経済産業省

資料４

火力発電に係る昨今の状況

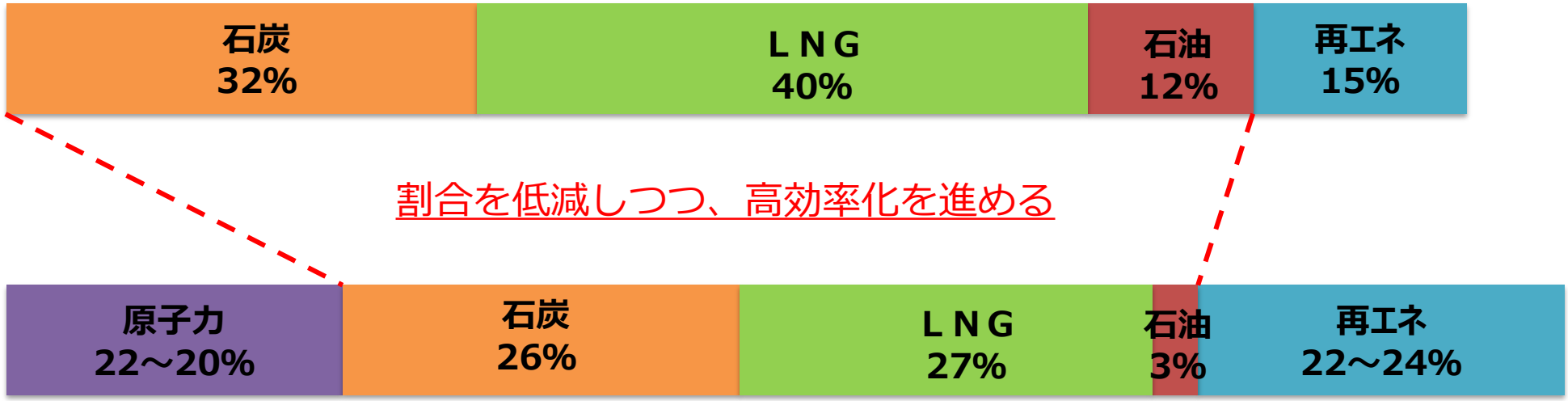
平成２９年１０月１０日

資源エネルギー庁

長期エネルギー需給見通しの実現に向けた火力発電のあり方

- 長期エネルギー需給見通しの実現に向けた火力発電のあり方として、LNG火力については全体平均としてGTCC相当の効率に、石炭火力についてはIGCCやIGFC等の最新技術の火力を最大限活用し、全体平均としてUSC相当の効率としていく。
- したがって、高効率な火力発電設備の新増設と（小規模も含めた）効率の悪い設備の休廃止・稼働抑制の双方を促すことでもたらされる新陳代謝により、火力発電の総合的な高効率化を図っていくことが必要不可欠。

【2015年度（総発電電力量：10,181億kWh）】



【2030年度（総発電電力量：10,650億kWh程度）】

出典：資源エネルギー庁 総合エネルギー統計等

火力発電の総合的な高効率化を図る制度体系

- 長期エネルギー需給見通しの実現に向けて、電力業界は、一昨年７月に、「電気事業における低炭素社会実行計画」を策定し、エネルギーミックスと整合的な2030年度の排出係数（0.37kg-CO_2/kWh）を設定。
- 政府としても、事業者の取組を支える観点から、省エネ法・高度化法を整備したことにより、官民一体となって、火力発電の総合的な高効率化に取り組むこととしている。

【電力事業者の自主的な枠組と支える仕組み】

①電力の自主的枠組みの強化を、②省エネ法と③高度化法による措置で支え、「実効性」と「透明性」を確保。

①【電力事業者の自主的な枠組】

排出係数0.37kg-CO2/kWh(2030年度)というエネルギーミックスと整合的な目標を設定
※「**電気事業低炭素社会協議会**」を創設し、PDCAを図る。

②【省エネ法】（発電段階）

○発電事業者に火力発電の高効率化（USC水準等）を求める。

③【高度化法】（小売段階）

○小売事業者に高効率な電源の調達（非化石電源４４％）を求める。

実績を踏まえ、経産大臣が、指導・助言、勧告、命令。

（参考）電気事業低炭素社会協議会の概要

- 電気事業連合会加盟会社、電源開発、日本原子力発電、および特定規模電気事業者（新電力）有志は、2015年7月、低炭素社会の実現に向けた自主的枠組みを構築するとともに、「電気事業における低炭素社会実行計画」を策定。
- また、実行計画で掲げた目標の達成に向けた取り組みを着実に推進するため、2016年2月、「電気事業低炭素社会協議会」を設立。
- 加えて、会員事業者の取り組み状況を適切に確認・評価し、本協議会全体でPDCAサイクルを推進することにより、目標の達成に向けた取り組みの実効性を高めていく。

「電気事業における低炭素社会実行計画」の内容

【2020年度目標】

- 火力発電所の新設等に当たり、プラント規模に応じて、経済的に利用可能な最良の技術（BAT）を活用すること等により、最大削減ポテンシャルとして約700万t-CO2の削減を見込む。

【2030年度目標】

- 政府が示す2030年度の長期エネルギー需給見通しに基づき、2030年度に国全体の排出係数0.37kg-CO2/kWh程度（使用端）を目指す。
- 火力発電所の新設等に当たり、プラント規模に応じて、経済的に利用可能な最良の技術(BAT)を活用すること等により、最大削減ポテンシャルとして約1,100万t-CO2の削減を見込む。

※本目標は、エネルギー・環境政策や事業環境の変化等を踏まえて、必要に応じて見直していく。
※削減見込みは、2013年度以降の主な電源開発において、従来型技術ではなくBATを導入した場合のポテンシャル。

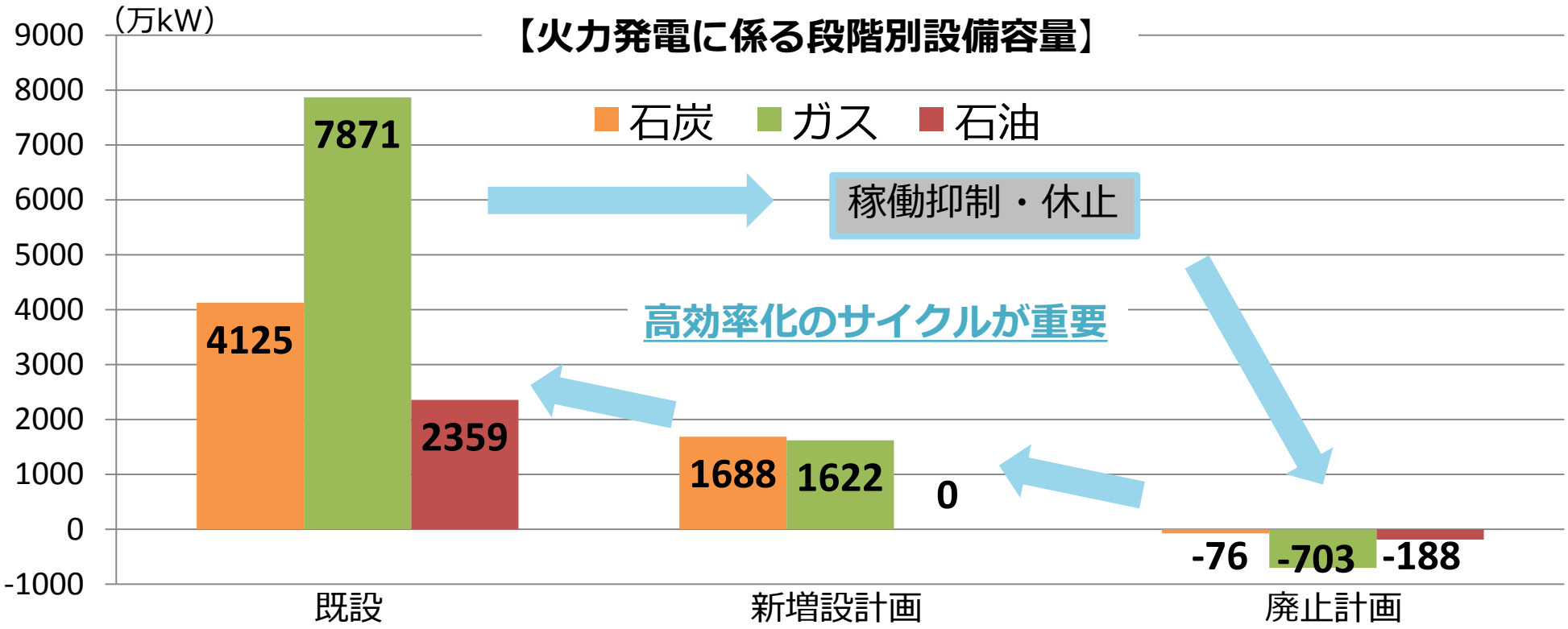
（参考）電気事業低炭素社会協議会参加事業者

- 協議会参加者は、2017年10月現在で42社となっており、電力自由化で新規参入者が増えて以降も販売電力量カバー率は98.1%（2016年度実績）に達している。
- 同協議会では小売・発電・送配電事業者に対して幅広く門戸を開いており、対象事業者への説明会やメディアを通じたPR活動を行うとともに、ホームページ上では常時入会を受け付けており、同協議会の趣旨に賛同する事業者を随時募っている。

イーレックス株式会社	株式会社Kenesエネルギーサービス	東京電力エナジーパートナー株式会社
出光グリーンパワー株式会社	サミットエナジー株式会社	東京電力パワーグリッド株式会社
伊藤忠エネクス株式会社	JXTGエネルギー株式会社	東京電力フュエル＆パワー株式会社
エネサーブ株式会社	四国電力株式会社	東京電力ホールディングス株式会社
株式会社エネット	シナネン株式会社	東北電力株式会社
株式会社ｴﾈﾙｷﾞｱ・ｿﾘｭｰｼｮﾝ･ｱﾝﾄﾞ･ｻｰﾋﾞｽ	昭和シェル石油株式会社	日本原子力発電株式会社
株式会社F-Power	新日鉄住金エンジニアリング株式会社	日本テクノ株式会社
大阪ガス株式会社	ダイヤモンドパワー株式会社	プレミアムグリーンパワー株式会社
沖縄電力株式会社	中国電力株式会社	北陸電力株式会社
オリックス株式会社	中部電力株式会社	北海道電力株式会社
関西電力株式会社	テス・エンジニアリング株式会社	丸紅株式会社
株式会社関電エネルギーソリューション	テプコカスタマーサービス	丸紅新電力株式会社
九州電力株式会社	電源開発株式会社	三井物産株式会社
株式会社ケイ・オプティコム	東京ガス株式会社	ミツウロコグリーンエネルギー株式会社

火力発電設備の新増設の意義

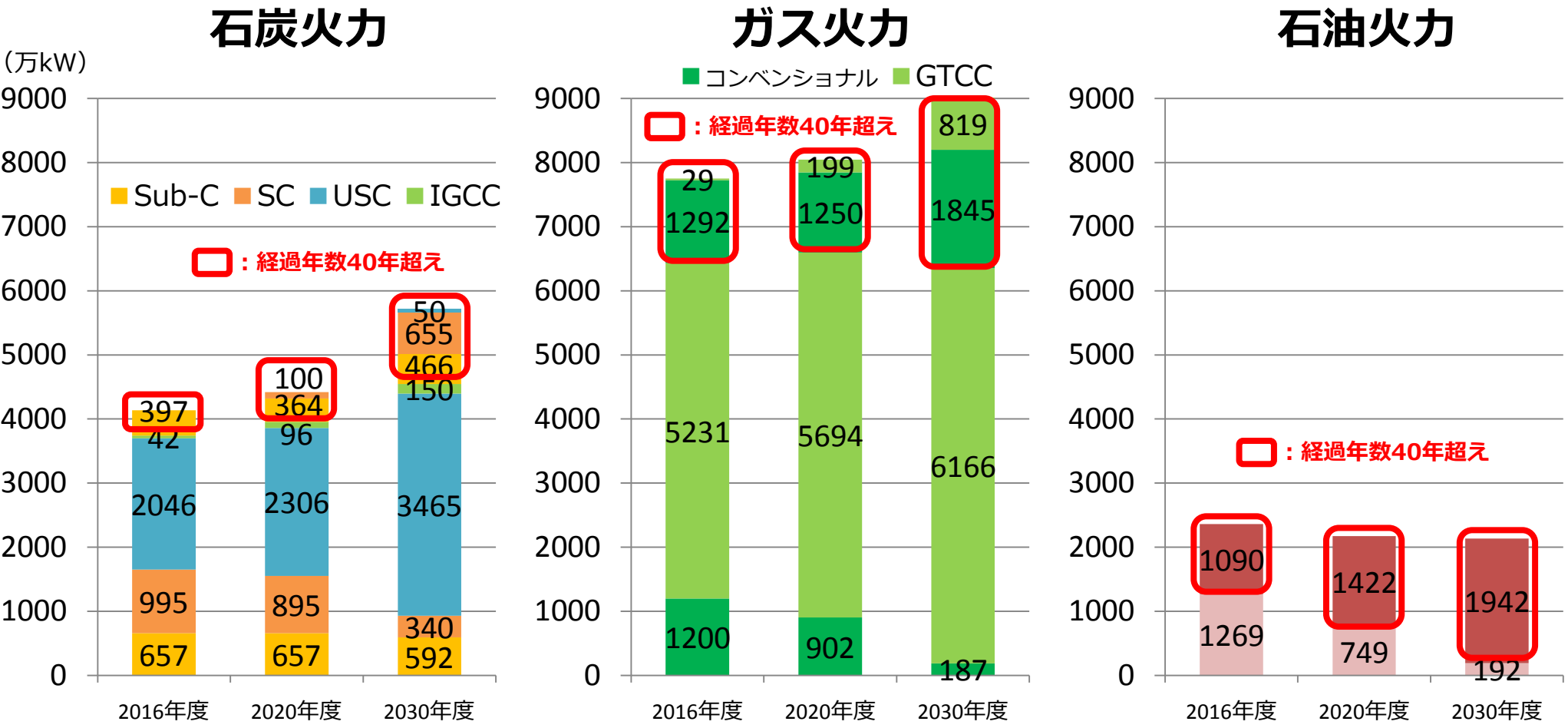
- 火力発電の総合的な高効率化を図る観点では、新増設により導入される高効率な火力発電設備が既存の効率の悪い設備と置き換えられる形で活用されることが重要。
- なお、既存設備の廃止については、（事業者が）電力の安定供給や地元の理解も踏まえた上で時期を判断するため、新増設と廃止計画は１対１の関係になるとは限らない。
- また、安定供給の観点では、需給ひっ迫や災害等の際にも電力の安定供給が維持できるよう、予備力として、ある程度の設備を残すことは合理的と考えられる。



※2017年10月現在のデータ（自家発自家消費設備を除く）
※出典：発電事業者各社のHPやプレスリリース等の情報より資源エネルギー庁作成

経過年数別の設備容量（新増設計画含む）

- 高効率化や設備の信頼性向上には、経年に応じた廃止・リプレースが必要であり、一般的に、経過年数が４０年を超えた火力発電設備が検討対象となっている。
- 2030年度には、石炭で約２割、ガスで約３割、石油では約９割が、運転開始後の経過年数４０年を超過。

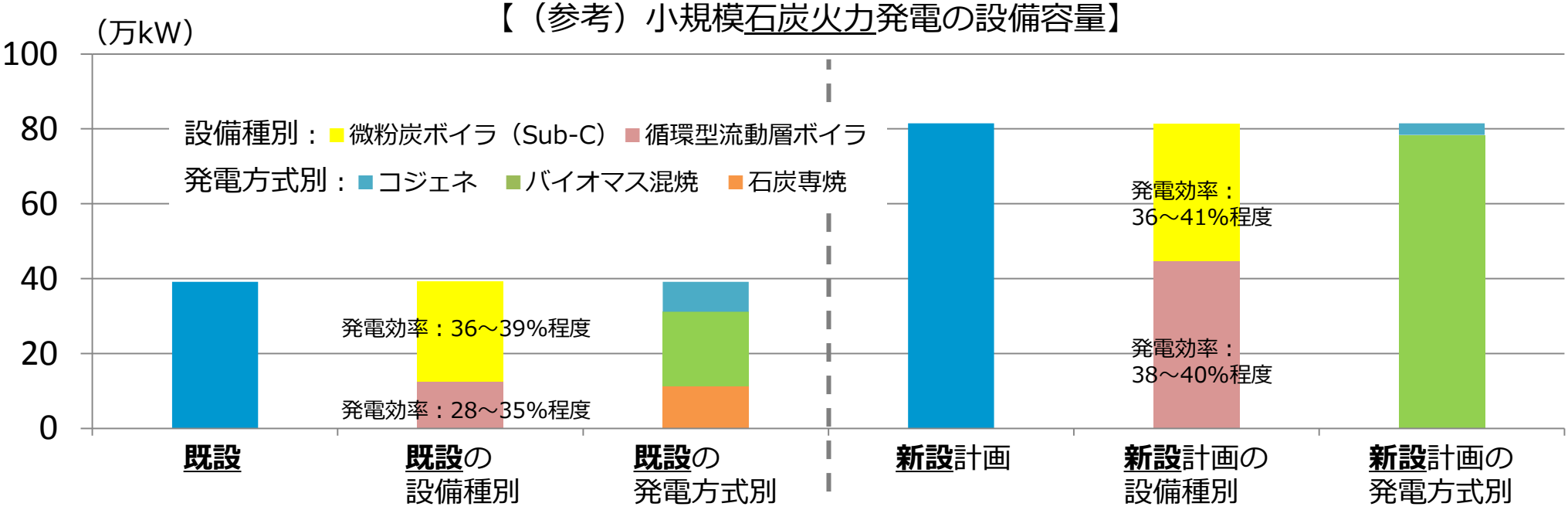


※2017年10月現在のデータ（自家発自家消費設備を除く）※廃止計画が出されている分については差し引いている。
※出典：電気事業便覧や発電事業者各社のHP・プレスリリース等の情報より資源エネルギー庁作成

小規模火力発電の位置づけ

- 昨今、電力自由化を背景として、売電を主とする小規模火力（出力11.25万kW以下）の電源開発が増加している。
- 小規模火力（とりわけ、石炭火力）は、新規参入者による安価で安定的な電源調達の手段として選択されており、電力市場における既存事業者との競合を促している。
- 法制度との関係では、環境影響評価法に基づく環境アセスメントの対象外であるが、発電事業を営む設備はすべからく省エネ法制度の対象となっている。

【（参考）小規模石炭火力発電の設備容量】



※2017年10月現在のデータ（自家発自家消費設備を除く）
※出典：電気事業便覧や発電事業者各社のHP・プレスリリース等の情報より資源エネルギー庁作成

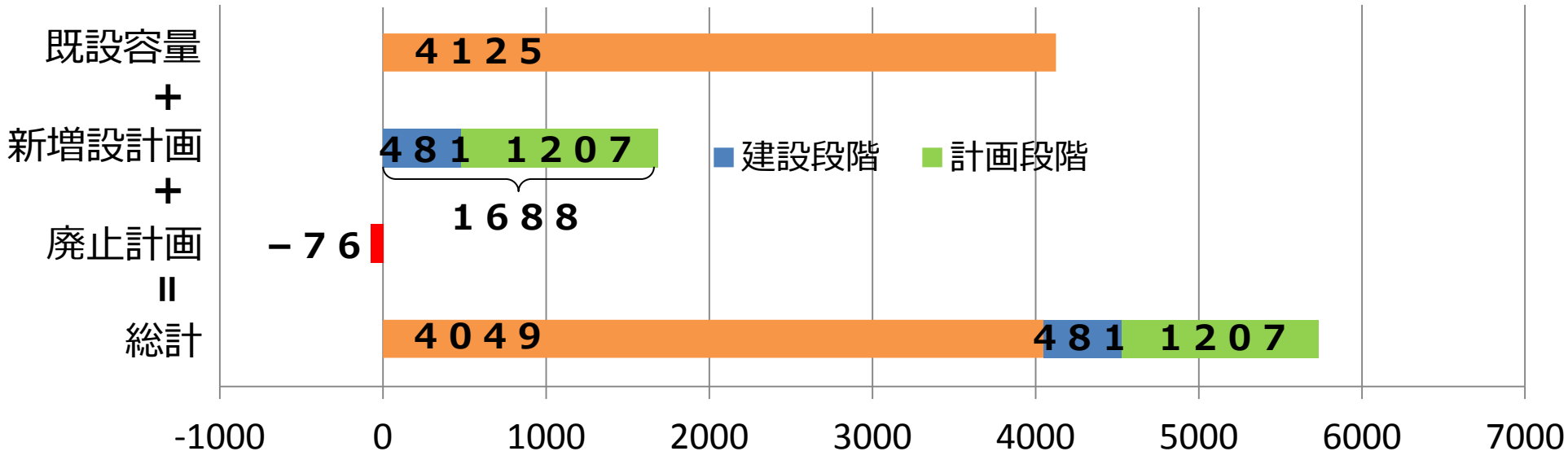
2030年度エネルギーミックス達成時における石炭火力の設備利用率（試算）

	＜ケース１＞	＜ケース２＞
設備利用率	６３％	７４％
試算諸元	・新増設計画が 全て（１６８８万kW）完了 ・経年火力５０年以降全廃止	・新増設計画が 半分（８４４万kW）完了 ・経年火力５０年以降全廃止

※2016年度における平均設備利用率は80%

新増設計画の諸元

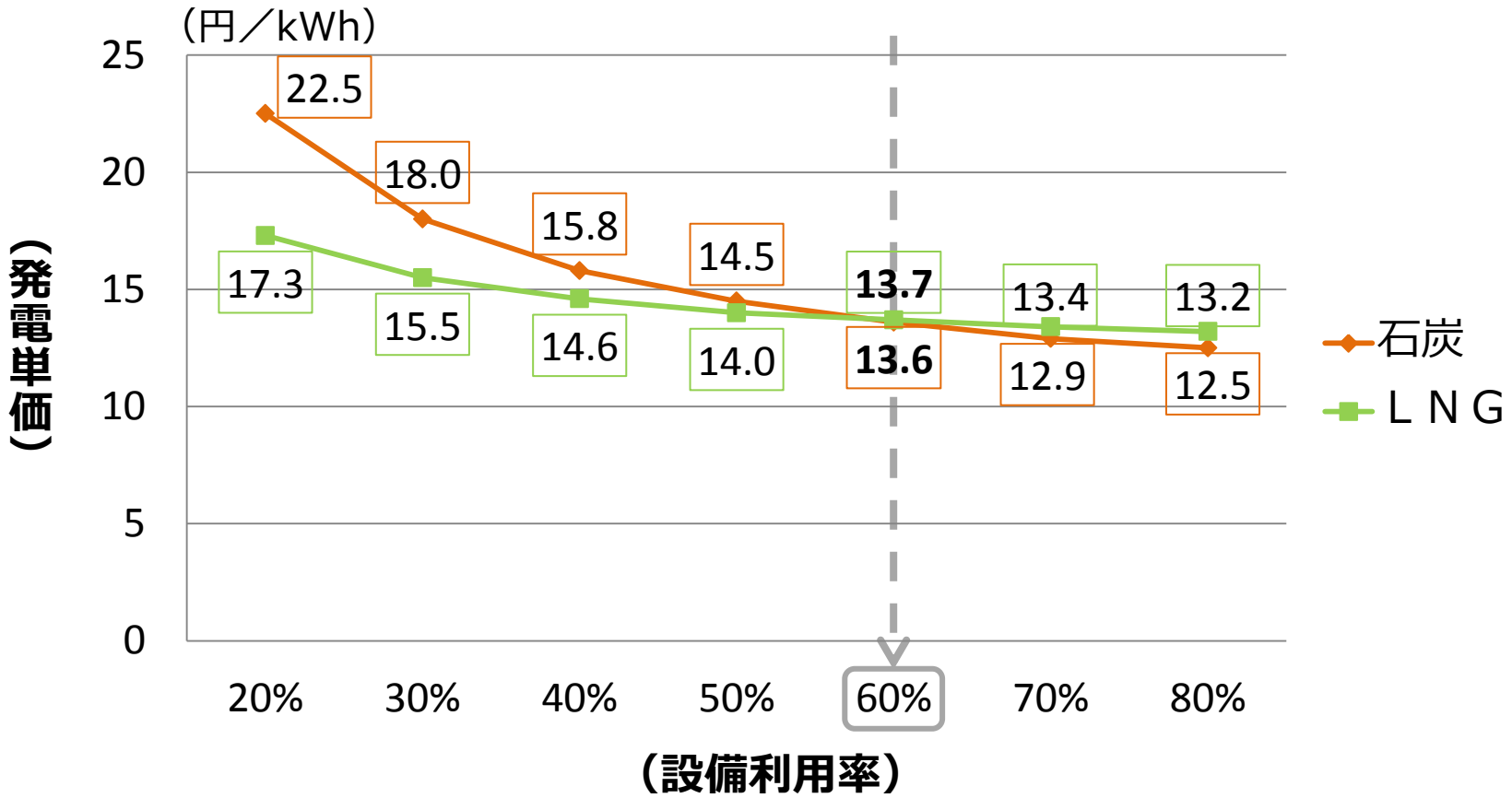
【既設・新増設・廃止計画の設備容量（万kW）】



※2017年10月現在のデータ（自家発自家消費設備を除く）
※出典：電気事業便覧や発電事業者各社のHP・プレスリリース等の情報より資源エネルギー庁作成

設備利用率と発電コストの相関関係（石炭･LNG火力）

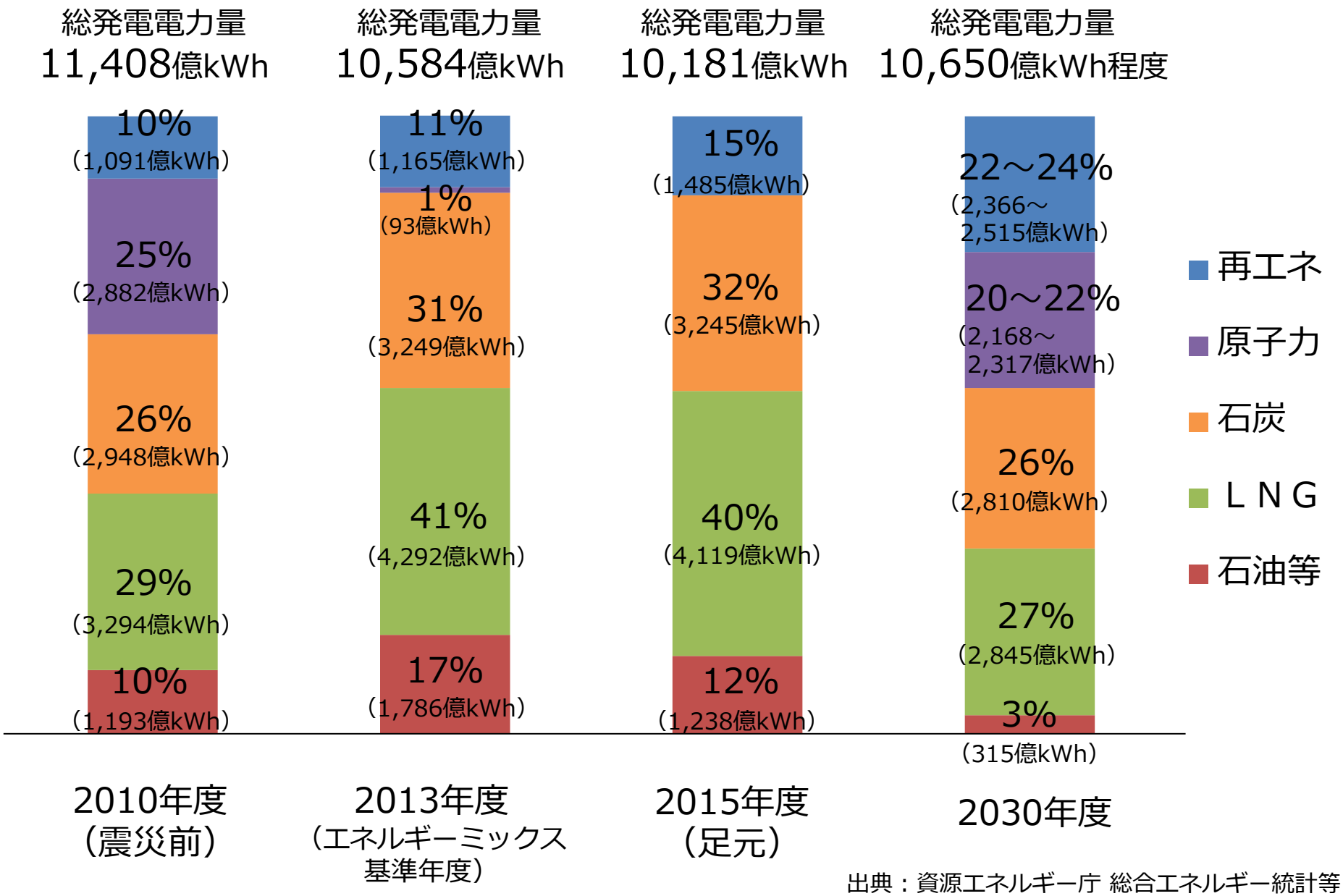
- 新設の石炭火力とLNG火力の発電コストを比較すると、一般的に、設備利用率が６０％未満においては石炭火力の方が発電単価が高く、６０％以上においてはLNG火力の方が発電単価が高い傾向にある。
- これは、LNG火力に比べ、石炭火力の方が固定費と運転維持費が高い（およそ２倍である）ことから、設備利用率が低い分、費用対効果を低下させている。



出典：2015年 発電コスト検証ワーキンググループのデータより資源エネルギー庁作成

（参考資料）

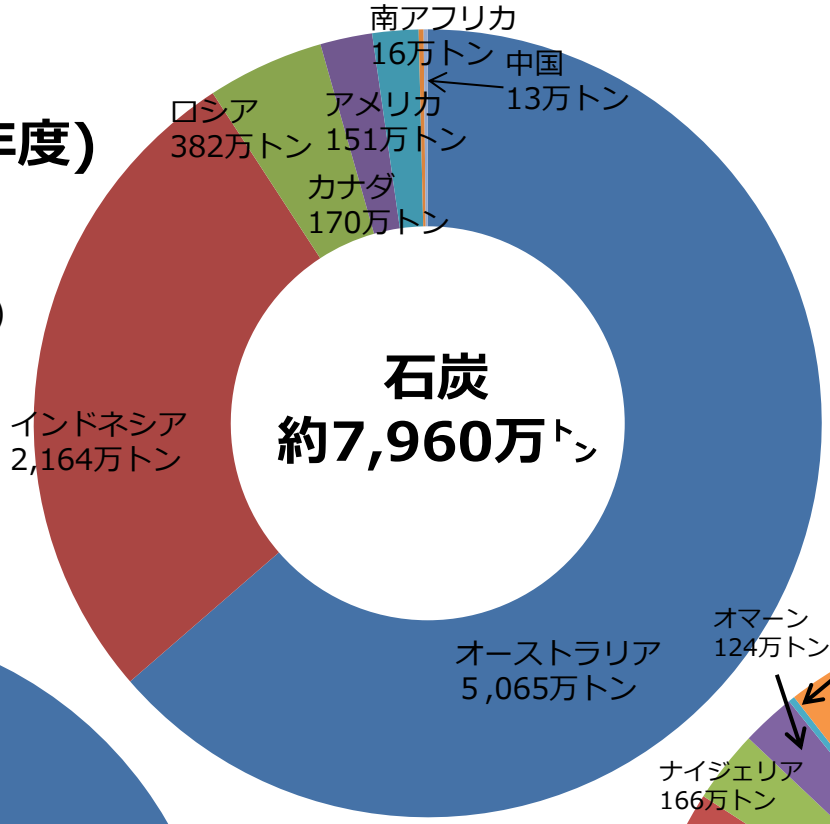
我が国の電源構成の推移

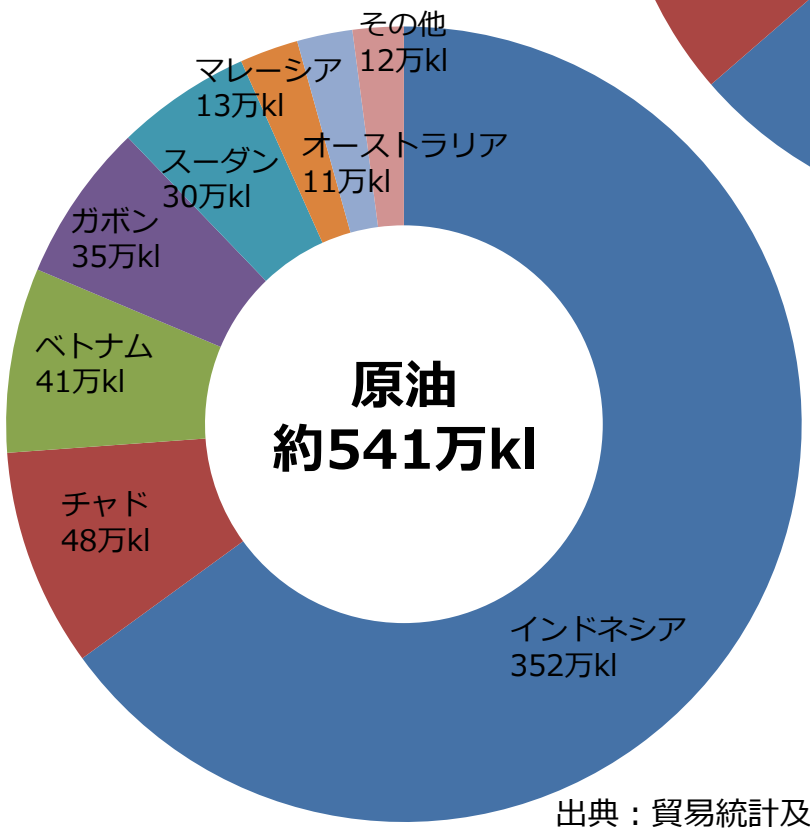


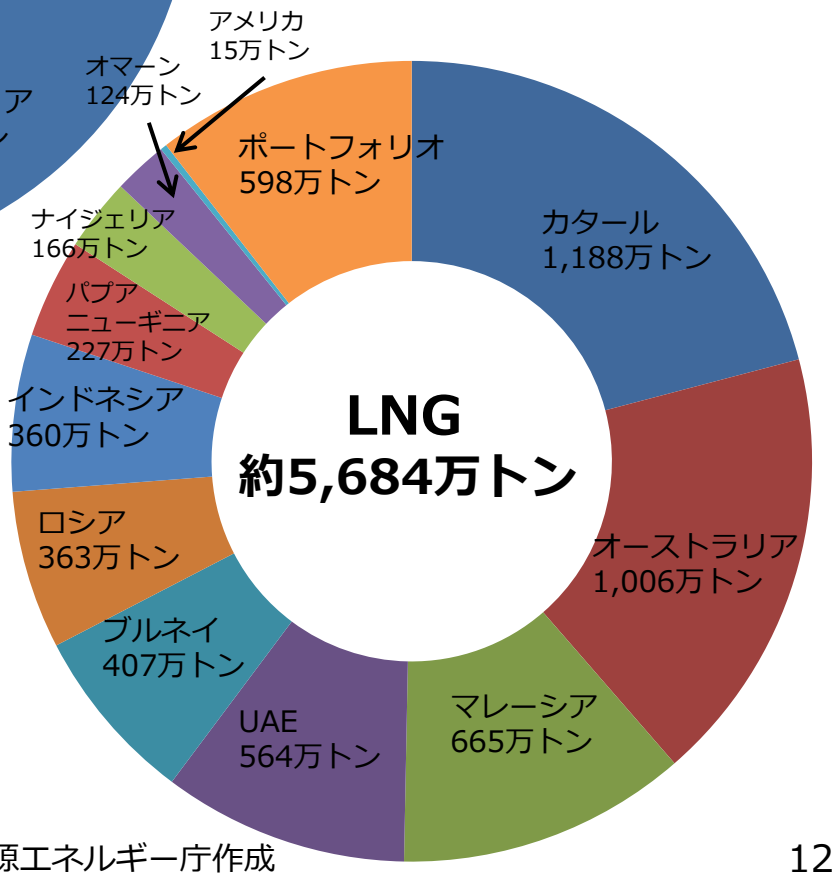
出典：資源エネルギー庁 総合エネルギー統計等

電力事業者※の“海外”燃料調達(2016年度)

(※)１００万kW以上の発電設備を有する事業者（我が国の総出力のうち９３％を占める。）



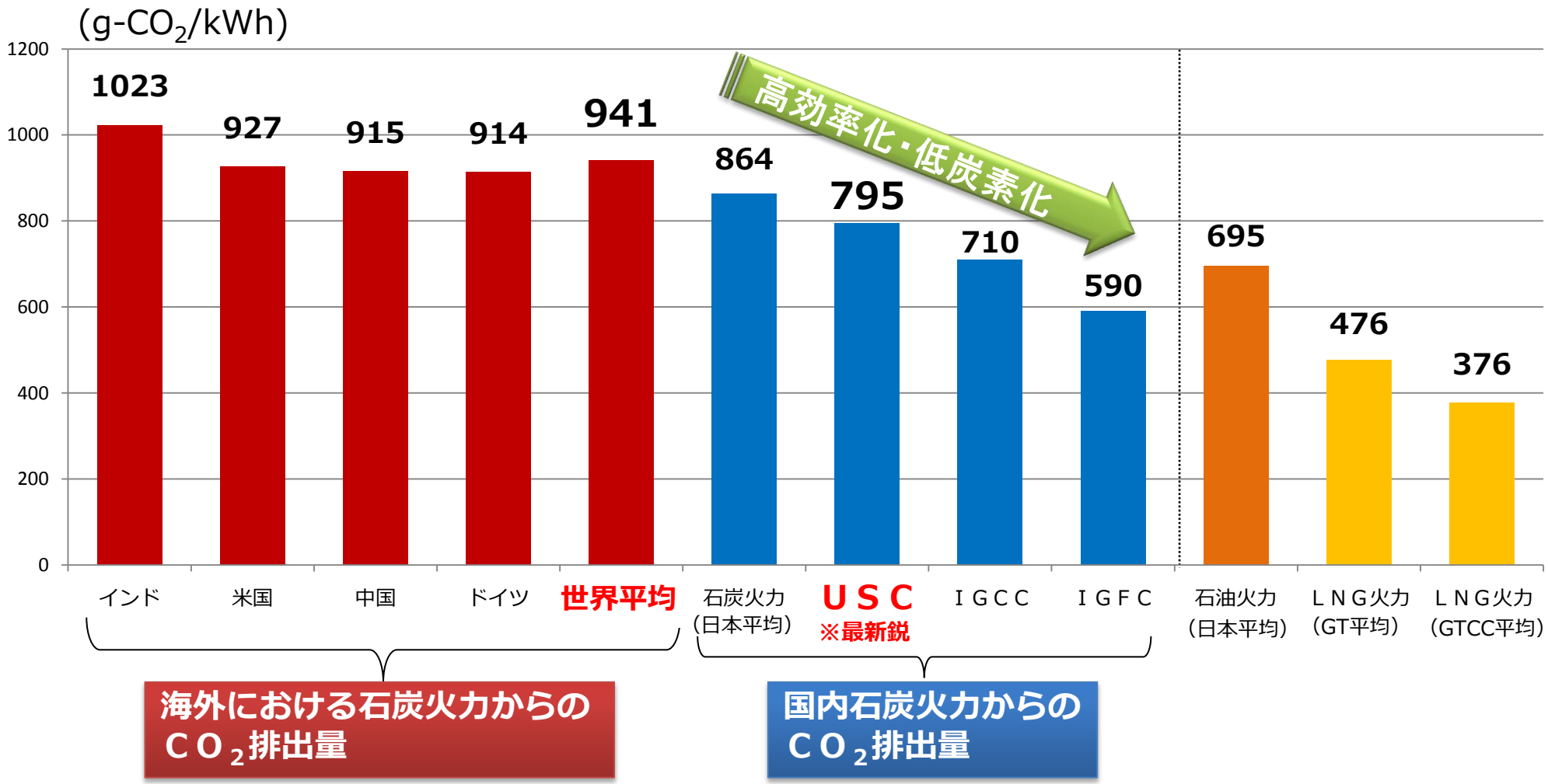




出典：貿易統計及び事業者ヒアリングより資源エネルギー庁作成

（参考）火力発電のＣＯ２排出量

- 日本の石炭火力発電は世界最高効率だが、ＬＮＧ火力発電に比べおよそ２倍程度のＣＯ$_2$を排出。石炭の利用に当たっては、更なる効率化とＣＯ$_2$削減が求められる。



出典：電力中央研究所報告書（2016）や各研究事業の開発目標をもとに推計。
国内USCについては、最新鋭の発電技術の商用化及び開発状況（BATの参考表）をもとに算出。
海外については、「CO_2 Emissions from Fuel Combustion 2016」をもとに算出。

（参考）次世代火力発電技術の高効率化、低炭素化の見通し

2016年6月
次世代火力発電に係る技術ロードマップ
技術参考資料集より引用

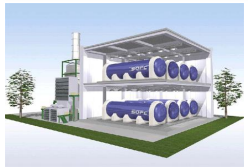
発電効率

65%
60%
55%
50%
45%
40%

LNG火力

石炭火力

ガスタービン燃料電池複合発電(GTFC)

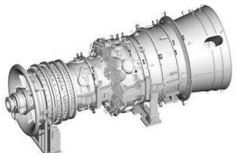


GTCCに燃料電池を組み合わせた
ﾄﾘﾌﾟﾙｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞｻｲｸﾙ方式の発電
発電効率：63%程度
CO2排出：280g/kW程度
技術確立：2025年度頃目途

GTFC

CO_2 約2割減

超高温ガスタービン複合発電



超高温（1700℃以上）ｶﾞｽﾀｰﾋﾞﾝ
を利用したLNG用の複合発電
発電効率：57%程度
CO2排出：310g/kWh程度
技術確立：2020年度頃目途

1700℃級GTCC

CO_2 約1割減

ガスタービン複合発電（GTCC）
ｶﾞｽﾀｰﾋﾞﾝと蒸気ﾀｰﾋﾞﾝによる複合発電。
発電効率：52%程度
CO2排出：340g/kWh

高湿分空気利用ガスタービン(AHAT)
中小型基向けのｼﾝｸﾞﾙｻｲｸﾙのLNG火力技術。高湿分の
空気の利用で、大型GTCC並の発電効率を達成。
発電効率：51%程度
CO2排出：350g/kWh
技術確立：2017年度頃目途

CO_2 約3割減

IGFC

石炭ガス化燃料電池複合発電(IGFC)

IGCCに燃料電池を組み込んだ
ﾄﾘﾌﾟﾙｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞｻｲｸﾙ方式の石炭火力
発電効率：55%程度
CO2排出：590g/kWh程度
技術確立：2025年度頃目途

CO_2 約2割減

1700℃級IGCC

A-USC

石炭ガス化複合発電(IGCC)

石炭をガス化し、ｶﾞｽﾀｰﾋﾞﾝと蒸気
タービンによるｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞｻｲｸﾙ方式を
利用した石炭火力。
発電効率：46～50%程度
CO2排出：650g/kWh程度（1700℃級）
技術確立：2020年度頃目途

IGCC（空気吹実証）

先進超々臨界圧(A-USC)

高温高圧蒸気タービン
による微粉炭石炭火力。
発電効率：46%程度
CO2排出：710g/kWh程度
技術確立：2016年度頃目途

超々臨界圧（USC）
汽力方式の微粉炭火力
発電効率：40%程度
CO2排出：820g/kWh程度

※ 図中の発電効率、排出原単位の見通しは、現時点で様々な仮定に基づき試算したもの。

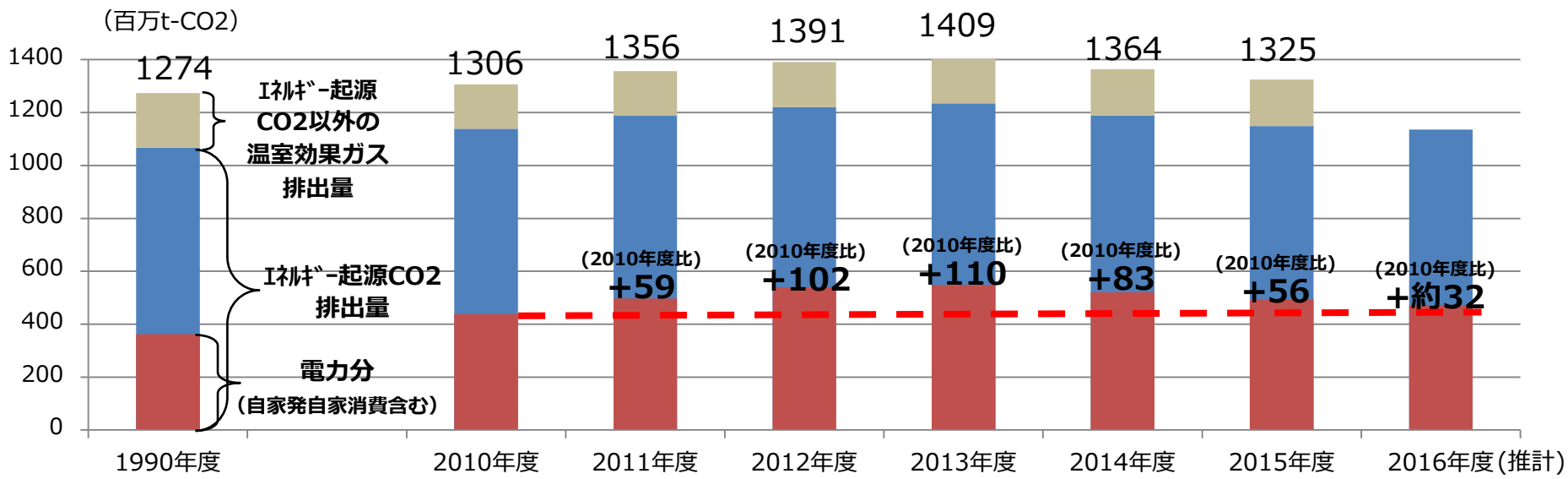
写真：三菱重工業(株)、常磐共同火力(株)、三菱日立パワーシステムズ(株)、大崎クールジェン(株)

現在　2020年度頃　2030年度

（参考）日本の温室効果ガス排出量

- 震災以降、温室効果ガス排出量は増加傾向にあり、2013年度には過去最高の1,235百万トンに達したが、それをピークとして以降は減少傾向で推移している。

	1990年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度（推計値）
温室効果ガス排出量（百万t-CO2）	1274	1306	1356	1391	1409	1364	1325	ー
うち エネ起CO2排出量（百万t-CO2）	1067	1139	1188	1221	1235	1189	1149	約1400
エネ起のうち 電力由来排出量（百万t-CO2）	362	438	497 2010年比：＋59	540 2010年比：＋102	548 2010年比：＋110	521 2010年比：＋83	494 2010年比：＋56	約470 2010年比：＋約32



【出典】総合エネルギー統計、日本の温室効果ガス排出量の算定結果（環境省）

燃料費増加の影響試算について

- 原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焚き増しによる2016年度の燃料費の増加は、**約１.３兆円（推計値）**と試算。　（※2016年度（推計値）の試算では、川内原発１・２号機が稼働している前提）
- 当該試算によれば、震災後の燃料費増加の累計は、**１５.５兆円**に達する。

電力９社計	2010年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度実績	2015年度実績	2016年度推計（2017年4月時点）
総コスト	14.6兆円	18.1兆円	19.0兆円	19.3兆円	16.4兆円	16.2兆円±α
燃料費	3.6兆円	7.0 兆円	7.7兆円	7.2兆円	4.4兆円	4.2兆円±α
うち原発停止による燃料費増（試算）	–	+3.1兆円 （内訳） LNG　+1.4兆円 石油　+1.9兆円 石炭　+0.1兆円 原子力　▲0.3兆円	+3.6兆円 （内訳） LNG　+1.9兆円 石油　+1.8兆円 石炭　+0.1兆円 原子力　▲0.3兆円	+3.4兆円 （内訳） LNG　+2.5兆円 石油　+1.1兆円 石炭　+0.1兆円 原子力　▲0.3兆円	+1.8兆円 （内訳） LNG　+0.8兆円 石油　+1.0兆円 石炭　+0.3兆円 原子力　▲0.3兆円	+1.3兆円 （内訳） LNG　+0.9兆円 石油　+0.5兆円 石炭　+0.2兆円 原子力　▲0.3兆円
燃料費増分が総コストに占める割合（%）	–	17.1%	18.9%	17.6%	10.9%	8.0%
既存の原子力発電設備における利用率	67.3%	3.9%	2.3%	0%	2.3%	4.3%

【参考】コストの諸元	ＬＮＧ	石油	石炭	原子力
発電燃料単価（2015年度）	8円/kWh	11円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
発電燃料単価（2016年度推計）［2017年4月時点］	6円/kWh	10円/kWh	3円/kWh	1円/kWh
焚き増し分の発電電力量（2015年度）	923億kWh	903億kWh	835億kWh	–
焚き増し分の発電電力量（2016年度推計）［2017年4月時点］	1,529億kWh	478億kWh	616億kWh	–