLOPEDIA, 2001, p240-241

体重と標準代謝量の関係

$$Es = 4.1 W^{0.751}$$



$$\text{エネルギー消費量} \propto [\text{体重}]^{0.75}$$

$$\text{エネルギー消費量} / \text{体重} \propto 1 / W^{0.25}$$

発電効率向上のための絶え間ない努力

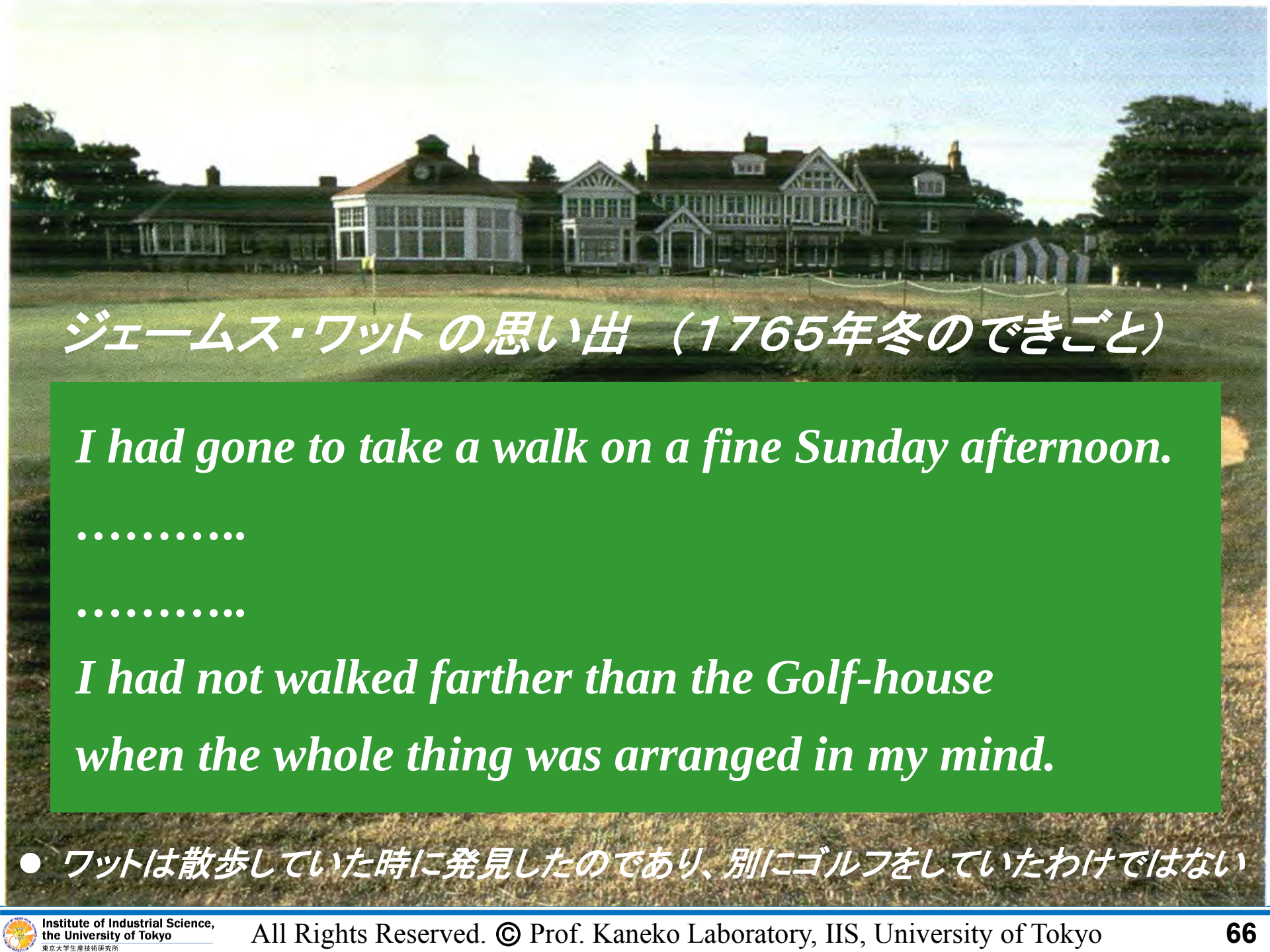
--- ジェームス・ワットの経験に学べ

- 1. 原因究明と洞察
- 2. 実験・計測による確認
- 3. 入念な設計
- 4. 製作
- 5. 据付および試運転指導
- 6. 保証と使用料
(馬力の定義; ユーザ利得の1/3をリベートに)

例: 従来に較べ効率4倍

4tonの石炭使用→1+3; 3→1+2

ユーザ=1+1 ; ワット=1



ジェームス・ワットの思い出 (1765年冬のできごと)

I had gone to take a walk on a fine Sunday afternoon.

.....

.....

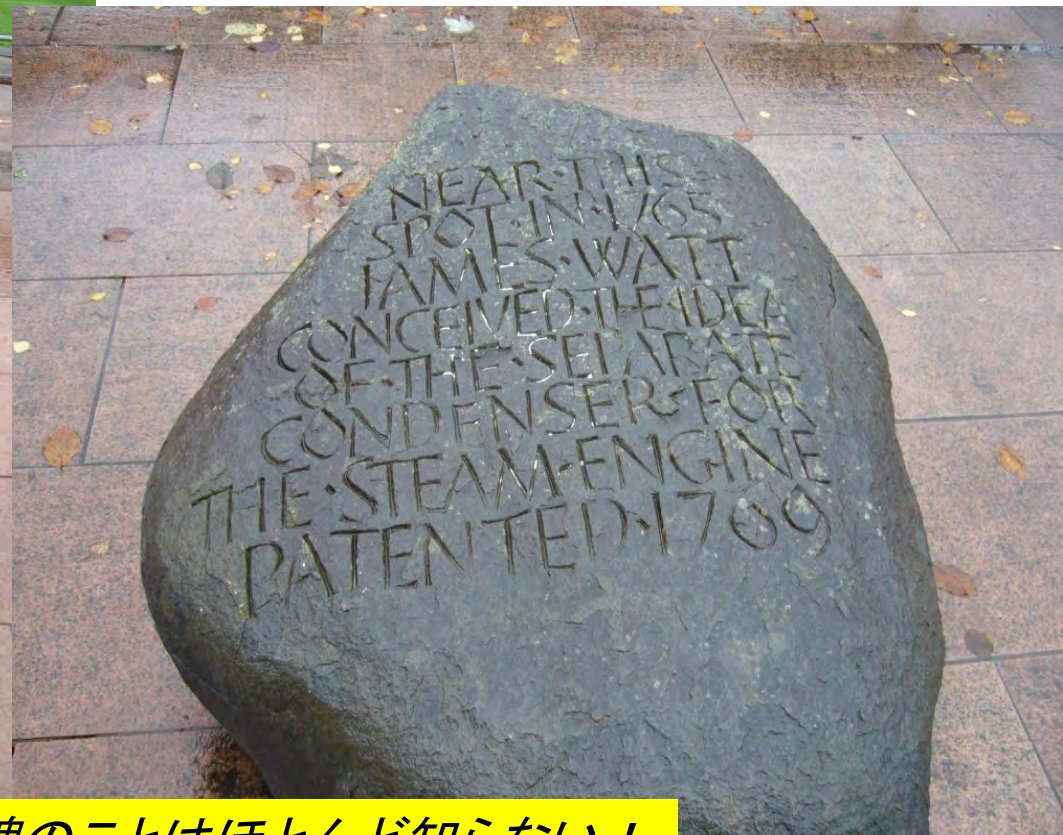
*I had not walked farther than the Golf-house
when the whole thing was arranged in my mind.*

- ワットは散歩していた時に発見したのであり、別にゴルフをしていたわけではない

Glasgow Greenの記念碑

- ・1765 別置型コンデンサーの考案
- ・1769 Patent取得

- 現在Glasgow Green にワットの発見
を記念する石碑がある



地元の人もこの記念碑のことはほとんど知らない！

小さいもののほど相対強度が強い (重力下の世界)



模型(1/1250)



実物

(鵜戸口英善教授の講義より)

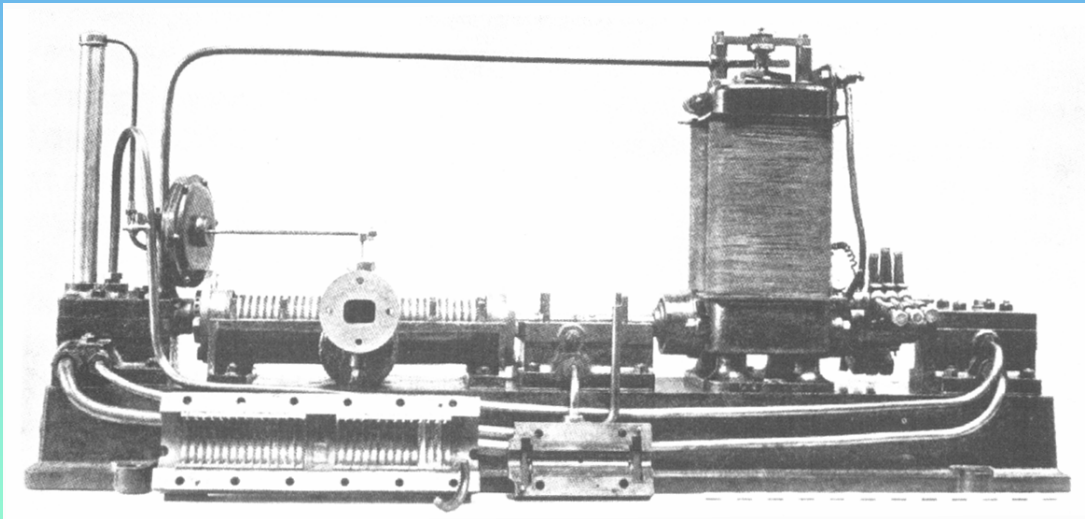


パーソンズの功績

1. 軸流多段蒸気タービンの発明
 - コンパクトな高速回転機械
2. タービン翼の独立製造と組み立て方式を考案
3. 蒸気の圧力と温度を上げることでどんどん改良されることを示唆

パーソンズの蒸気タービン

- 1884年の特許：軸流多段蒸気タービン
- 1896年の特許：棒鋼より翼を大量生産しロータに掘った溝に植込む



2極発電機付パーソンズ蒸気タービン

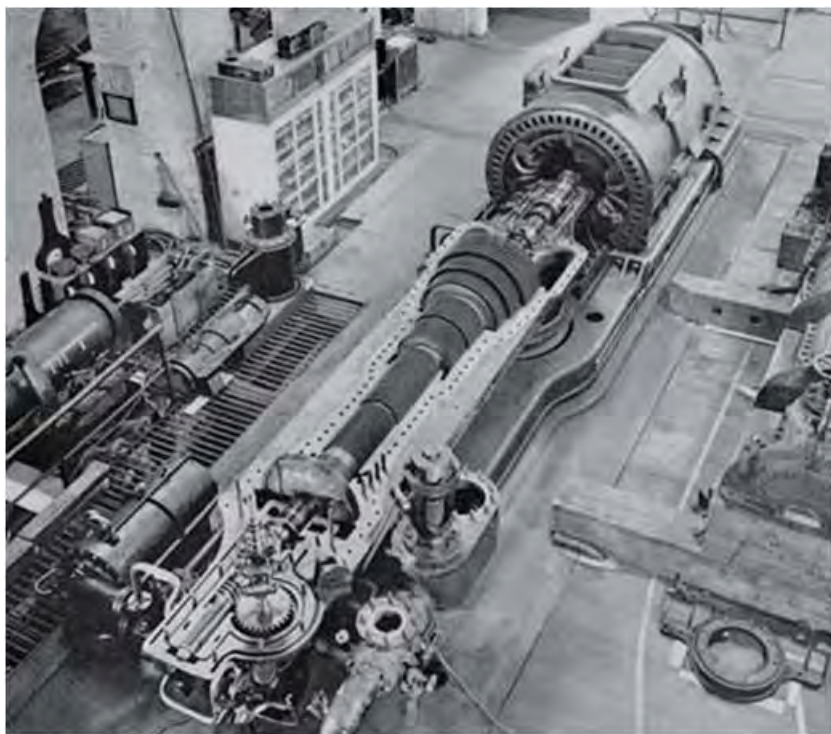


Charles A. Parsons

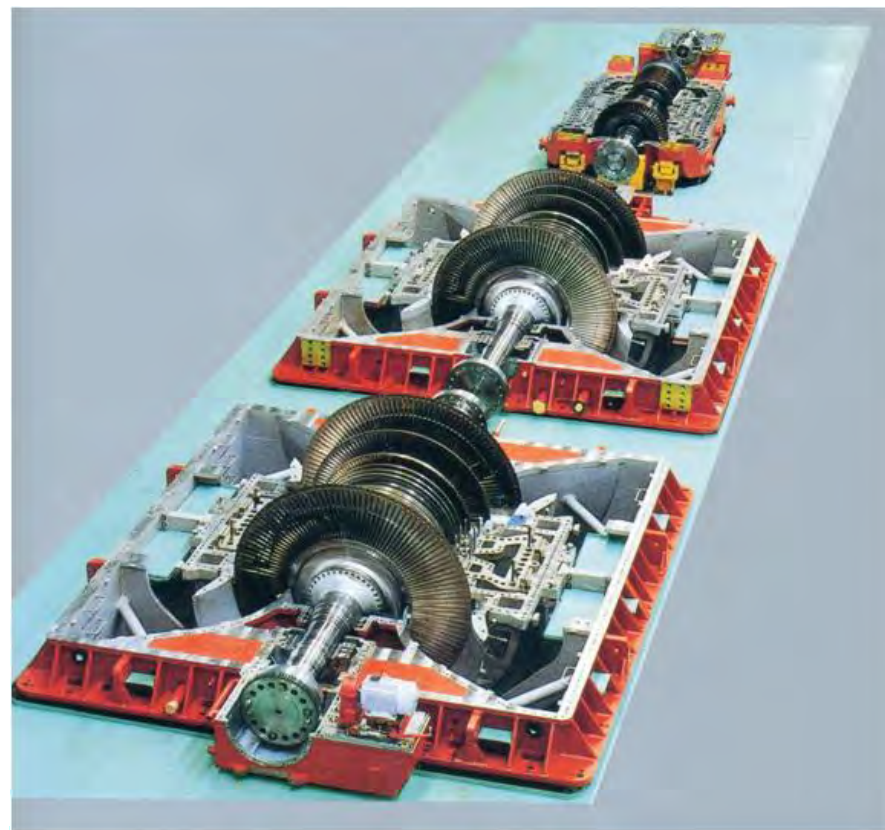
Cited from : H.W. Dickinson, “ A Short History of Steam Engine “

第1世代：蒸気タービンの時代

- ボイラで蒸気を発生し、蒸気タービンを回す。終戦後、最新技術を米国から技術導入。
- 約100年以上にわたり火力発電を支えたが、蒸気温度が600°Cを超えるUSCとなり、ほぼ技術的限界。またすでに中国はUSCの量産体制に入っており、国際競争力喪失は時間の問題



最初の発電用蒸気タービン: 500KW
(1905年)

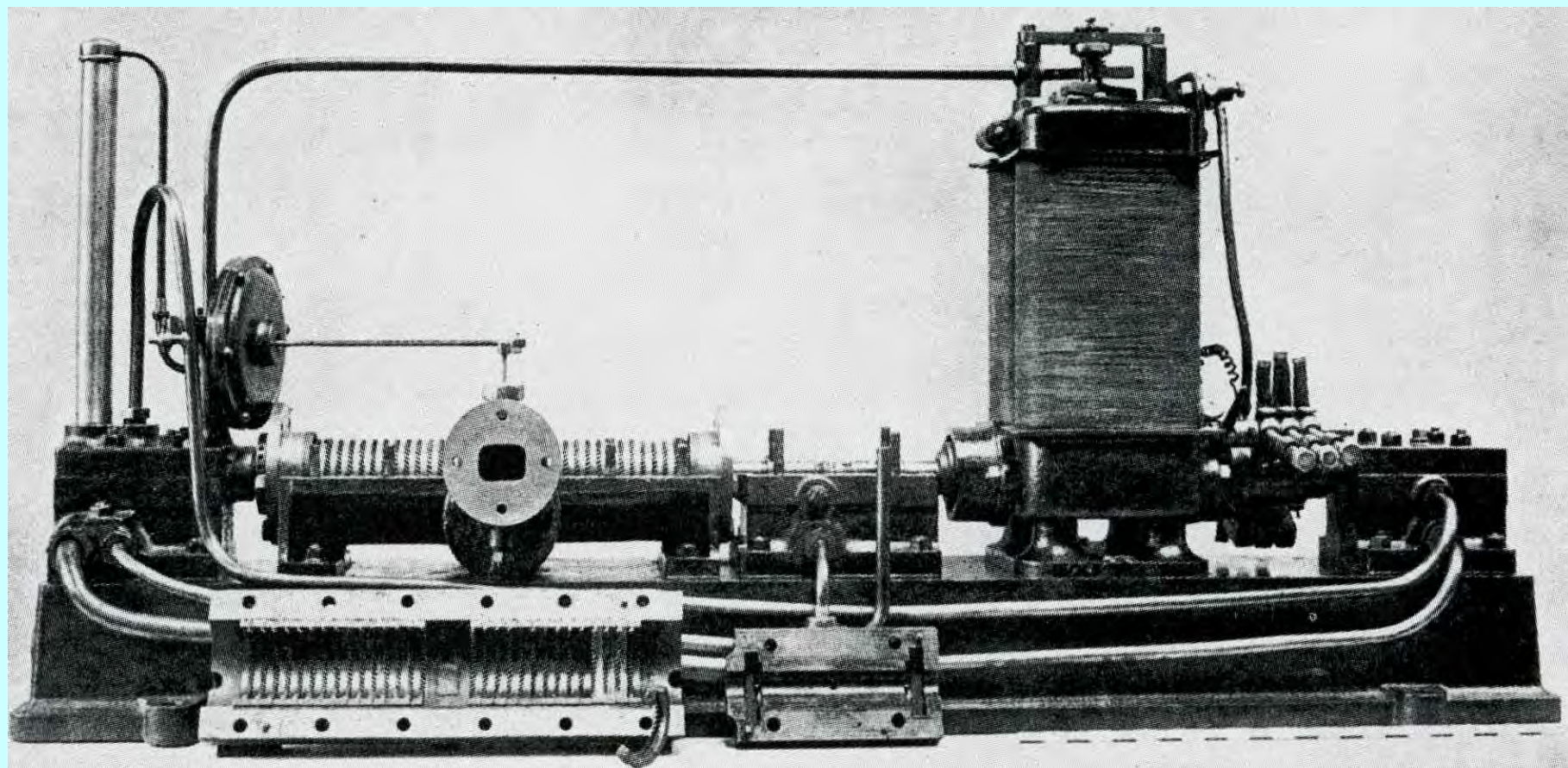


最近の発電用蒸気タービン: 700,000KW
(1995年)

パーソンスの考案と発明

1. $P_i/P_o \simeq 1$ (1段落当たりの出入り口圧力比を小さく)
 - 圧縮性流体も非圧縮性流体のように挙動するはず
 - 大流量・高流速必要
 - 軸流・多段
2. 静翼・動翼ともに膨張→反動段
 - 対称配置によるスラストバランス
3. 高速回転による大出力
4. 組み立て方式(翼溝埋め込み方式)による製作の合理化

パーソンズの最初の蒸気タービンと発電機 (1884年)



Parsonsの独立ブレードと間隔片 (1894年特許)

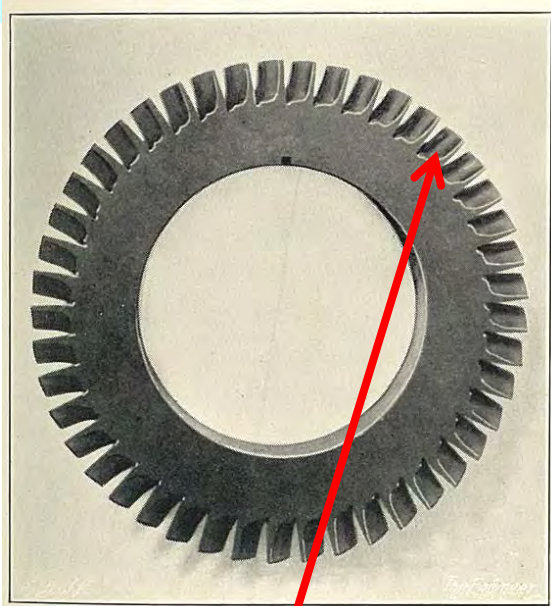
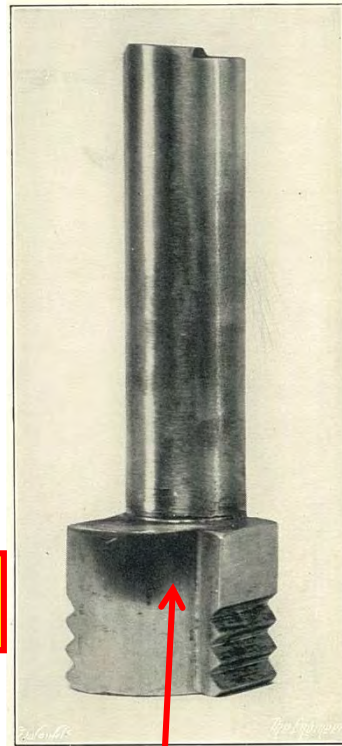
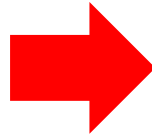


FIG. 2—RING OF ROTOR BLADING—1884

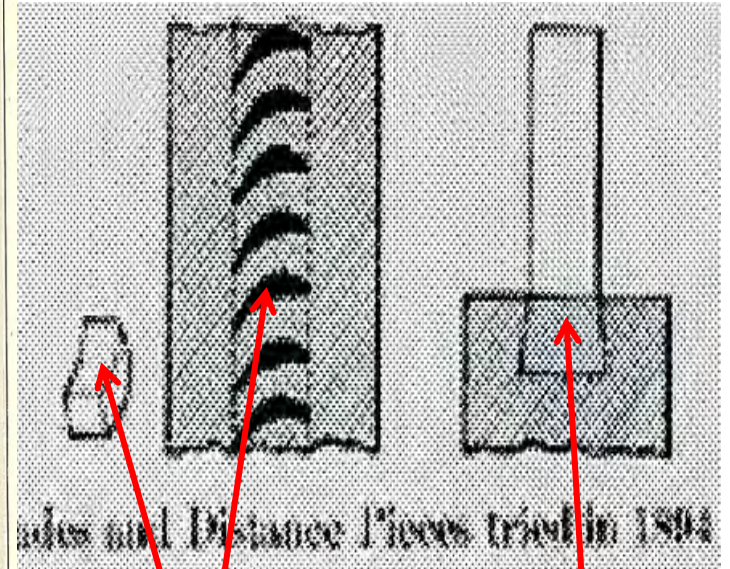
DISCからの一体削り出し

Disc一体型だと一か所でも
削り損なうと全体がダメになる



単独ブレード

棒鋼からブレードをつくり
これをDiscの溝に埋め込む



間隔片

翼溝

タービンロータへの翼の植え込み

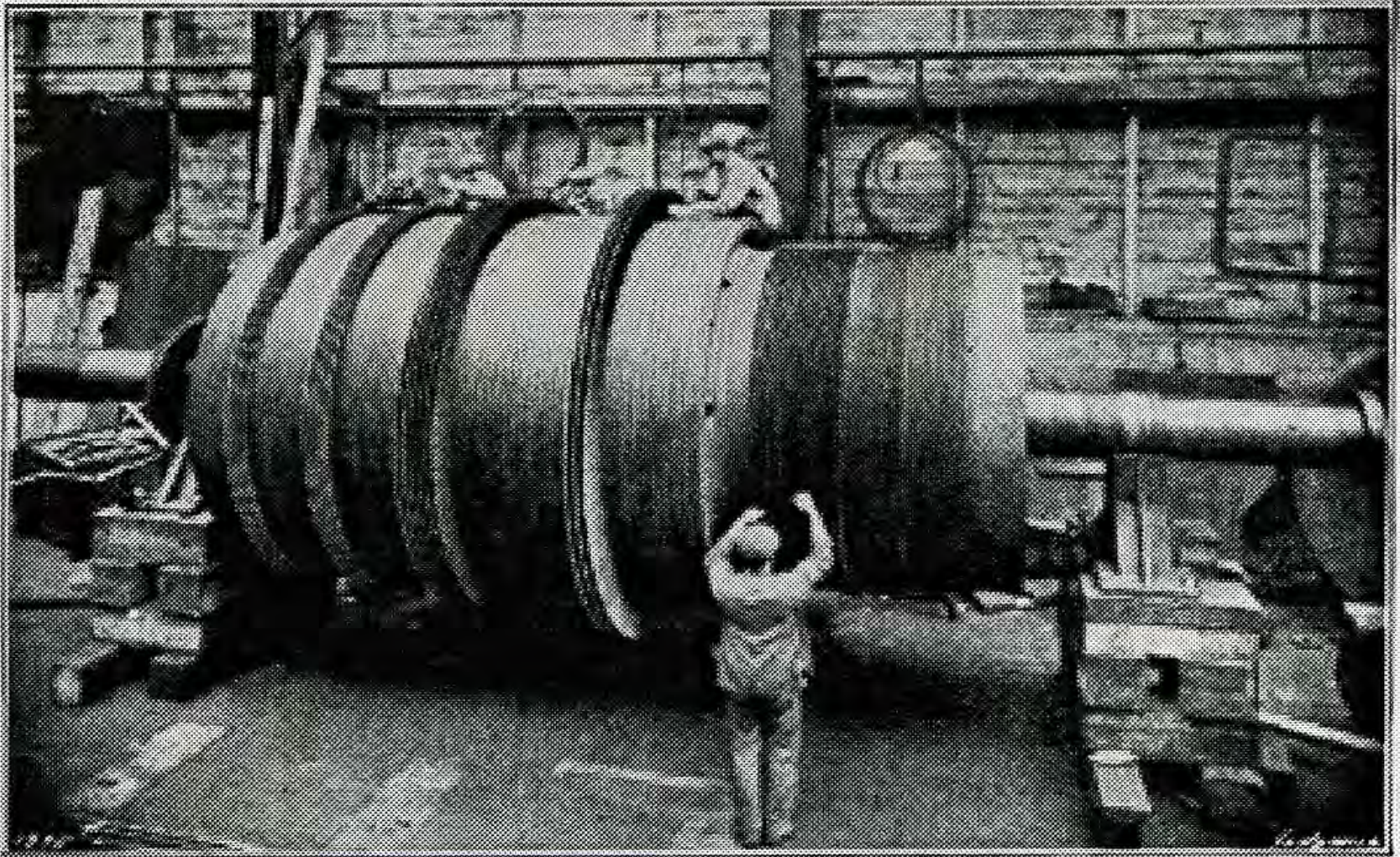
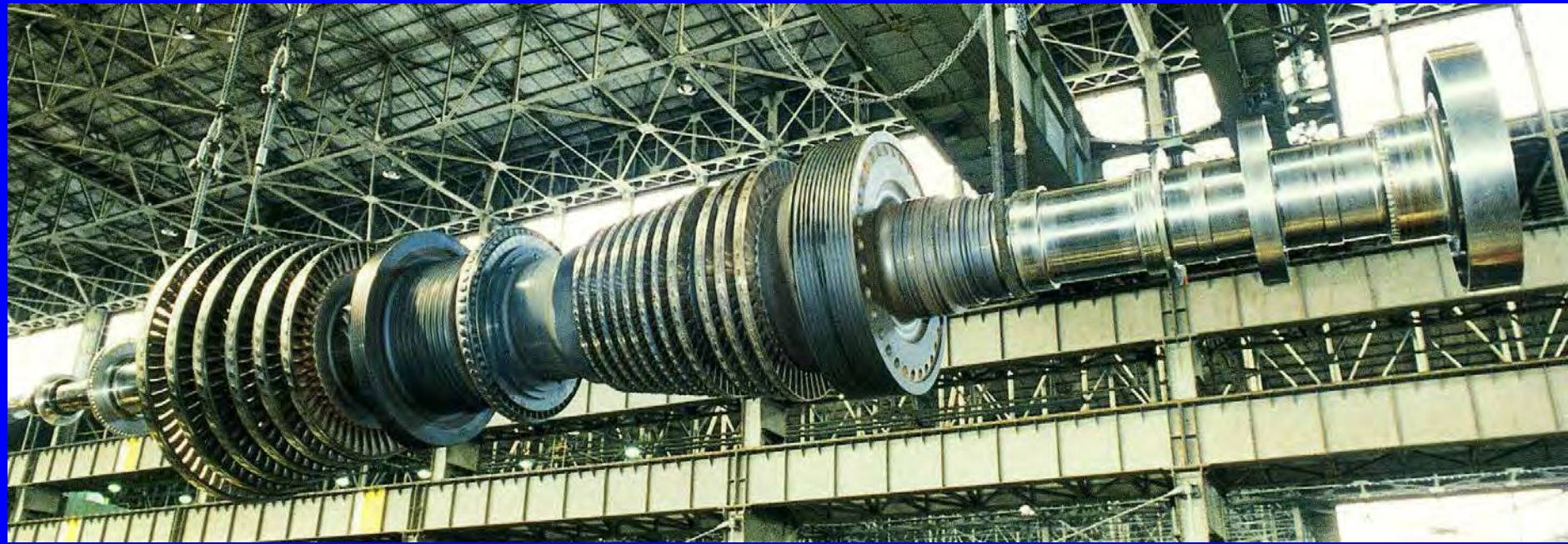


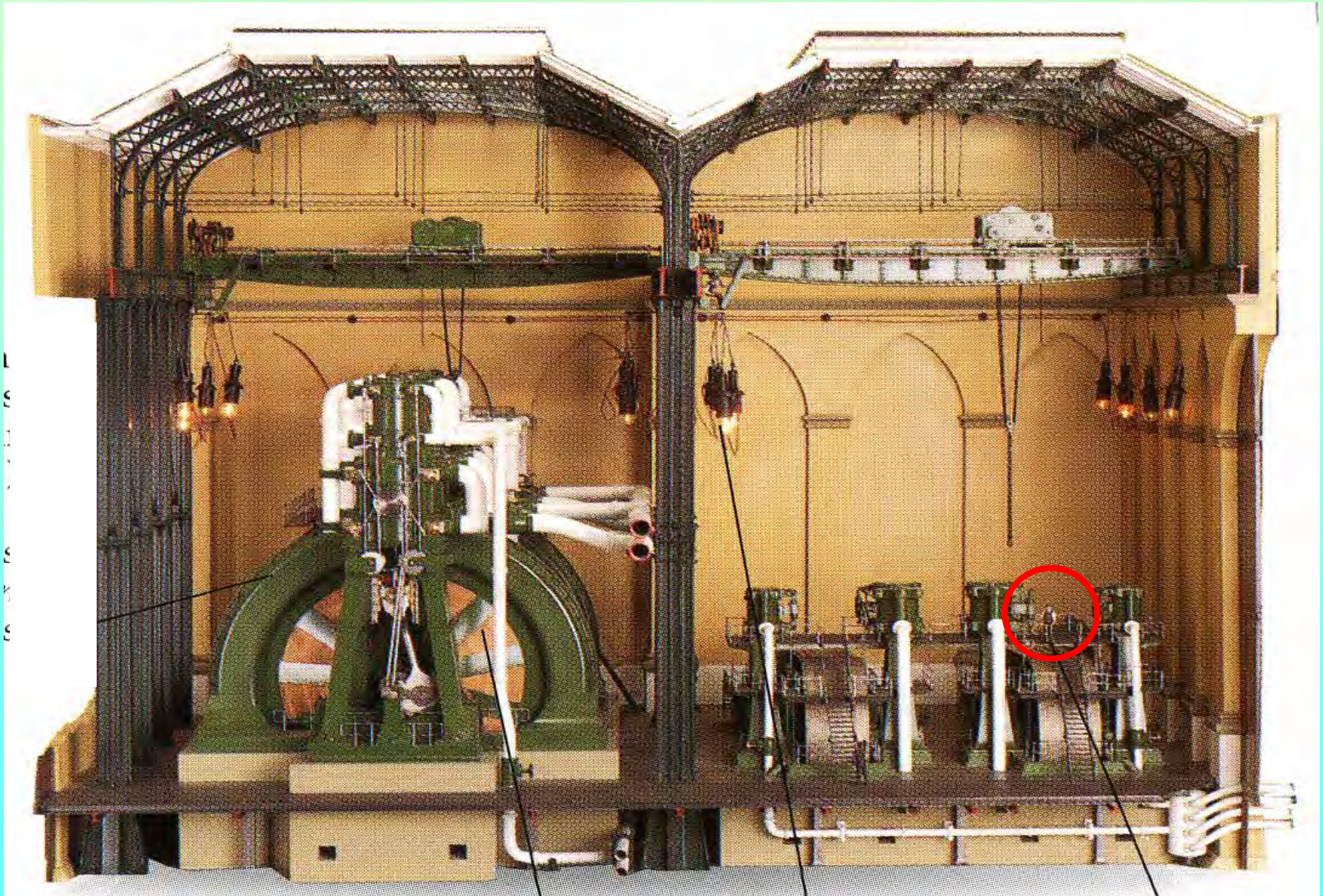
Fig. 21. Blading a Rotor at the Turbinia Works.

➤ 最新鋭の蒸気タービンも基本構造は変わらない！



往復動蒸気機関発電所

Deptford Power Station
London, 1889

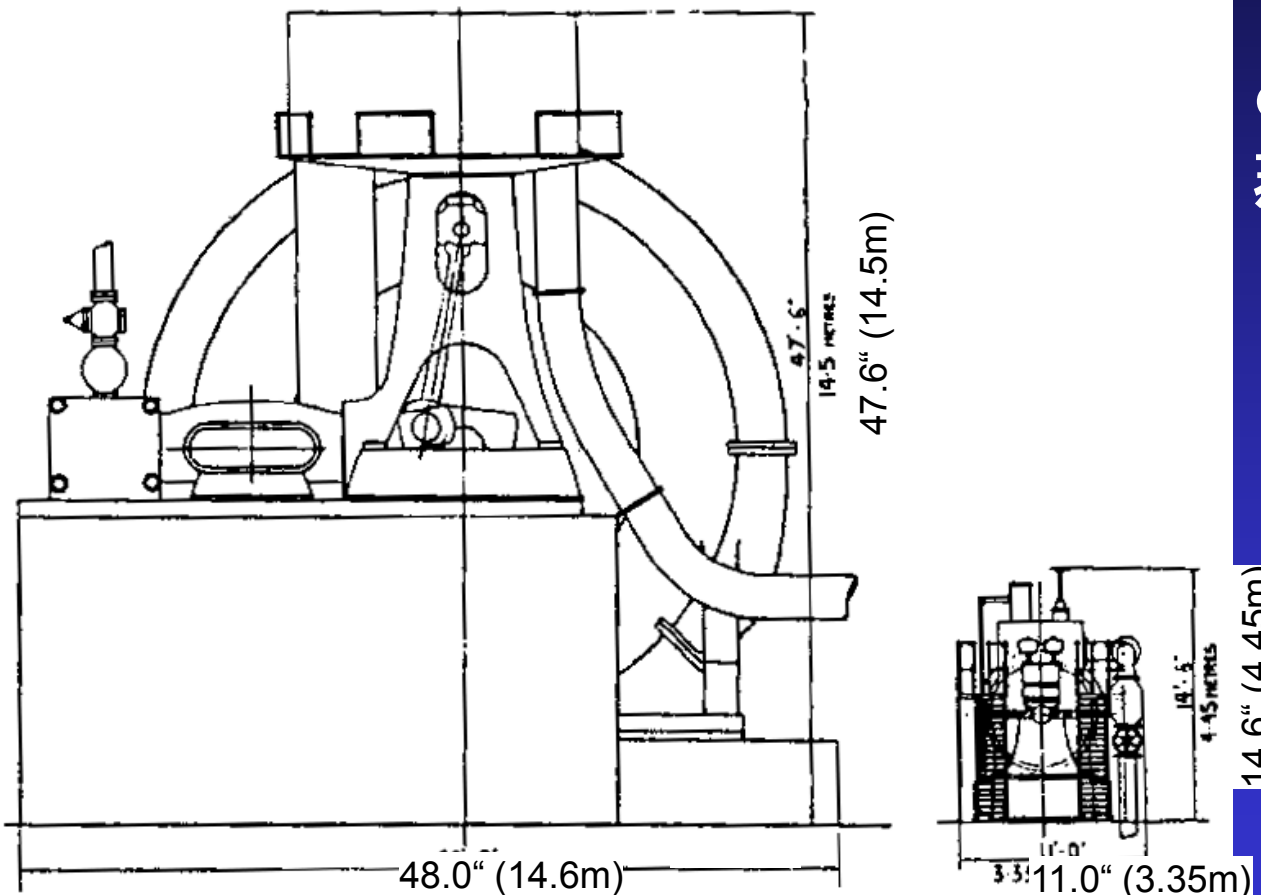


所要容積の比較

蒸気機関と蒸気タービン

Greenwich Power Station - London (1906)

ユニット出力 : 4500 kw



蒸気機関

蒸気タービン

● 寸法的に圧倒的に
蒸気タービンが有利！

面積: 1/20

容積: 1/60

英国の実証主義： 外車船とスクリー船の競走

“Rattler”と“Alecto”、1845年4月3日



“Rattler”

(共に約800トン、200馬力)

“Alecto”

- 英海軍の同じ大きさの船体、蒸気機関の2隻で外輪船とスクリー船のどちらが勝つかを実際にテスト。→ 結果はスクリー船の圧勝！

性能の比較

蒸気機関と蒸気タービン

Neptune Bank Power Station (1904)

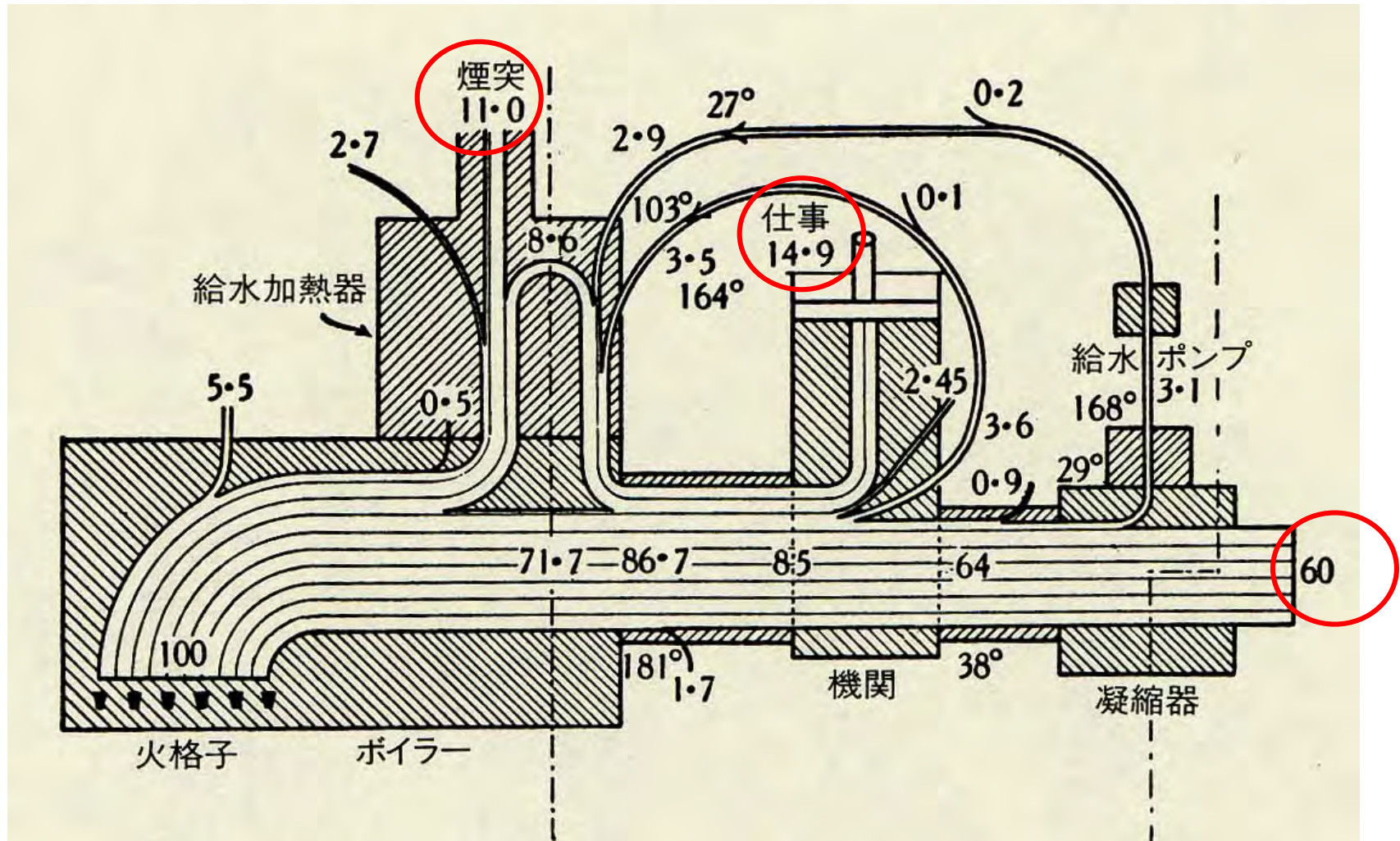
蒸気タービンの方が蒸気機関より **30%** 以上効率が良い！

	Test No.	回転数 [r.p.m]	負荷 [kW]	止め弁前蒸気条件		真空度 [in]	熱消費率 [lb/kWh]
				圧力 [lb/in ²]	温度 [°F]		
蒸気機関	1	100.8	789	203	482	23	24.22
	2	87.9	589	204	476	24.25	23.48
	3	74.5	316	201	457	25.6	23.42
	4	52.5	96.5	204	425	24.5	30.93
蒸気タービン	1	1183	1478	203	453	25.9	18.67
	2	1110	1092	204	448	26.7	19.65
	3	903	600	203	440	26.8	24.01
	4	649	196	212	436	27.7	35.01
	5	1210	1822	203	480	25.5	17.80

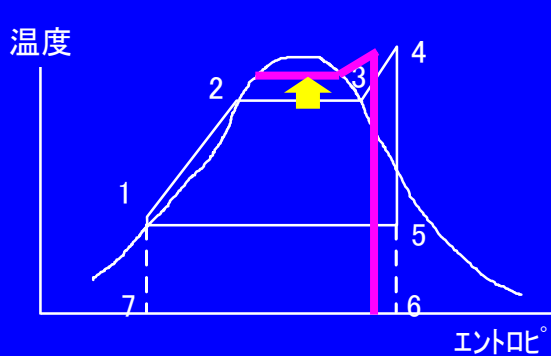
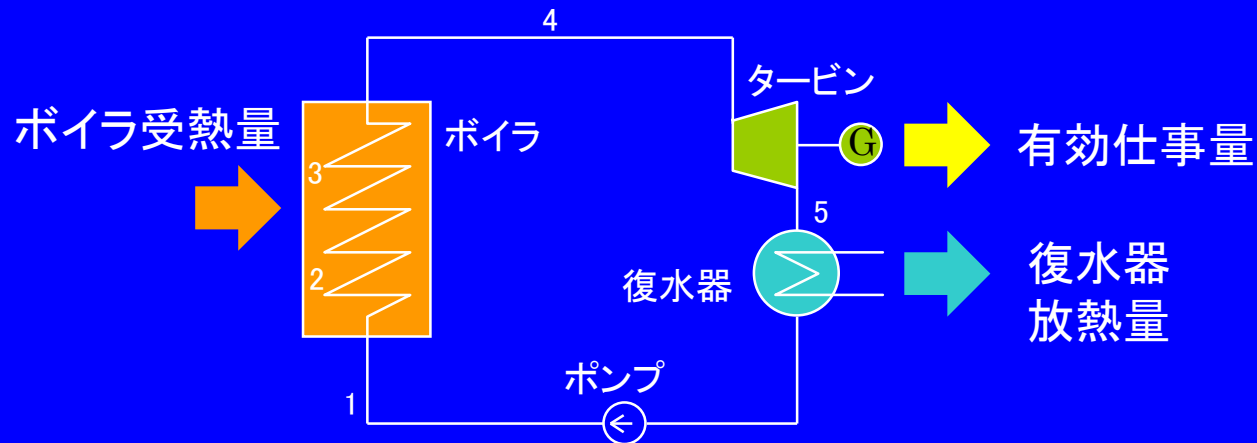
14.7%

11.2%

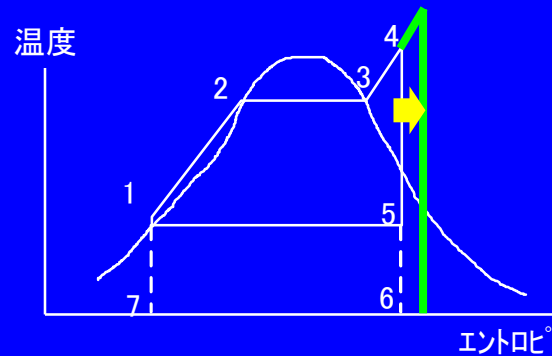
凝縮式蒸気機関の内部熱エネルギーの流れ (W.E.ダルビー教授)



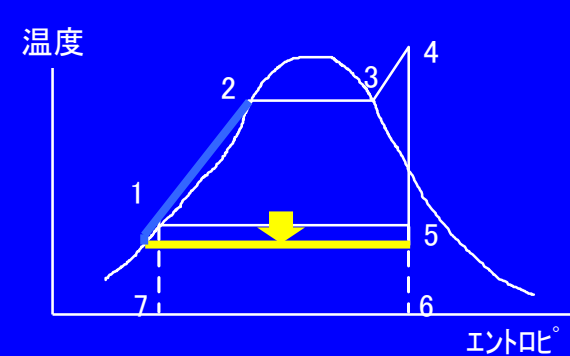
蒸気タービンサイクルの高効率化



蒸気圧力を上げる



蒸気温度を上げる



復水器真空度を上げる

Parsonsタービンの性能変遷

TABLE I. *Performance of Parsons' Turbo-Generators at Different Epochs.*

熱効率(%)

真空度

蒸気過熱度

蒸気圧力(at)

Date	Power	Steam per kw. hour	Vacuum (Bar. 30")	Superheat	Steam pressure per sq. inch
	kw.	lb.	in.	Deg. F.	lb.
1885	4	200 1.3	0*	0*	60 4.2
1888	75	55 5.0	0*	0*	100 7.0
1892	100	27.00 10.1	27	50	100
1900	1250	19.22 15.1	28.4	125	130 9.1
1902	3000	14.74 18.6	27	235	138
1907-					
1910	5000	13.2 20.8	28.8	120	200 14.1

* These were non-condensing turbines using saturated steam.

*The Rede Lecture in 1911
on the “The Steam Turbine”
by Sir Charles A. Parsons, K.C.B.*

[1911年の“蒸気タービン”についてのパーソンスの講義]

“In conclusion, I would venture to predict that the use of the land and marine turbine will steadily increase, and that the improvements that are being made to still further increase its economy will for a long time enable the turbine to maintain its present leading position as a prime mover.”

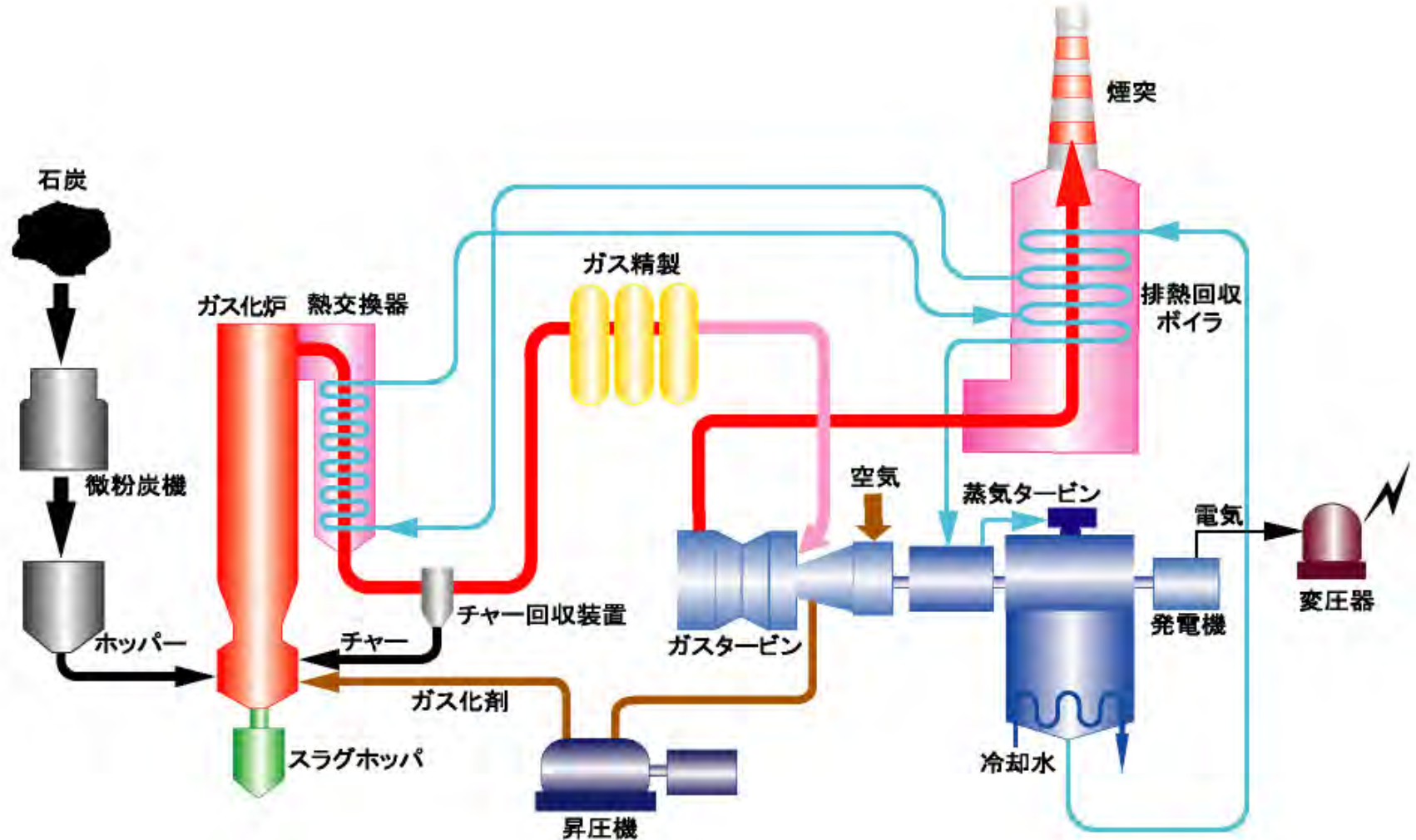
“結論として、あえていわせてもらおうと、陸用及び船用の蒸気タービンの使用は着実に増加し、経済性をさらに改善する改良によって現在の原動機のトップの位置を長らく維持するであろう”

[3] 石炭ガス化



1. 石炭ガス化は石炭の有効利用の上で極めて重要な技術である。**IGCC**による高効率発電のほか、ガス燃料・液体燃料・化学原料の製造など数々の利用が考えられる。
2. 石炭ガス化は多くの技術的困難を乗り越えて実現されて来た。特に**IGCC**はガス化とガスタービンの組み合わせという極めて高度な技術が要求される。
3. 現在、日本の**IGCC**技術は高効率・信頼性・価格のすべての点で世界で抜きんでている。この有意差を生かして、地球温暖化防止、開発途上国での高効率石炭火力の建設などに貢献すべきである。

ダブル複合発電（石炭 — IGCC）



プラント効率(送電端) : 46 – 48 % (HHV) !

世界のガス化炉の歴史

[石炭ガス化形式]

- 石炭燃焼の3形態に応じたガス化方式がある
- 現在の商業用ガス化炉は殆どが噴流床方式である

固定床

——→

流動床

——→

噴流床

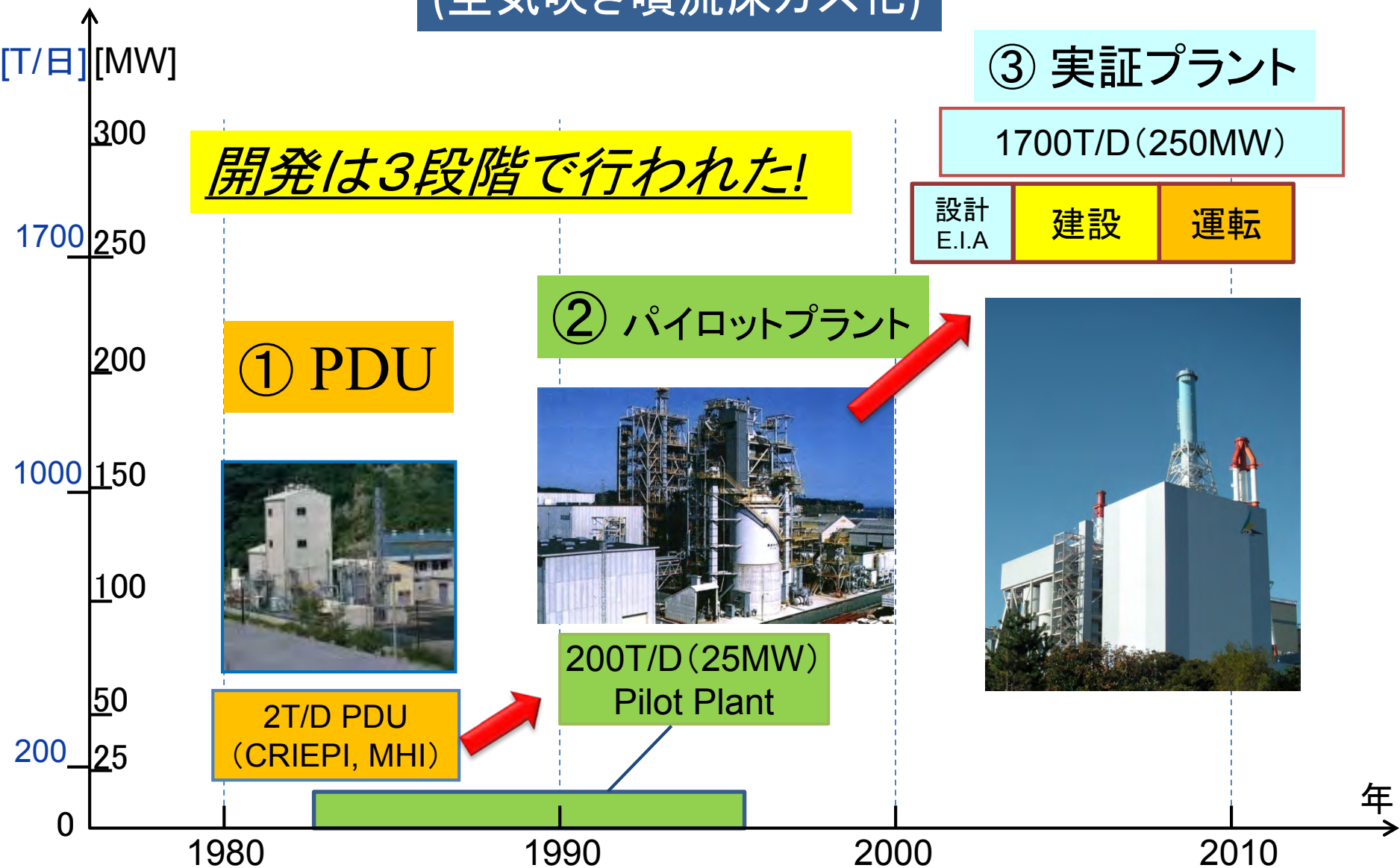
(ルルギ炉; 1934年～) (ウインクラー炉; 1926年～) (1952年～)
- 噴流床ガス化は石炭を微粉にし、高温でガス化反応させる方式であるが、高温を得るのに酸素でガス化するのが普通である。しかし酸素の製造のため所内動力の10～20%を消費するのでIGCCの場合、送電端効率の低さが問題であった。→日本独自の空気吹き噴流床ガス化炉の開発

石炭ガス化炉の分類(流動方式による)

項目	固定床 (移動床)	流 動 床	噴 流 床
概 念 図			
ガス化剤	酸素・水蒸気又は空気	空気 (酸素・水蒸気)	酸素・水蒸気又は空気
ガス化温度	400~900(~1,800)℃	700~1,100℃	1,600~1,800℃
生成ガス	2,500~4,000 kcal/m ³ N	1,000~1,200 kcal/m ³ N	酸素吹き: 2,500 kcal/m ³ N 空気吹き: 1,100 kcal/m ³ N
石炭粒径	5~30mm	1~5mm	0.1mm 以下
灰の排出形態	灰又はスラグ	灰	溶融スラグ
最適炭種	・ 高灰融点/低燃料比炭	・ 高灰融点炭向き ・ 高灰分炭向き	・ 幅広い炭種に適用可能
スケールアップ則	容量 $\propto D^{\alpha}$	容量 $\propto D^2$	容量 $\propto D^3$

石炭ガス化複合発電(IGCC)国家プロジェクトの歴史

(空気吹き噴流床ガス化)

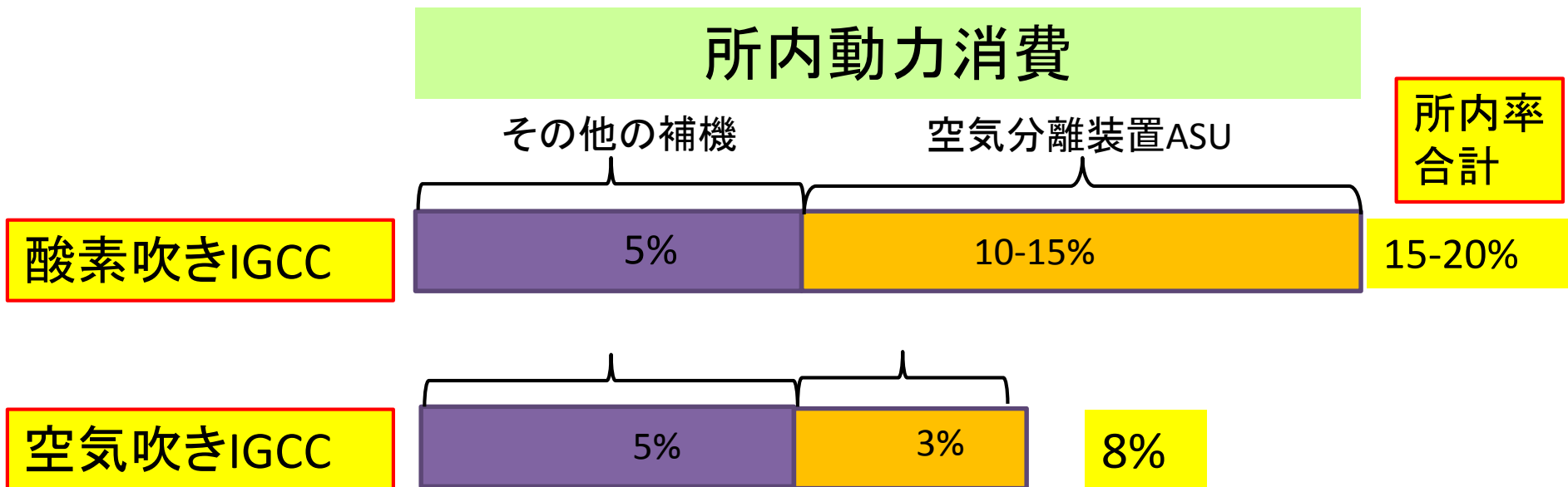


◆ 日本の発電用IGCC開発の狙い

1. 資源の乏しい日本は燃料を海外から輸入する必要がある。従って石炭利用のIGCCも**世界で最高の効率と、天然ガス並みのクリーンさ**が必要である。
2. 最も効率が高く、かつクリーンな発電技術として噴流床石炭ガス化複合発電IGCCを採用した。
3. 最大の特徴は**世界最高の発電効率(送電端)**を目指して、“**空気吹き・乾式給炭**”という難易度の高い方式を採用したことである。

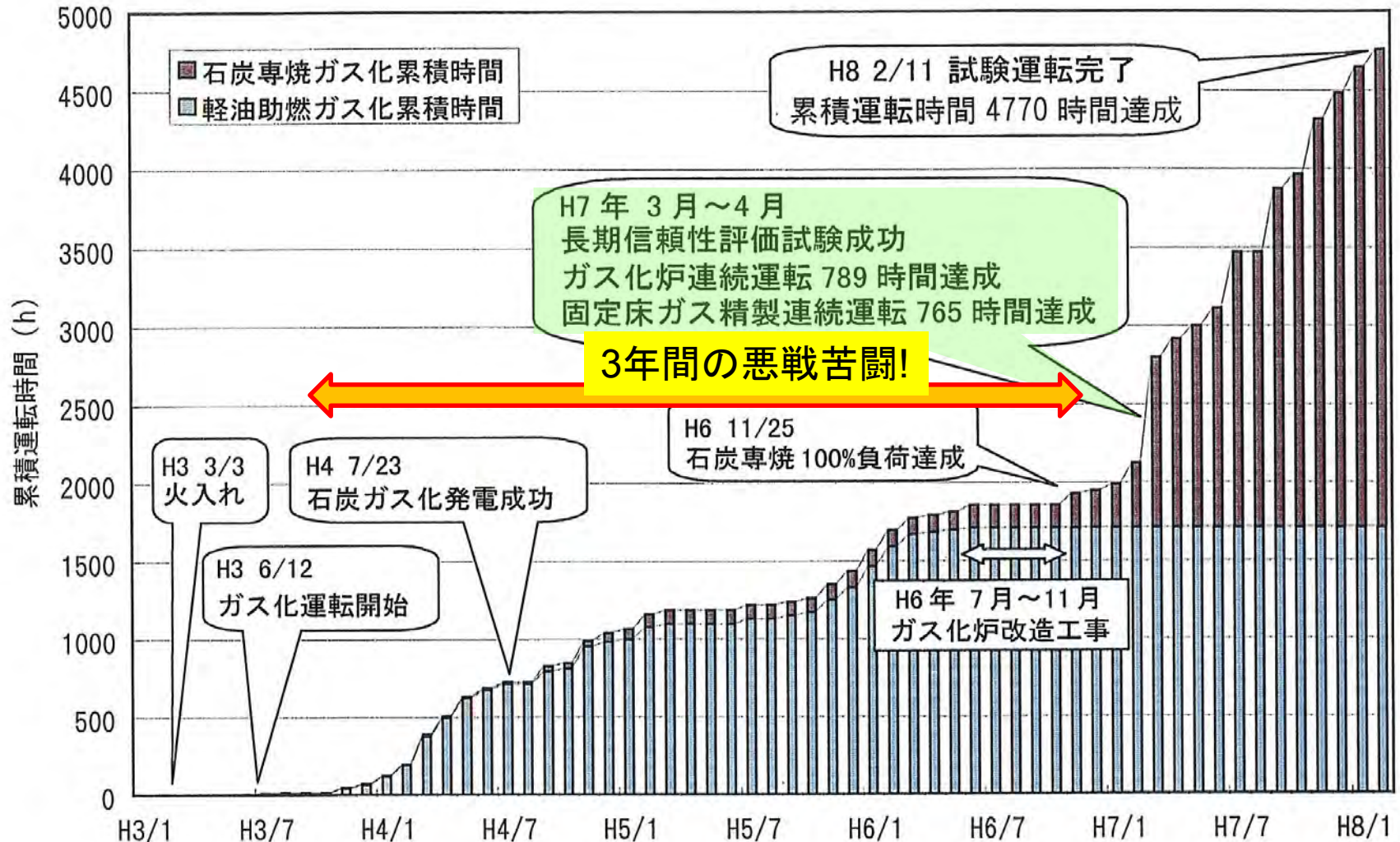
● 高効率実現のためのIGCC方式

1. 酸素吹きIGCC では酸素の製造のために巨大な空気分離装置 ASU(Air Separation Unitが必要). この動力は発電電力の10-15%に達する。ほかの補機動力(約5%)と合計すると所内動力は **15-20%に達する。**
2. 空気吹きIGCCは酸素の製造が不要で石炭搬送のための小さなASUで良い。所内動力 = 5%(補機動力) + ASU(3%) = **8%と約半分である。**



200T/日パイロットプラント運転実績

1. 運転実績



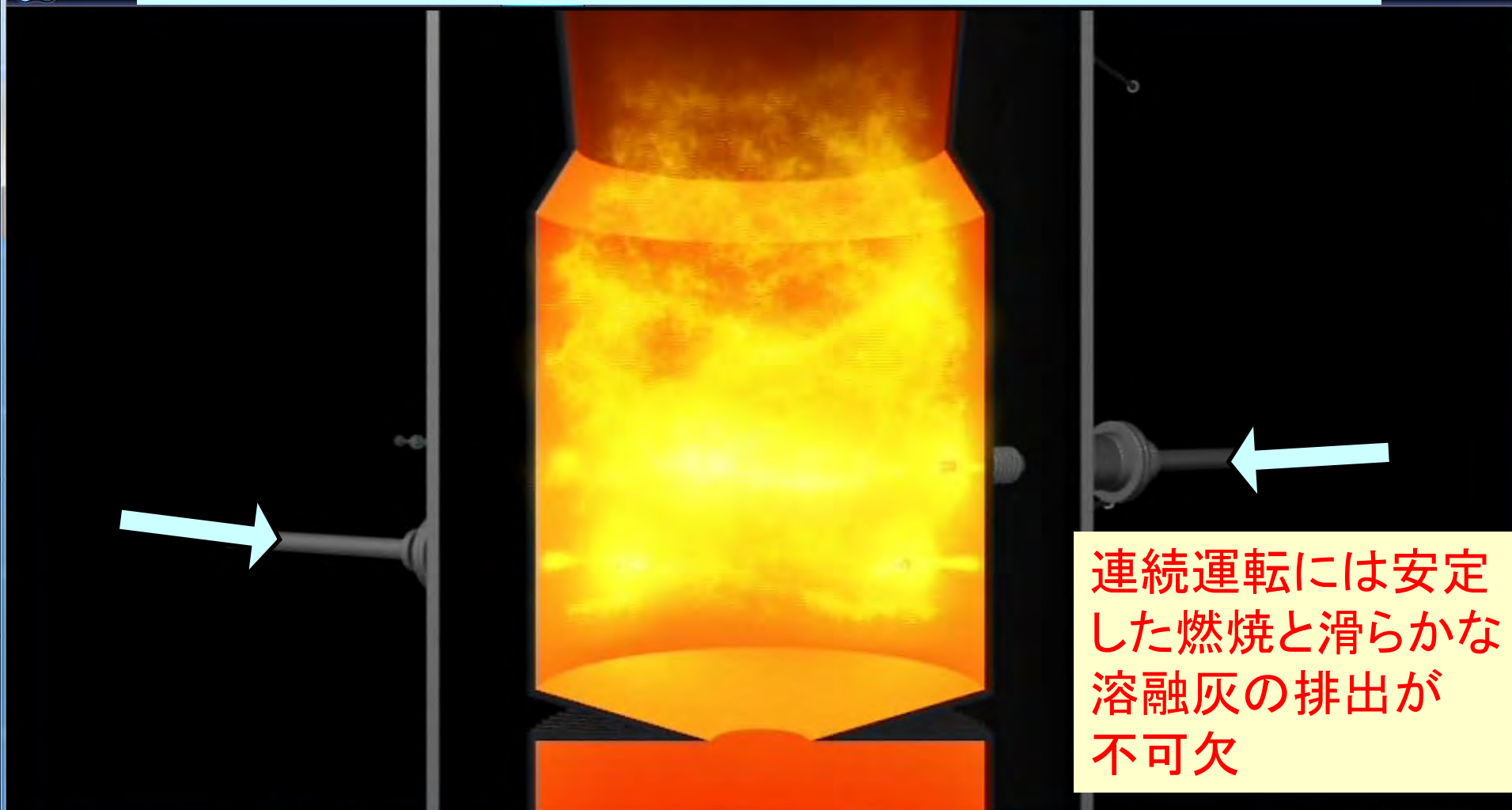
1991年

当初計画より4年遅れ!

1996年

コンバスタ内燃焼状況模式図

Windows Media Player



連続運転には安定した燃焼と滑らかな溶融灰の排出が不可欠

熔融スラグの滑らかな排出

Flow of Molten Slag

熔融スラグの粘度を下げ
排出を滑らかにする

- 燃焼温度を上げる
- 石炭に熔融点の低い
ものを使用する

!



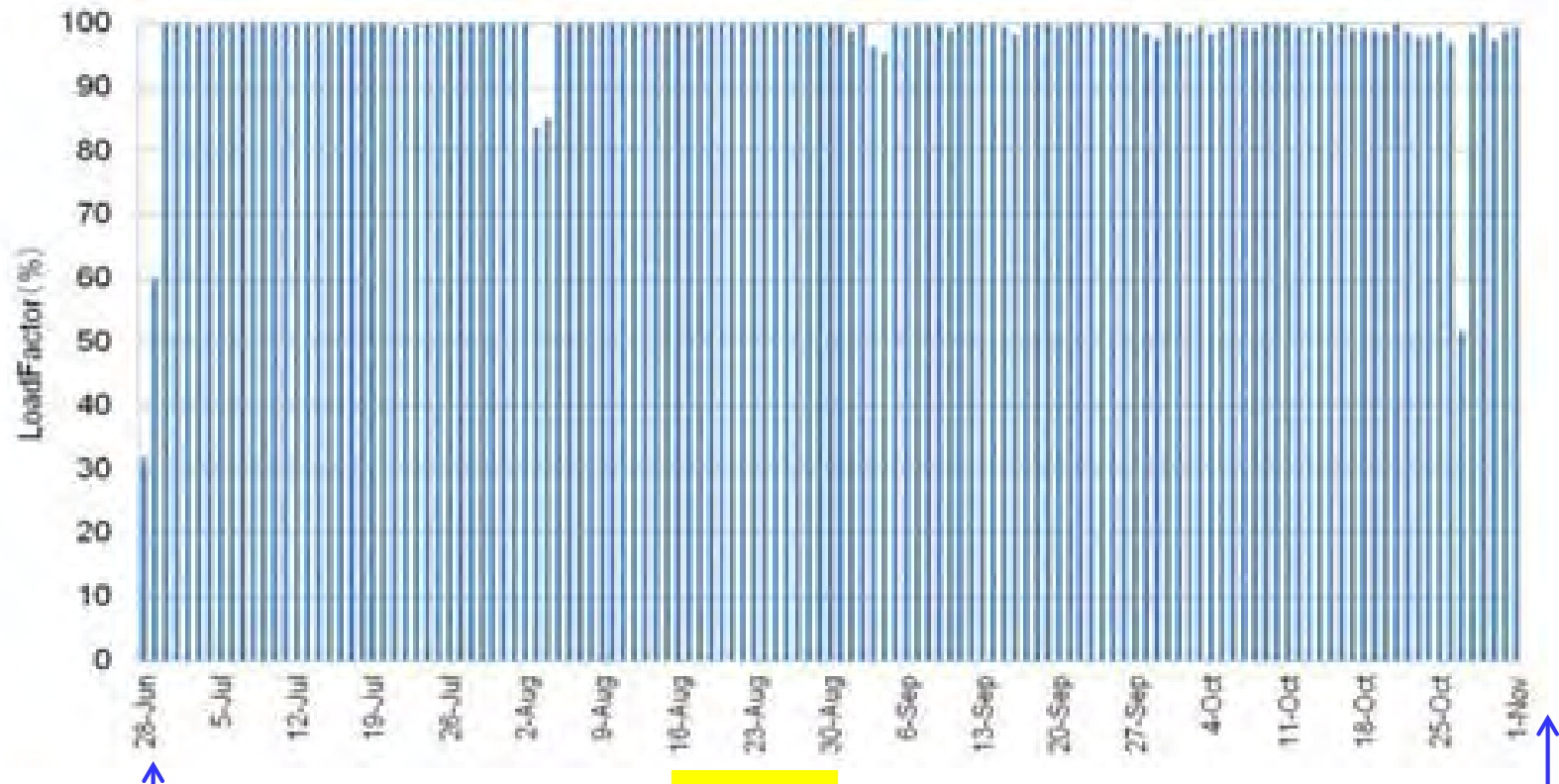
● 旧IGCC実証機250MW →現在、勿来 10号機 IGCC

- 
- ガス化炉:1700 Ton/日、NO_x、SO_x、ばいじんが一桁の数値
 - 2000時間連続運転達成(2008年)
 - 5000 時間耐久運転達成(2010年)
 - 2011.3.11の大震災後、4か月で復旧、8月11日以降3カ月連続運転(2238時間以上)
 - 2013.6.28に勿来10号機として商用運転を開始後、12月8日現在で3917時間の連続運転世界記録を達成した。
- 5か月以上ノンストップ
連続運転を達成

勿来10号機3917時間の連続運転世界記録を達成!

負荷(%)

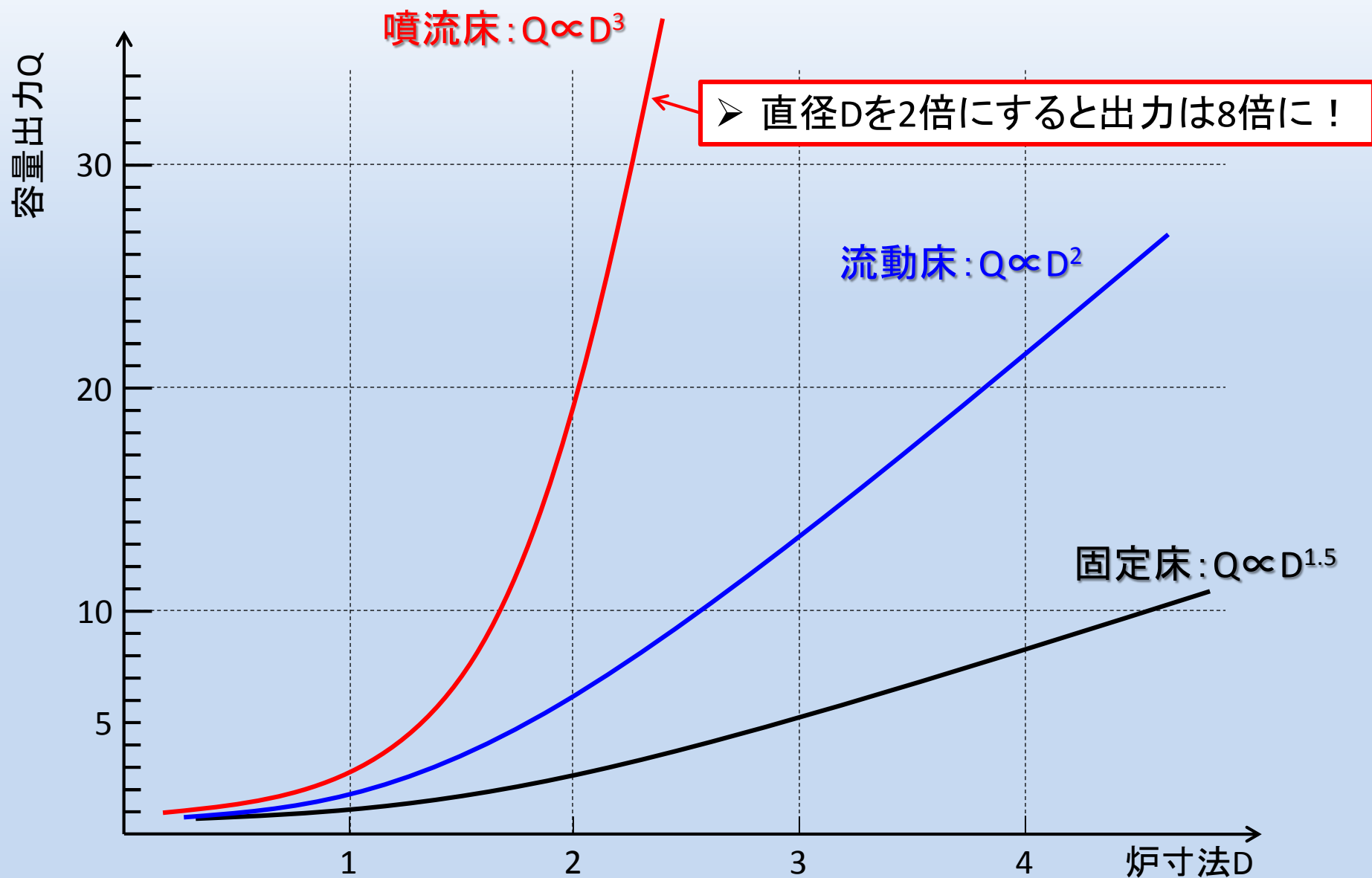
2013年連続運転の記録



運転開始: 2013年6月26日

運転停止: 2013年12月7日
連続運転時間: 3917時間

石炭ガス化炉：炉寸法と容量の関係



◆ 福島復興50万KW商用機

1. 勿来25万KW実証機は見事に成功して、その実証機としての役割りを果たし、常磐共同火力(株)勿来10号機として商用機となった。
2. これによりIGCCは商用機の実現の段階となり、特に福島第一原子力発電所の事故のあと一日も早い高効率IGCC商用機の実現が切望されていた。
3. この度、福島県に54万KWのIGCCが2基建設されることになり、うち1基はいわき市の常磐共同火力構内に建設される予定である。
4. この勿来IGCC商用機54万KWは東京オリンピックに間に合うように2020年代初頭に営業運転開始が期待されている。

◆ 日本と米国のIGCC比較

1. 米国では日本と同じく1980年代からIGCCの研究開発が進む
2. 1990年代には300MW級の実証機2機を建設
3. しかしこれらは**1980年代の化学プラント用ガス化炉をそのままIGCCに適用したため低効率という欠点あり**
4. 米国では2013年6月に最初のIGCC商用機**Edwardsport 760MW**が営業運転に入ったが、低効率・高コスト・低信頼性の三重苦に見舞われ苦戦している。また2014年6月営業運転開始予定であった**Kemper County 580MW**も運転が1年延期になり、またコスト超過が問題になっている。
5. IGCCの効率(送電端、HHV)

日本商用機: 46%	} 効率差: 8%(ポイント)
米国商用機: 38%	
6. 効率・信頼性・コストすべての点で日本が圧倒的にリードしている

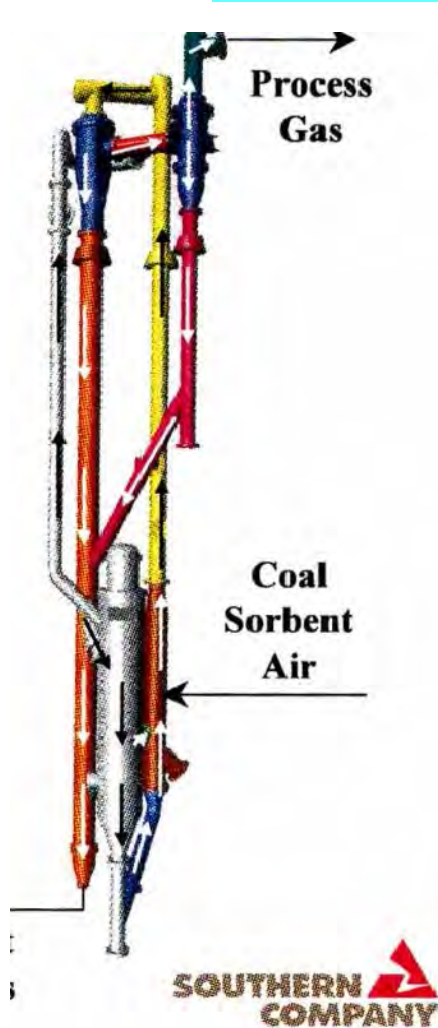
米国 IGCC商用機 1号機: Duke Energy : Edwardsport

➤ 2013年6月7日 営業運転開始



- 石炭ガス化炉は高さおよそ100m
- ガス化炉は耐火材内張り→スペアあり

米国IGCC商用機 2号機: Mississippi Power : Kemper County



- 循環移動床(TRIG方式)採用
- 65%CCS付き
- 低効率と大幅なコスト増加が問題になっている
- プラントは2014年運転開始の予定であったが1年間の延期が発表された

米国と日本のIGCC比較

	米国 Edwardsport	米国 Kemper	日本IGCC 商用機計画	勿来10号機 (旧実証機)
発電端出力 (MW)	761	582	1000 (500 × 2)	250
発電効率 (送電端,HHV)	38.0	28.1 (CCS付き)	46	41
ガスタービン 入口温度(°C)	1300		1500	1200
プロジェクト費用 (報道による) [当初予算] (注) 1\$=100円とする	3500億円 [1900億円]	5500億円 [2800億円]	～3000億円 (新聞報道による)	1000億円
出力当たり単価 (万円/kW)	46 [25]	94 [48]	30	40
所有者	Duke Energy	Mississippi Power	SPC	常磐共同火力
備考	・酸素吹き ・スラリーフィード ・耐火材貼 ・ガス化炉予備機あり	・循環流動床 (TRIG方式) ・褐炭(ミシシッピ炭) 焚き ・65%CO2回収(EOR用)	・空気吹き ・乾式供給 ・水冷壁構造	・空気吹き ・乾式供給 ・水冷壁構造



COAL

Does IGCC Have a Future?

Once touted as the savior of coal power and the future of clean coal generation, integrated gasification combined cycle (IGCC) technology has seen its prospects swamped by soaring costs and technological challenges. Though it remains controversial, its proponents are not ready to give up.

Thomas W. Overton, JD

If you're an energy sector observer with an interest in integrated gasification combined cycle (IGCC) generation, the last few years have been much like attending a performance of Samuel Beckett's classic play, *Waiting for Godot*, in which the performers spend two acts tediously waiting for someone who never appears. And, much like Beckett's characters, who are never quite sure if they're waiting in the right place or are unknowingly repeating the same scene each day, the generators working on IGCC have been struggling for years to find a viable path forward.

The newest operating IGCC plant in the U.S., Duke Energy's Edwardsport Generating Station in Indiana, has struggled to maintain consistent operations since coming online last June (though it was still named a *POWER* Top Plant for 2013). Duke stated at the time that it planned to slowly rump the plant up to full operation, and in that at least, it has fulfilled expectations. It reached 60% capacity in August, only to suffer mechanical failures this past winter that reduced output to a trickle in January and February. Duke said things improved later in the spring, but CEO Lynn Good acknowledged in the company's first-quarter earnings call, "Edwardsport is a large, complex project, and it has taken time to work out technical issues."

Ballooning Budgets

Edwardsport reached commercial operations two years late and about \$1.5 billion over budget, but that record fairly shines in comparison to Mississippi Power's Kemper County project, which will be the first to incorporate carbon capture and storage (CCS) technology [Edwardsport is "CCS-ready" but does not have it installed]. The Kemper County plant has seen costs spiral from an initial estimate of \$2.2 billion to more than \$5.5 billion in the most recent revision in April. That update again pushed out the plant's in-service date to May 2015, a year beyond the original plan. Missouri Power's parent, Southern Company, blamed early miscalculations on the type and amount of piping needed for many of the problems. With the state having set a cost cap of \$3.87 billion, the overruns have cost Southern about \$1.6 billion.

None of this has stopped the U.S. Department of Energy (DOE) and the Environmental Protection Agency from touting IGCC with CCS as the future of coal generation. "I consider seeing this plant a look at the future," DOE Secretary Ernest Moniz said at an event at Kemper County last November. "We're going to need not 10, maybe 100 more of these plants across the country."

Yet only two other such plants are under active development in the U.S., the Texas Clean Energy Project (TCEP), near Odessa, and Hydrogen Energy California, planned for a site near Bakersfield; both are still in search of financing despite years of work (see "Is Polygeneration the Future for Clean Coal?" in the March 2014 issue). Most recently, in April, developer Sunbalt Power requested yet another extension from the DOE, with financial closing now hoped for in June 2015. Director of Projects Laura Miller said the company's goal between now and then is to cut "hundreds of millions" of dollars from the current \$3.5 billion estimate.

These numbers are naturally a deterrent to future investment. Jeff Phillips, manager of the Electric Power Research Institute's (EPRI's) Advanced Fossil, Carbon Capture, Utilization and Storage research program, told *POWER*, "The combination of the substantial cost overruns at the two U.S. IGCC projects built this decade and relatively low natural gas prices present in North America has dried up interest in IGCC among U.S. power producers."

Mixed Record

Overseas, the picture is more nuanced.

According to the Gasification Technologies Council (GTC) database, there are only six commercially operating coal-fired IGCC plants worldwide, including Edwardsport. Of those, four came online in the 1990s and one, at Nakoso, Japan, in 2007 (Figure 1).

A seventh plant, China's GreenGen project in Tianjin, has mostly completed the second phase of its development in which the first, 250-MW unit has been successfully fired on syngas, though it is not yet fully commissioned. A second, 400-MW plant is under development on the same site.

Worldwide, according to DOE and GTC data, about a dozen coal-fired IGCC projects are in various stages of active development, though the commercial prospects for several of these are doubtful. About five or six appear to be under construction, though reports conflict. Nearly all of them seem to have experienced varying degrees of cost overruns, delays, and doubts about their viability.

GreenGen, for example, was originally planned for full operation in 2015, but completion has now been pushed out to 2020. The cost overruns for the project are not publicly known, but reports suggest they have been substantial. (The developer, Huangeng Group, is a state-owned firm.)

There are success stories, however. Mitsubishi Heavy Industries' thermal power division (now part of Mitsubishi Hitachi Power Systems, MHPS) began developing the 250-MW IGCC demonstration plant at Nakoso in Fukushima Prefecture in the early 2000s, and brought it online in late 2007 (when it was named a *POWER* Top Plant). The plant uses a single MHPS 701 DA turbine that burns syngas from an air-blown gasifier. It operates at 42% net efficiency and has achieved very low SO₂ and NO_x emissions of 1.0 ppm and 3.4 ppm, respectively.

MHPS is actively marketing its IGCC technology and believes that efficiencies over 48% are achievable with its advanced G-series gas turbines operating at higher inlet temperatures. Despite the high costs experienced with current IGCC projects in the U.S.,

MHPS believes such plants can be competitive with conventional coal generation.

According to Terry Fujino, project coordinator and manager, boiler and IGCC engineering, for MHPS, the Nakoso plant has met and exceeded all performance guarantees and targets since it began initial operation. In April 2013, it was transferred to commercial operation and renamed as Unit 10 of Nakoso Power Station.

Based on the results at Nakoso, Tokyo Electric Power Co. has announced plans to build two new coal-fired IGCC plants in Fukushima Prefecture with outputs of approximately 500 MW each, using the same air-blown MHPS gasification technology as the Nakoso plant.

Room for Progress

One thing on which there is agreement is that IGCC is a technology with a lot of efficiencies and improvements remaining to be captured. A 2012 report from EPRI lists a number of areas in which IGCC plants can be made more economical and productive:

- Advanced air separation methods to improve efficiency of oxygen firing.
- Improved designs and materials to increase gasifier component life and to allow larger gasifier sizes and higher gasifier pressures.

- Use of flue gas or other low-grade heat sources to reduce costs and energy consumption for coal drying.
- "Dry solid" pumps or use of supercritical CO₂ instead of water for preparing coal slurry.
- Higher-temperature particulate removal devices and hot gas desulfurization.
- Advanced shift catalysts using less steam, and membrane separation of CO₂ and H₂.
- Hydrogen-firing gas turbines, improved aerodynamics, and materials advances to allow higher firing temperatures and larger blade sizes that improve efficiency and output.

Research into all of these areas is ongoing, though commercialization is closer for some than for others. Recent improvements in natural gas-fired turbine performance are also applicable to this field, and advanced turbines optimized for IGCC are in development by GE, Siemens, and MHPS. Gasifier technology is also a robust area of research and development.

Moving Forward

What happens next may depend in large part on the success of the new Asian plants. "If

those projects can avoid the large cost overruns that were encountered by the U.S. IGCC projects," Phillips said, "it will open the door to more IGCC projects not only in Asia but possibly elsewhere. If they cannot, it could doom the technology."

The generators and manufacturers are so far undaunted. Fujino said MHPS "continues to move forward on IGCC and gasification projects."

Duke Energy's Good, for her part, was optimistic about Edwardsport in the same earnings call. "Since the in-service date we have been monitoring our success by progressing through GE's new product introduction protocol, conducting detailed performance testing and optimization procedures, and obtaining valuable operating experience with the new facility," she said. "All major technology systems have been validated and we continue to focus on final performance testing and optimization. We are on track to be within the total revised project estimate of \$3.5 billion."

Stay tuned. *Godot* may yet put in an appearance. ■

—Thomas W. Overton, JD is a *POWER* associate editor (@thomas_Overton, @POWERmagazine).

COAL

1. Trailblazer. The 250-MW IGCC demonstration plant at Nakoso, Japan, owned by Mitsubishi-Hitachi Power Systems, has been operating successfully since 2007. Courtesy: MHPS.



“世界のIGCCでまともに成功しているのは日本だけだ。日本のIGCC商用機がIGCCの将来の鍵を握っている”

IGCC商用機の競争力と将来

1. 3乗則設計による自動的なコストダウン
2. コンパクト設計によるコストダウン
3. 大型モジュールによる建設費削減
4. 低品位炭利用による燃料費の削減
5. 天然ガスバックアップによる稼働率向上
6. 再生エネルギーとの良好な補完関係
(高い負荷変化率・コプロダクションによる変動吸収)
7. コプロダクションによる柔軟なシステム
8. JCM利用による優遇措置(国内で1号機を輸出でn号機をと、両者一体となった推進)
9. バイオマス利用による支援策活用(FITなど)

まだまだ打ち手はある！
今必要なのは知恵と行動力だ！

Thank you!

The End