

中央環境審議会 地球環境部会 長期低炭素ビジョン小委員会

---

## 電力自由化の進展と電源ミックス及びCO2排出量への影響

2017年8月2日

第三者による、文書の無断転用、引用を禁ず

本レポートの部分的、断片的な文章や図表が、プレゼンテーション全体の内容を十分に説明するものではありません

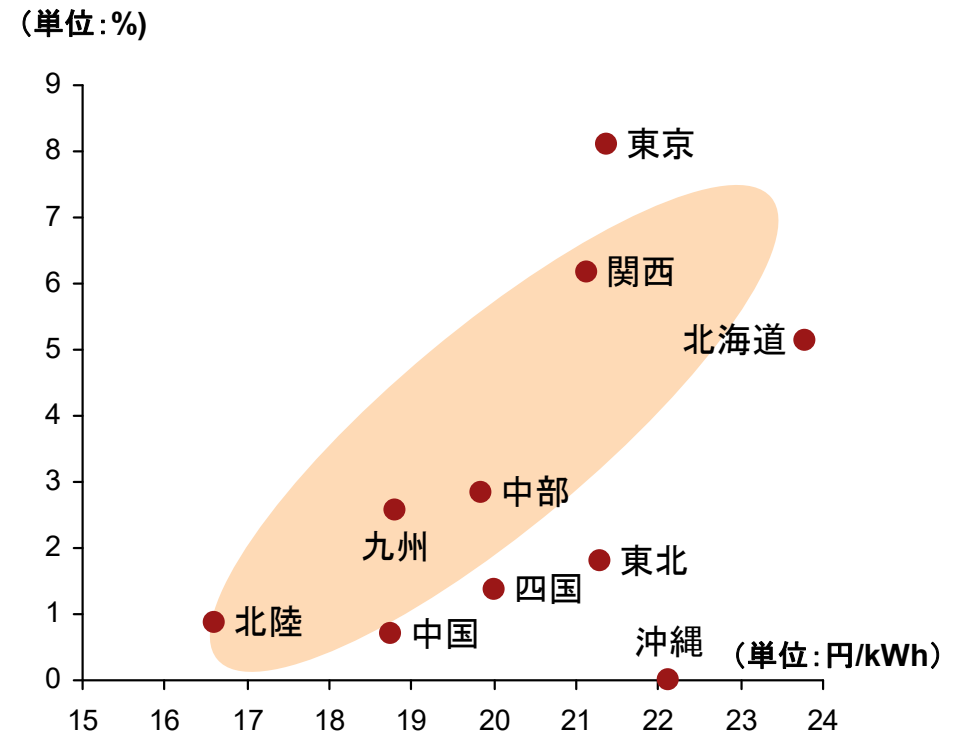
- 自由化後の電源開発の状況 ～ 電力小売料金に着目し相次いだ火力電源開発計画
- 足下の二つの状況変化 ～ 電源開発への卸売市場価格の影響拡大と資源価格の低下
- 資源価格と原発比率に応じたシナリオ ～ 電源ミックスとCO2排出量への影響  
※現行制度を前提とし、イノベーションや抜本的な制度改定など考慮の外とした「思考実験」として

# 福島原発事故を受け、日本の原発は停止を余儀なくされ、電気料金が引き上げられた。電力会社ごとに異なる原発比率の違いも一因となり料金水準に差異が生じた

みなし小売電気事業者の電気料金引き上げの経緯\*1

| 電力会社 | 時期      | 値上げ幅平均 |        |
|------|---------|--------|--------|
|      |         | 規制領域   | 自由化領域  |
| 東京   | 2012/9  | 8.46%  | 14.90% |
| 関西   | 2013/5  | 9.75%  | 17.26% |
| 九州   | 2013/5  | 6.23%  | 11.94% |
| 北海道  | 2013/9  | 7.73%  | 11.00% |
| 東北   | 2013/9  | 8.94%  | 15.24% |
| 四国   | 2013/9  | 7.80%  | 14.72% |
| 中部   | 2014/5  | 3.77%  | 7.21%  |
| 北海道  | 2014/11 | 15.33% | 20.32% |
| 関西   | 2015/6  | 8.36%  | 11.50% |

地域の低圧(電灯)の電気料金単価と離脱率\*2

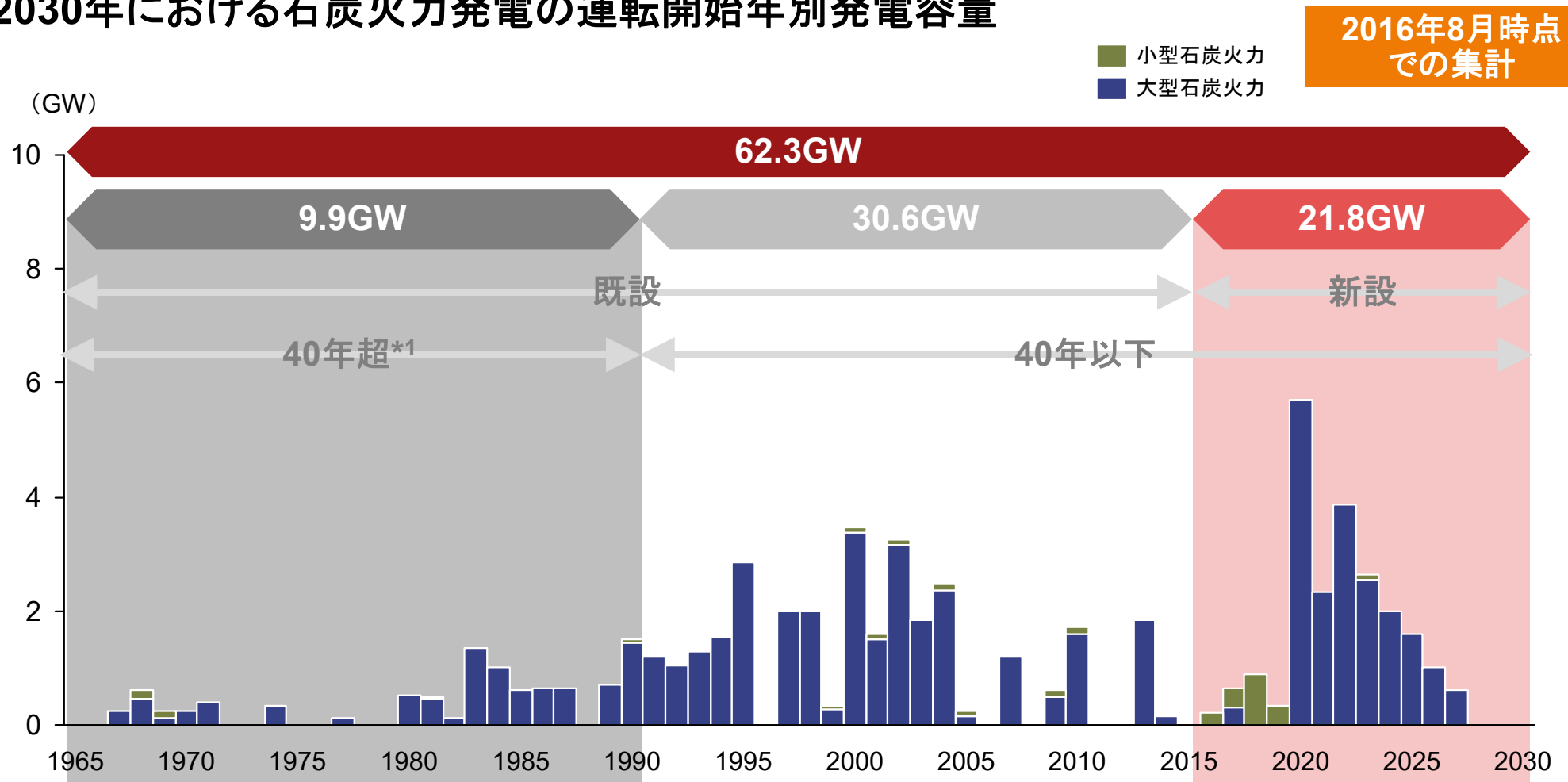


2016年4月全面自由化が推し進められ、電気料金が高い地域を中心に、新電力が攻勢を強め、電力会社からの離脱が拡大している

1. 各社公開資料よりA.T. Kearney作成  
 2. 2017年4月時点の実績。電力・ガス取引等監視委員会 電力取引報結果よりA.T. Kearney作成

他地域へ参入する上で競争力のある電源の確保は重要。そのため競争力のある石炭火力発電所の建設計画が相次ぎ、仮に全て運開すれば、21.8GW増となるまでに至った

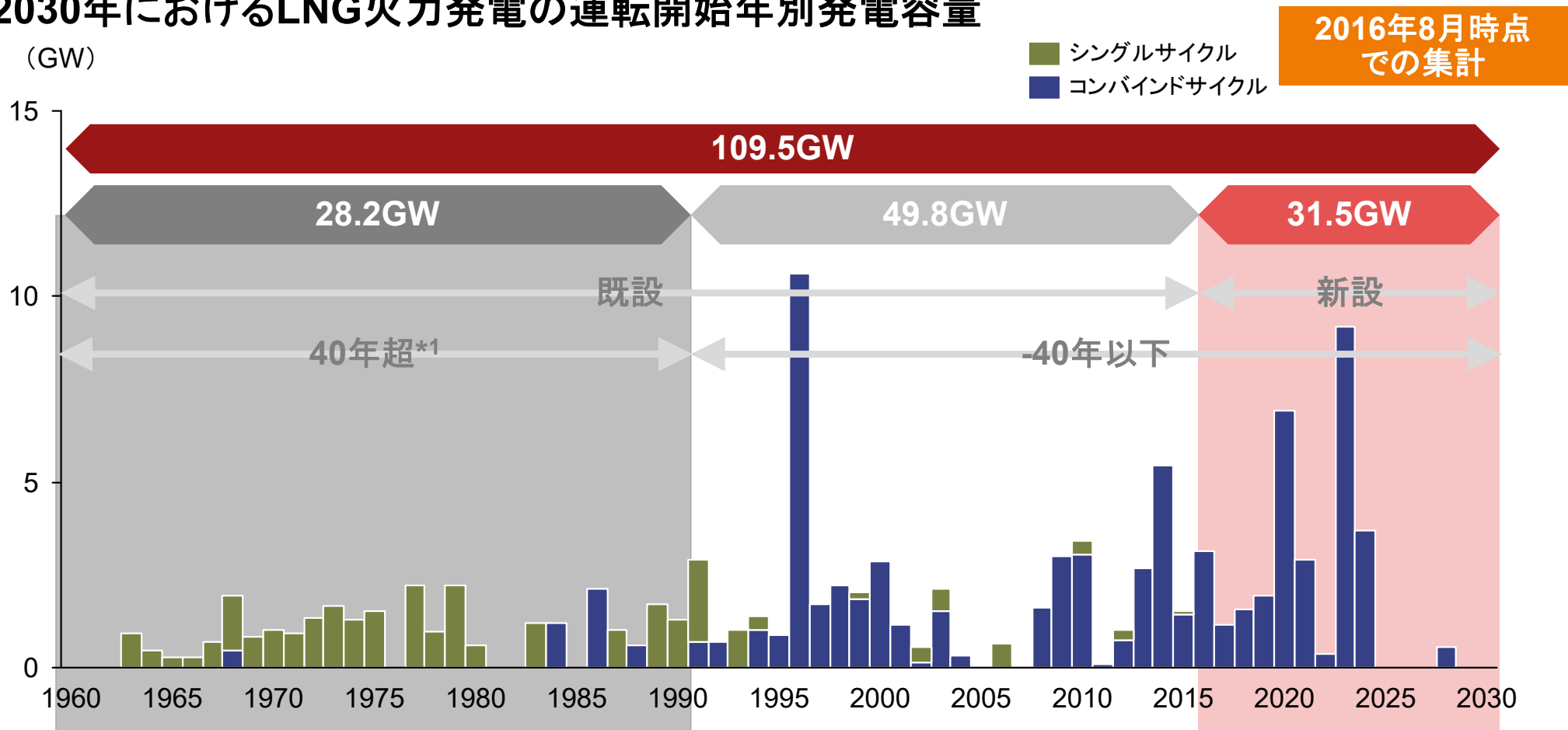
2030年における石炭火力発電の運転開始年別発電容量



1. 経済産業省のコスト等検証委員会では石炭火力の耐用年数を40年としているが、実際には40年超での稼働も可能  
出所: 各社公表情報, A.T. Kearney analysis

LNG火力も同様に、建設計画が相次ぎ、仮に全て運開すれば、31.5GW増となるまでに至った

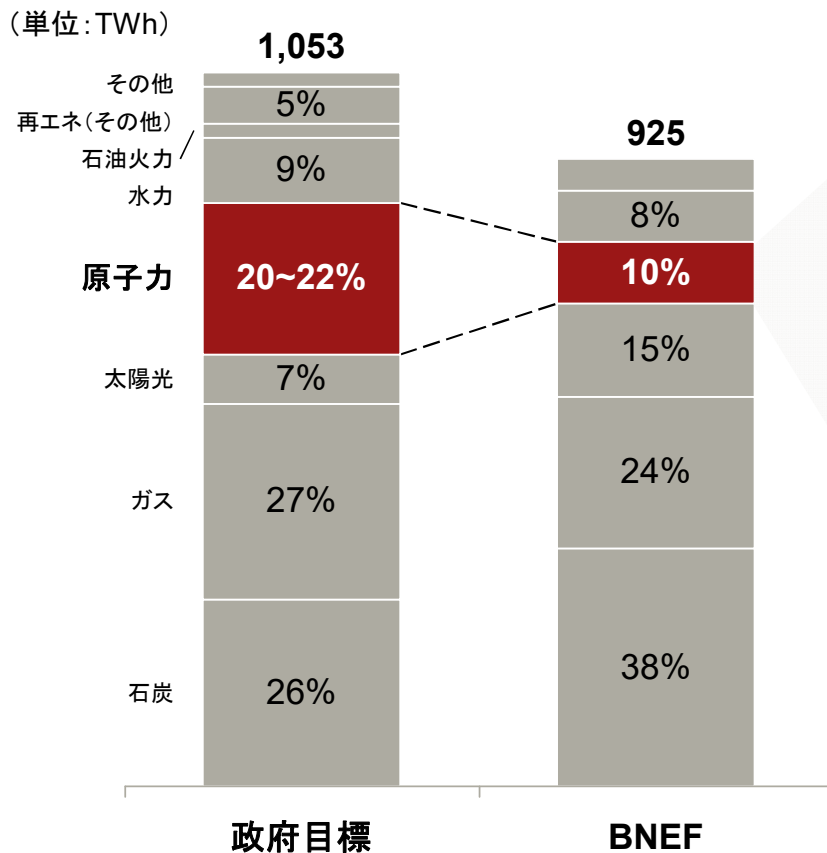
2030年におけるLNG火力発電の運転開始年別発電容量



1. 経済産業省のコスト等検証委員会では石炭火力の耐用年数を40年としているが、実際には40年超での稼働も可能  
出所: 各社公表情報, A.T. Kearney analysis

他方、未だ原発の再稼働は3ユニットに留まり、今後の再稼働は不透明。  
 原発は2030年の電源ミックスにおいて10%に留まるとの見方もある

2030年の発電ミックス政府目標とBloomberg New Energy Finance (BNEF)による予測



BNEFの予測内容

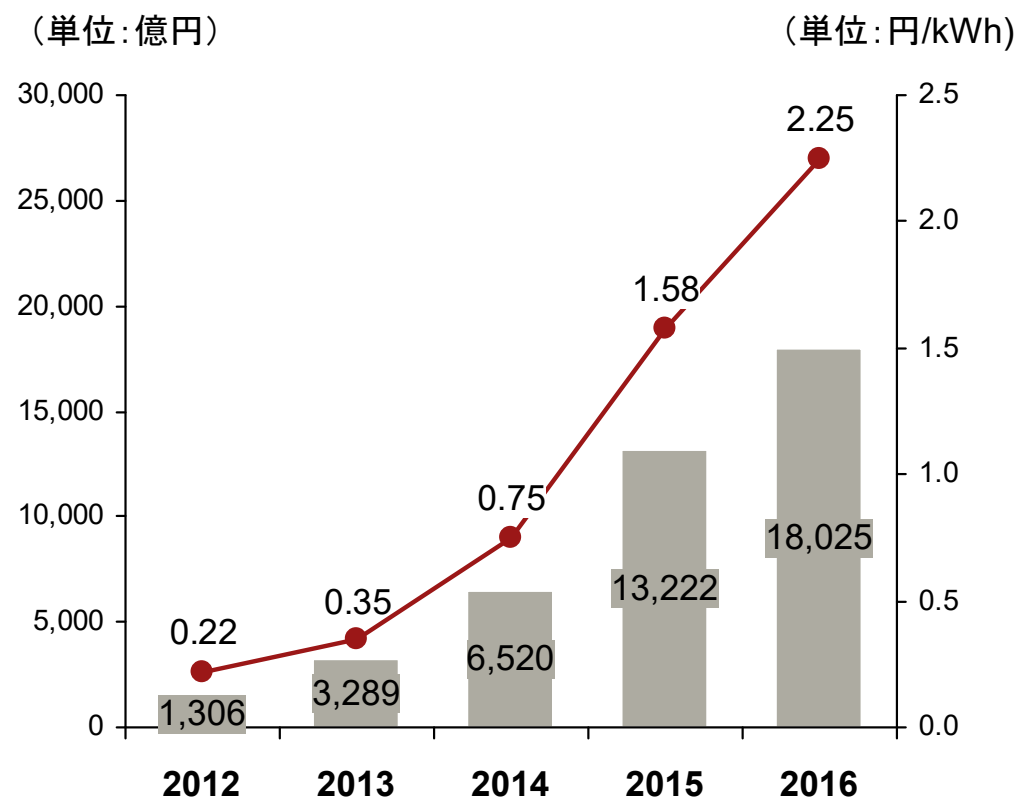
- 需要を政府目標より▲10%低く予測した上で、原子力が2030年の電源ミックスにおいて10%にとどまると予測
  - BNEFの予測は、以下の4要因を検討した結果
    - 原子力発電所の経済性
    - 法整備の難しさ
    - 行政の課題
    - 各発電所の地元自治体の合意形成の可能性
- 2030年の電源ミックスは、全ての原発の再稼働が必要としたうえで、それが実現する可能性は非常に低いと指摘
  - “The government’s projection would require all 36GW of Japan’s existing nuclear assets to be restarted, **which is highly unlikely.**”(BNEF)

再エネは世界的にも高額とされるFIT制度により、太陽光を中心に急拡大した。その結果、再エネ賦課金は、家庭用の電気料金の1割弱を占めるまでに至っている

主要再エネ電源4種の導入余地\*1

| (単位:GW)         | 設備容量(2016年) |      |             | 政府目標(2030年) |              |
|-----------------|-------------|------|-------------|-------------|--------------|
|                 | 認定済<br>未導入  | 導入済  | 計           | 目標          | (余地)/<br>過剰  |
| 太陽光<br>(10kW以上) | 52.0        | 23.6 | <b>75.5</b> | 55.0        | <b>21.5</b>  |
| 太陽光<br>(10kW未満) | 0.7         | 8.7  | <b>9.3</b>  | 9.0         | <b>0.3</b>   |
| 風力              | 2.4         | 3.0  | <b>5.4</b>  | 10.0        | <b>(4.6)</b> |
| バイオマス           | 3.2         | 1.6  | <b>4.8</b>  | 5.2         | <b>(0.4)</b> |

再エネ賦課金の推移\*2

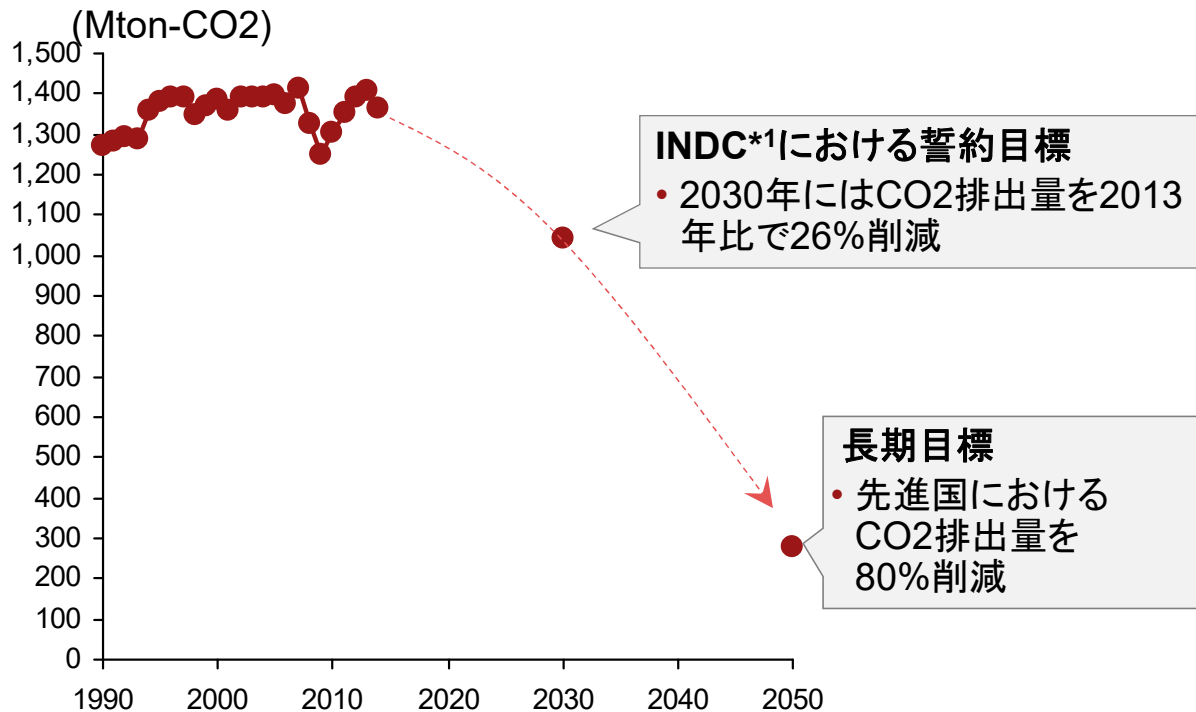


1. 2016年実績は「固定買取制度情報公開Web」、2030年の設備容量はMETI「長期エネルギー需給見通し 関連資料」2015年7月よりA.T. Kearney作成  
 2. METI「賦課金単価等の推移について」2016年3月よりA.T. Kearney作成 単価は家庭用

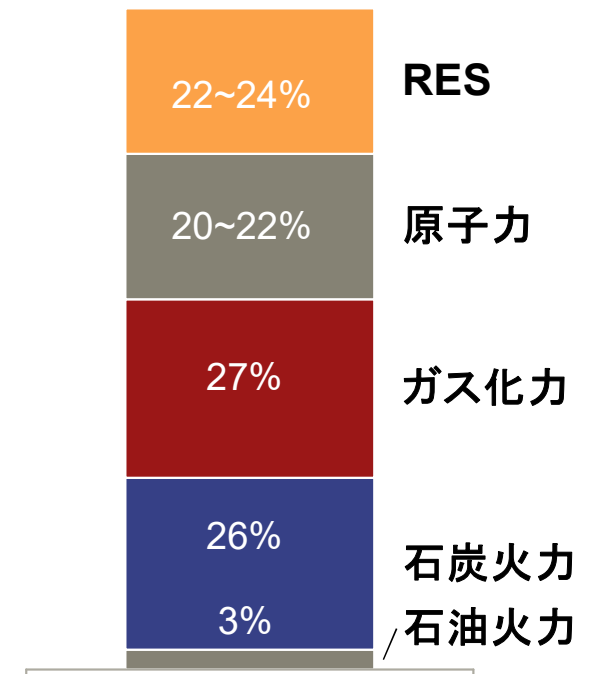


そうした中、COP21で日本は2030年時点に2013年比26%のCO2削減をコミット。更に2050年には80%の削減を目標として宣言

CO2排出量の推移・目標



日本の発電ミックスの目標\*2



日本のCO2削減目標達成には、その目標とする発電ミックスの実現が前提条件となる

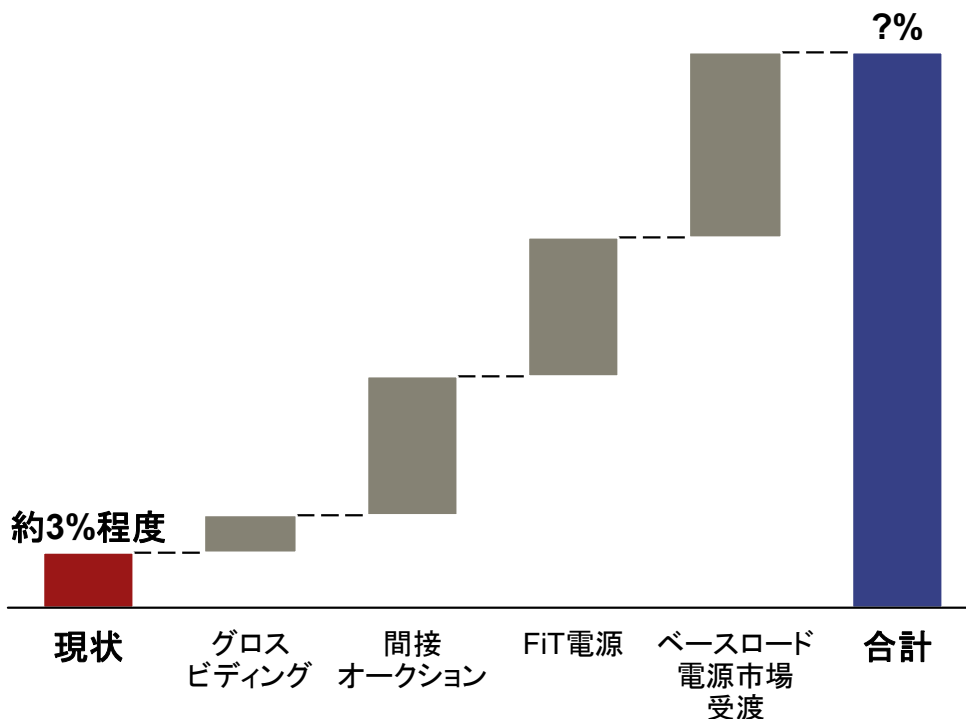
1. Intended Nationally Determined Contributions  
 2. 長期エネルギー需給見通し(July 2015)  
 出所: 環境省

- 自由化後の電源開発の状況 ～ 電力小売料金に着目し相次いだ火力電源開発計画
- 足下の二つの状況変化 ～ 電源開発への卸売市場価格の影響拡大と資源価格の低下
- 資源価格と原発比率に応じたシナリオ ～ 電源ミックスとCO2排出量への影響  
※現行制度を前提とし、イノベーションや抜本的な制度改定など考慮の外とした「思考実験」として

## 変化①売電価格想定の構造的変化

卸売市場活性化政策が打ち出された結果、電源開発の実行可否を決める売電単価を見通す際は、小売料金だけでなく卸売市場価格が意識されるようになり始めている

### JEPXスポット市場の取引量の見立て(イメージ)



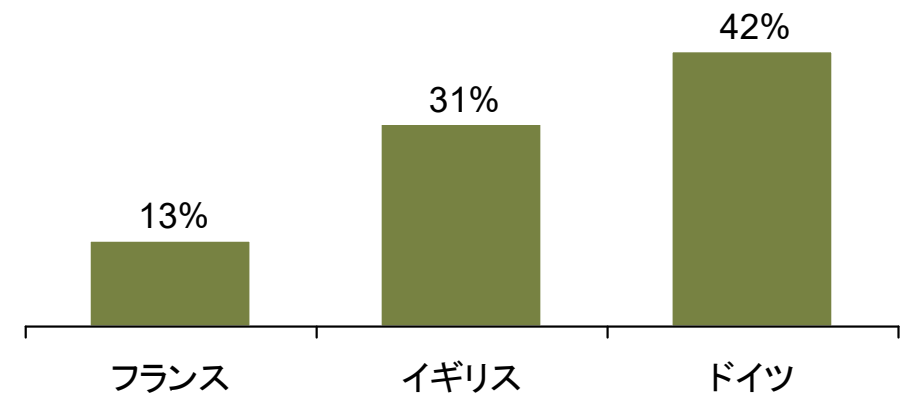
**市場取引関係者**

スポット市場の取引量は、現在議論されている各制度が立ち上がることで近々30%程度にまで増えるのは、ほぼ見えている

**発電関係者**

新規発電所の建設にあたっては、卸売市場価格を強く意識し始めている

参考) 欧州諸国のスポット取引比率(2012または2013年)

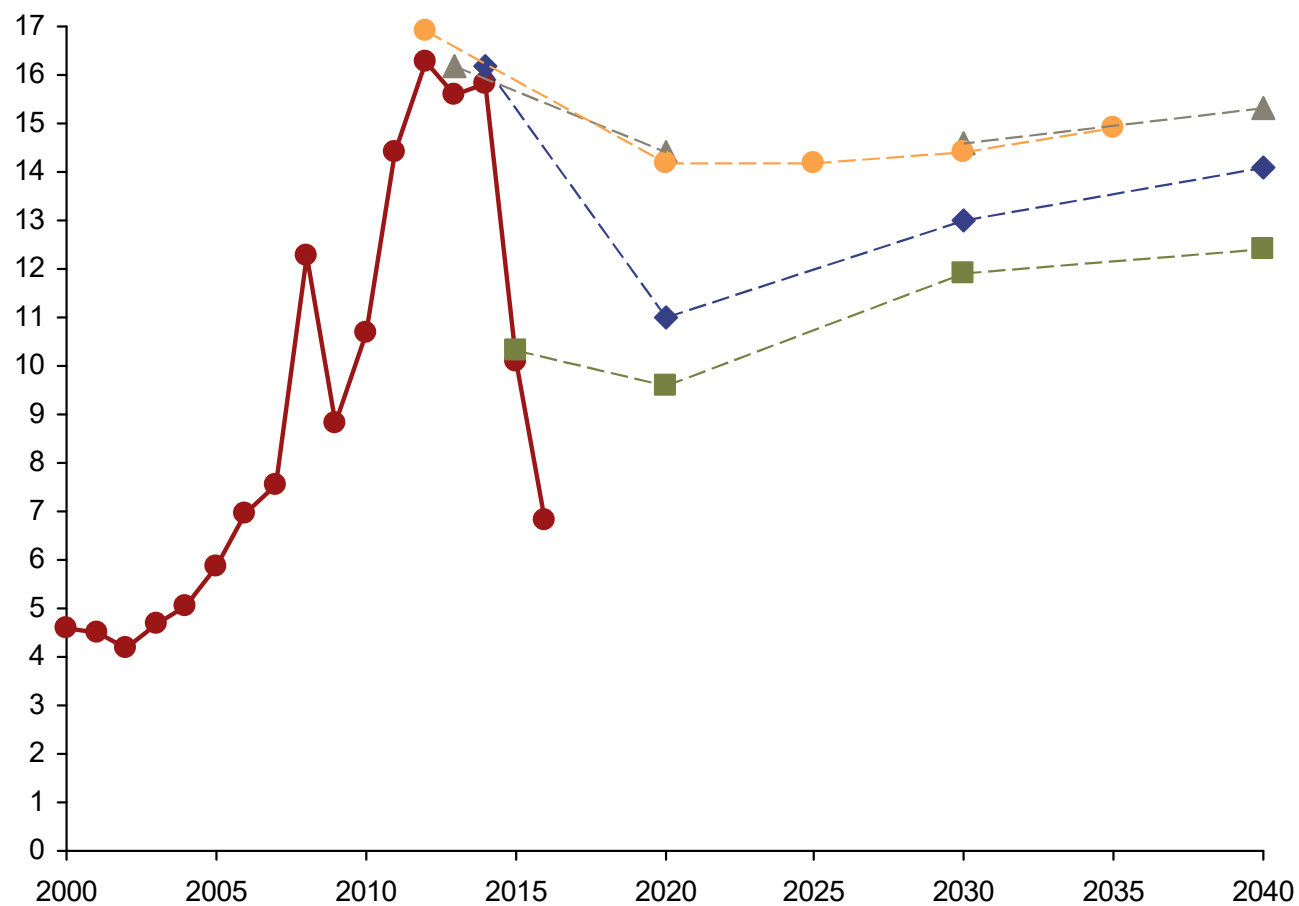


## 変化②資源価格の低下

火力発電所建設計画が相次いだ2013－2015年と比べ大きく低下

### LNG輸入価格実績推移\*1とWEOによる予測の変遷

USD/mmBtu

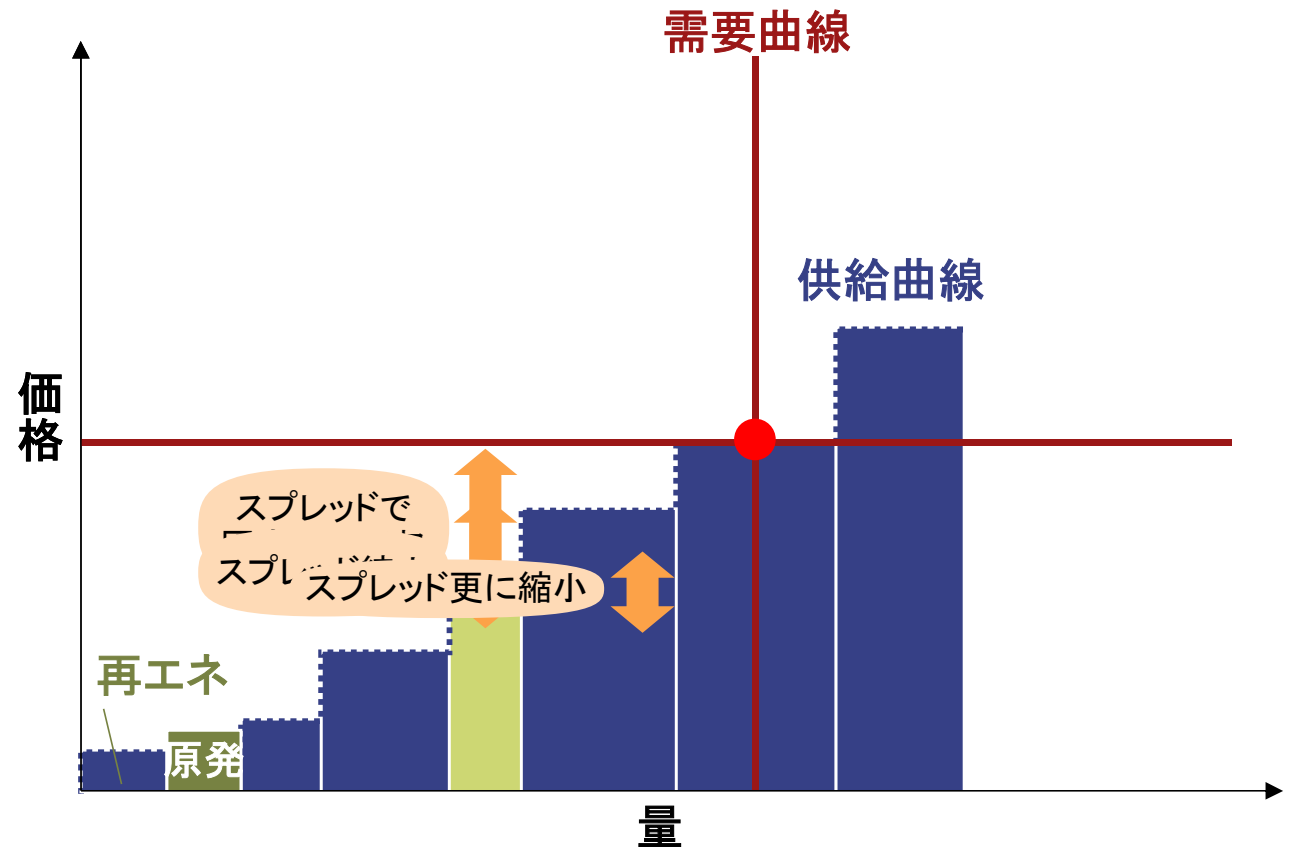


## 二つの変化は火力発電所建設計画の収益性を悪化させる

### メリットオーダーが規定する 卸売市場価格と発電事業の利潤

- メリットオーダーが供給曲線となり  
需要曲線との交点となる発電所の  
限界費用が卸売市場価格となる
- 投資回収等固定費は市場価格と  
燃料費との差分＝スプレッドにより  
賄われることになる
- 相対的に燃料費が高く、メリット  
オーダー上右よりに位置しがちな  
LNG火力や、メリットオーダー上左  
ではあるが、固定費の高い新設原  
子力は固定費回収が危ぶまれる
- 他方、償却済みの原子力や石炭火  
力は総括原価や小売会社との固  
定費込みのPPAでは考えられない  
高い利潤があがる

### 卸売市場の価格決定メカニズムのイメージ



投資回収が予測できる総括原価やPPAから卸売市場価格に発電事業の売電価格決定要因が変わると、新設火力等の投資回収は市場価格と燃料費とのスプレッドで賄われることとなる。可変費ゼロの再エネや低い原発が入ったり、資源価格が低下すると高効率火力の収益性は悪化する

# 最近、二つの火力発電の新增設計画の取り止めが発表された

## 石炭・ガス火力発電所の検討中止の事例

### 1 石炭火力発電所

- JXTGと関電エネルギーソリューション(Kenes)は、市原発電所の検討を中止(2017/3/17発表)
  - 出資比率:50%(JXTG)、50%(Kenes)
  - 燃種:石炭(USC)
  - 規模:約100万kW
  - 投資額:約3,000億円
  - 2024年運転開始を目途として検討
- プロジェクトの事業性を理由に検討を中止
  - 「プロジェクトの事業性および事業環境の変化等に関する両社の見解を踏まえ」検討を中止(TGニュースリリース 2017/3/17)
  - TGが事業採算が取れないと判断し、関電に事業化の取りやめを申し入れ(日経新聞 2017/3/24)
  - JXTGは静岡県や北海道で計画するLNGやバイオマス発電所は事業化を進める方針(日経新聞 2017/3/24)

### 2 ガス火力発電所

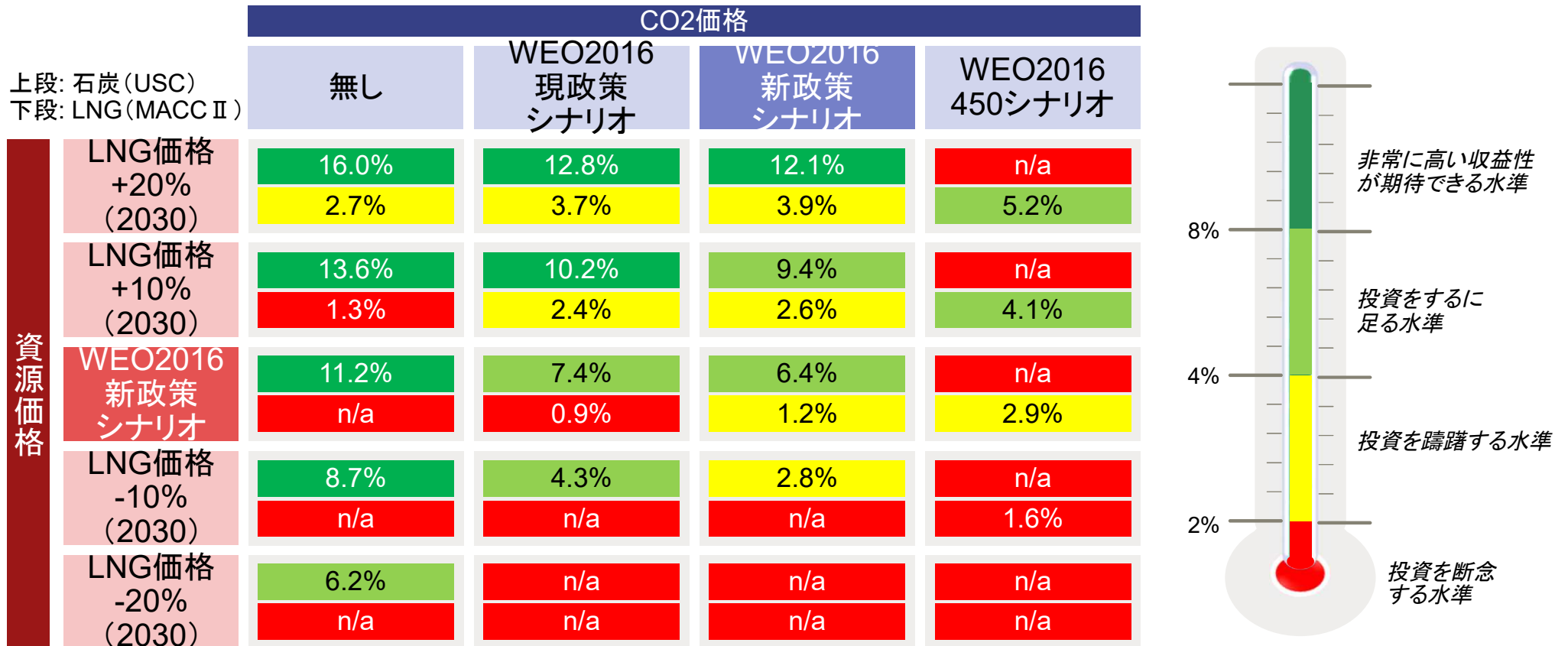
- JXTGと東京ガスが川崎天然ガス発電所3、4号機の検討を中止(2017/7/14発表)
  - 出資比率:51%(JXTG)、49%(東京ガス)
  - 燃種:LNG(コンバインドサイクル発電)
  - 規模:約65万KW×2
  - 投資額:約1,000億円
  - 2021年運転開始を目途として検討
- プロジェクトの事業性を理由に検討を中止
  - 「事業性の検討結果を踏まえ、本計画の事業化に向けた検討を中止」(東京ガスプレスリリース 2017/7/14)
  - 増強を中止する理由の一つは送電設備の費用。発電する電気を専用設備につなぐための追加投資が当初の試算より大幅に増えた見込み(日本経済新聞 2017/7/14)
  - 川崎天然ガス発電の増強は断念し、競争力の高い他の発電所の建設を進める方針(日本経済新聞 2017/7/14)

それぞれ個別の理由はあると想定されるが、収益性の悪化も一因か

# 資源価格とCO2価格に応じた石炭火力とガス火力建設のIRR試算

資源価格低下は、新鋭石炭・ガス火力ともに収益性を悪化させ、WEO2016水準ではLNG火力は投資回収不能(ミッシングマネー問題)。CO2価格が限界費用に加わると、その上昇はメリットオーダー上劣位にある燃焼効率の悪い火力の限界費用を上げ、市場価格も上がり、新鋭ガス火力の収益性を改善させるが、450シナリオ以外は投資が躊躇する水準。逆にそれ以上に限界費用が上がる石炭火力は収益性を悪化させるが、450シナリオ以外は投資は進みやすい

簡易的なメリットオーダー分析に基づく石炭火力・LNG火力建設におけるプロジェクトIRR  
(原発低位ケース: 原発13%、RES27%、石炭36%、LNG25%)



## 他方、原発比率の低下や再エネの拡大は、小売料金を引き上げる

### 原発再稼働の遅れ・廃炉

- 原発再稼働が進み、また60年運転など既存ユニットの有効活用が進めば、卸売市場価格低下を通じ、小売料金引き下げに繋がる
- しかし、原発再稼働が進まず、かつ安全対策費を含む固定費が卸売市場価格を超えた分は、いずれかの形で、小売料金に反映される
- また、結果、廃炉されれば、積立額に対する不足分は廃炉会計を通じ、小売料金を引き上げる

### 再エネの拡大

- 再エネの拡大はゼロ限界費用として、卸売市場価格を引き下げ、小売料金引き下げる
- しかし、再エネ(FiT価格)は、卸売市場価格よりも未だ高い時代が続くため、賦課金として小売料金の引き上げ要因としても働く
- FiT価格が低くなった太陽光でも、FiT価格と卸売市場価格の差は現状10円/kWhを優に上回ることが多く、その導入は、卸売市場価格引き下げ効果より、小売料金引き上げ効果の方が大きい
- FiT価格が卸売市場価格に相応に近づくまで、再エネの拡大は小売料金を引き上げ続ける

原発の再稼働や稼働延長が進まず非化石電源が不足し、政府目標を超えて再エネの導入を図る場合、卸売市場価格の現状より低下するものの、小売料金は引き上がる



- 自由化後の電源開発の状況 ～ 電力小売料金に着目し相次いだ火力電源開発計画
- 足下の二つの状況変化 ～ 電源開発への卸売市場価格の影響拡大と資源価格の低下
- 資源価格と原発比率に応じたシナリオ ～ 電源ミックスとCO2排出量への影響  
※現行制度を前提とし、イノベーションや抜本的な制度改定など考慮の外とした「思考実験」として

# 資源価格と原発比率に応じたシナリオ：電源ミックスとCO2排出量への影響 ～中期(2030年まで)・長期(2030年以降)をイメージして～

## 1 原発再稼働大・資源価格高

- 中期的に原発比率が高くなれば、太陽光・バイオマス等が政府目標を上回る勢いで拡大してきたため、再エネは全体として抑制される方向になり火力よりメリットオーダー上優位な電源は政府目標を大きくは上回らない
- 他方、資源価格がWEO2016より引き上げられれば、火力増設が進展。特に石炭火力は、カーボンプライシングが導入されかつ、CO2価格が極端に引き上がらない限り、卸売市場での売電は収益性高く、建設のインセンティブは強くなる
- しかし、現行の省エネ法・高度化法では、石炭火力の建設を直接的に規制することは容易でなく、CO2排出量は2030年目標値を超える。また、長期的にも、ロックイン効果を踏まえると2050年目標の達成は困難になりかねない

## 2 原発再稼働小・資源価格高

- 中期的に原発が少ない場合、CO2削減目標順守のため、FIT価格の引き下げを緩和するなどして、現行のFIT制度の元、原発不足を再エネが一定量は補完する
- 火力のメリットオーダーはシナリオ①と同じか、やや良い位置になる一方、資源価格は高いため、①以上に火力(特に石炭火力)の建設は進め易く、CO2排出量削減目標達成は困難に
- しかし、再エネの拡大や原発の廃炉は系統電力の小売料金を引き上げる。分散電源が相対的にコスト安となり、長期的には、託送費を含め固定費の大きい系統電力は需要縮小・料金引き上げのデススパイラルに陥りかねない
- 地域で分散電源や蓄電池を共有する地産地消社会へのシフトも促進されやすくなるが、配電網の安価な利用が可能になるなど託送制度の在り方による

## 3 原発再稼働大・資源価格低

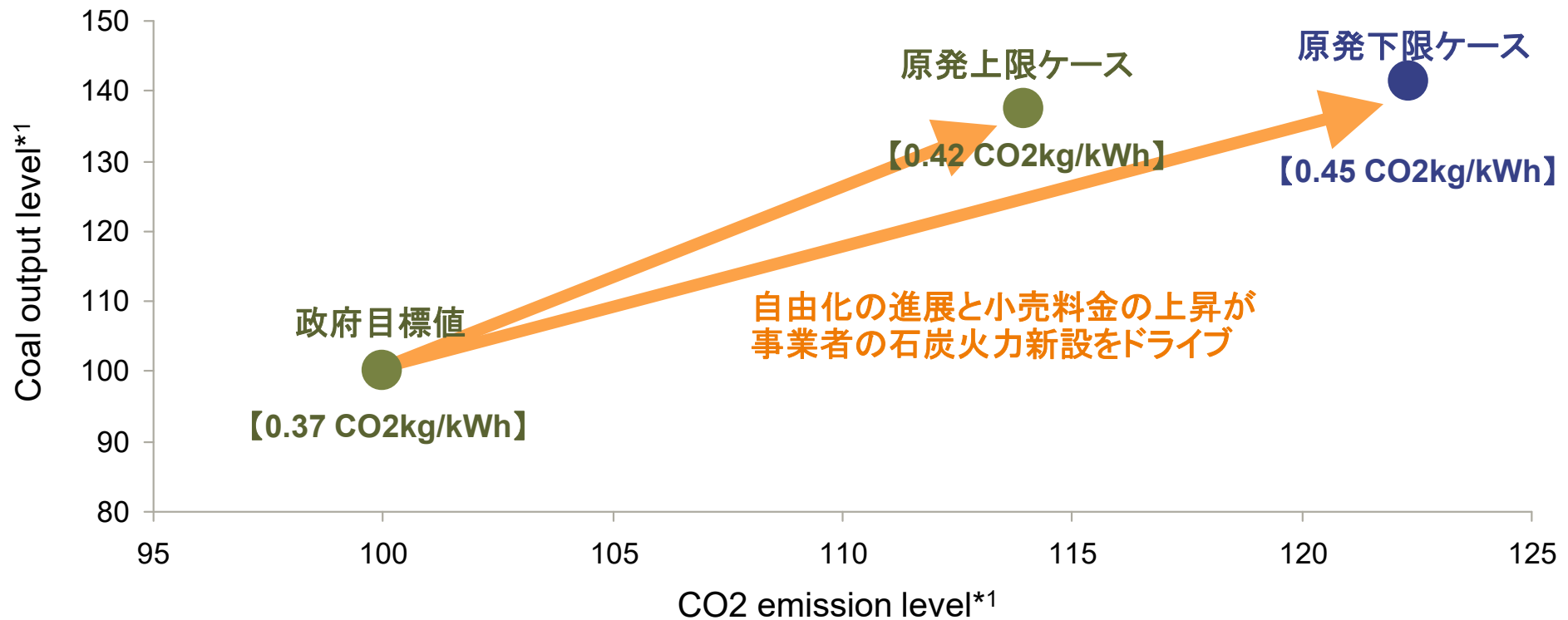
- ①の逆となり、中期的には火力新增設は進みにくくなるため、CO2排出量の拡大は回避されやすい。但し、石炭火力はカーボンプライシングの導入などがなければ建設インセンティブは根強いことには留意が必要
- しかし、長期的に、火力の新增設(特にLNG火力)が進まない場合、ミッシングマネー問題の顕在化により、2020年にも導入とされている容量市場価格が高騰し、LNG火力も採算に乗る可能性も生じる
- 卸売市場価格はもっとも低位なシナリオ。長期ビジョン達成のオプションとされている原発は、経済面から困難化しやすい

## 4 原発再稼働小・資源価格低

- ③同様、中期的には、火力増設は進みにくくなるため、CO2排出量の拡大・ロックインは回避されやすい(石炭火力は別)
- 原発不足をある程度再エネが補うにせよ、需給逼迫に最も陥りやすいシナリオ。シナリオ③より早期に容量市場価格の高騰を招く
- 非化石電源は再エネ頼みとなり、資源価格は低いとはいえ、容量市場への支払が生じ、小売料金は高い水準となりやすい。長期的にはシナリオ②と同様、分散電源優位になり、託送制度の在り方によっては、地産地消社会に至る機運が高まる

# 【シナリオ①・②】資源高で、計画が表面化している石炭火力等火力発電所が全て運開した場合、原発比率にもよるが、2030年のCO2排出量は政府の目標を超過

2016年8月時点で表明されていた石炭火力・LNG火力建設計画が実現した場合の2030年におけるCO2排出量と石炭火力発電の発電量のシミュレーション



2050年低炭素ビジョンでは、電源の9割が再エネ・原発・CCS付火力とされた。火力のロックイン効果も踏まえると、その道筋として、早期の手立てが必要となる

1. 政府の目標ケースを100とした場合の相対値

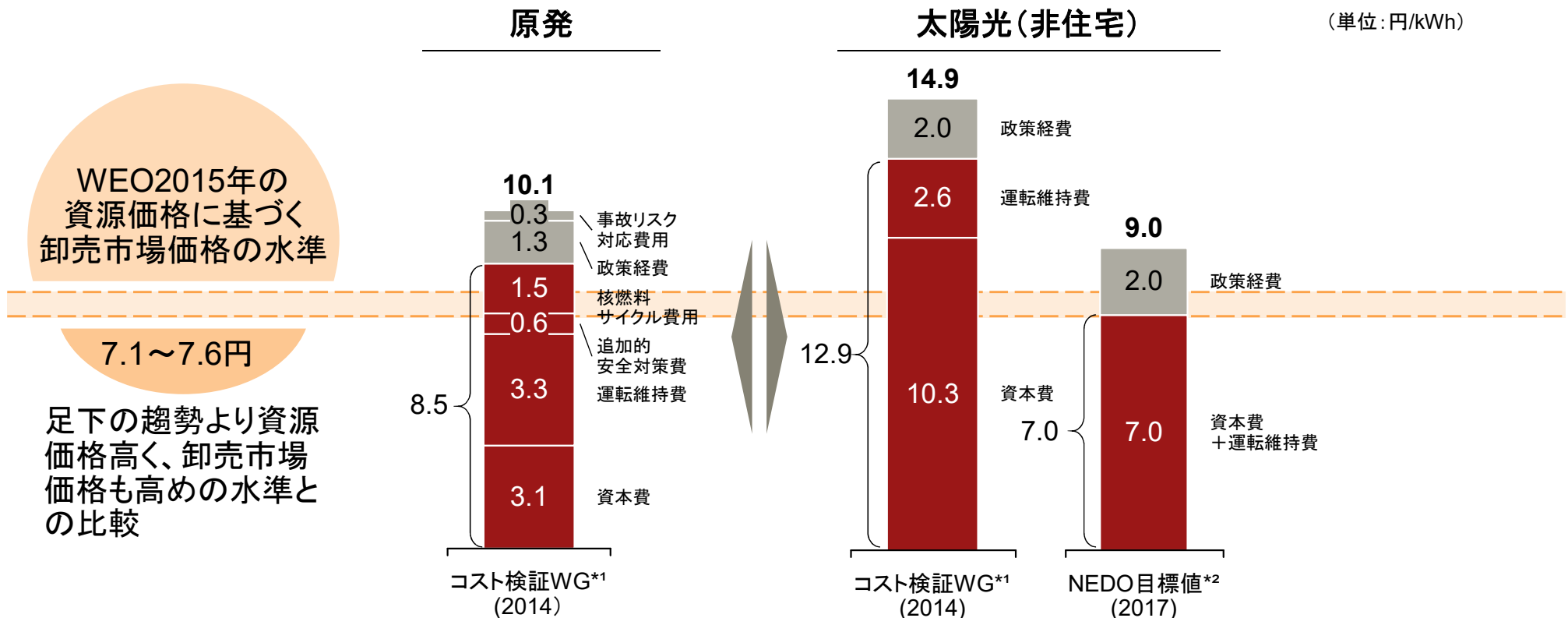
# 【シナリオ①・②】省エネ法及びエネルギー供給構造高度化法の石炭火力の建設の抑制効果は限定的ではないか

| 規制の概要         |      |                      |                     | 石炭火力の抑制効果 |  |
|---------------|------|----------------------|---------------------|-----------|--|
|               | 対象   | 対象項目                 | 基準値                 |           |  |
| 省エネ法          | 発電会社 | 事業者が保有する全火力発電所の平均熱効率 | 44.3%<br>(2030年時点)  | 有効性に不透明感  | <ul style="list-style-type: none"> <li>石炭火力の新設を検討する大手電力・大手都市ガス事業者はLNG火力比率が高く、達成容易な場合が多い</li> <li>一部地方電力などに対しては共同での目標達成を促すことにはなるが、迂遠なアプローチで、有効に機能するか不透明ではないか</li> </ul> |
|               |      | 新設火力の熱効率             | 石炭 42%<br>LNG 50.5% |           |  |
| エネルギー供給構造高度化法 | 小売会社 | 非化石電源の比率             | 44%<br>(2030年時点)    | 効果なし      | <ul style="list-style-type: none"> <li>RES普及のインセンティブにはなるが、火力発電所の種類までは規定されていない。こと石炭火力の建設の抑制には効かない</li> </ul>  |

石炭火力建設に抑制をかけるなら、カーボンプライシングだけではない手立ても必要とも考えられるが、現行の法制度で十分か

# 【シナリオ③】原発新設コストは卸売市場価格を上回る可能性がある。原発比率を長期的に維持・拡大するなら事業者にとっての収益性向上や投資予見性が重要となる

## 2030年の発電コスト(原子力・太陽光)と市場価格



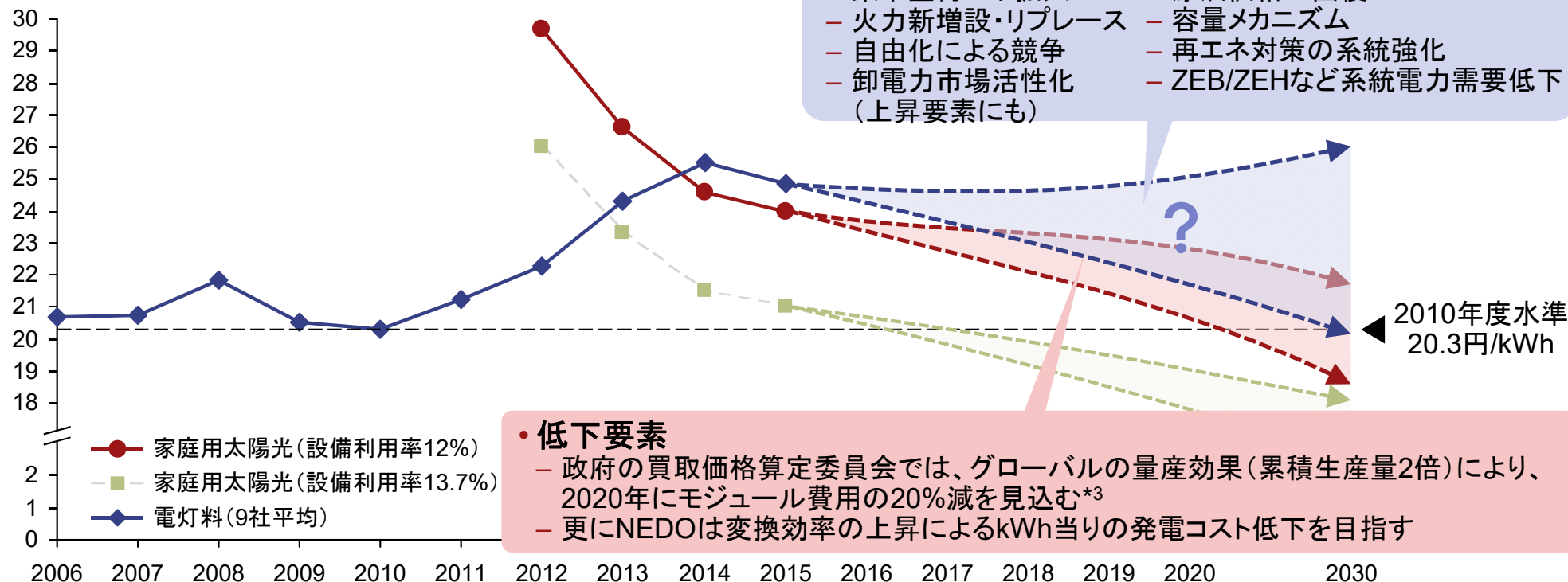
カーボンプライシングは自由市場で原発の収益性の向上には有効。但し投資回収の予見性向上にはCfDなどより直接的な手当が必要か。太陽光発電コストが経産省が目標とする7円までやがては下がるなら、国民理解の促進が不可欠

1. METI 発電コスト検証WG「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告」の2030年モデル  
 2. METI「FIT法改正を踏まえた 調達価格の算定について」の2030年の目標値(NEDOの技術開発目標)に発電コスト検証WGの政策経費を加えた値

# 【シナリオ②・④】家庭用太陽光は既にグリッドパリティに達していると考えられる？

## 家庭用太陽光発電コスト\*1と電灯料\*2の推移

円/kWh



- 低下要素**
  - 原発再稼働
  - 集中型再エネ拡大
  - 火力新增設・リプレース
  - 自由化による競争
  - 卸電力市場活性化 (上昇要素にも)
- 上昇要素**
  - FiT賦課金 (炭素税)
  - 原油価格の回復
  - 容量メカニズム
  - 再エネ対策の系統強化
  - ZEB/ZEHなど系統電力需要低下

- 低下要素**
  - 政府の買取価格算定委員会では、グローバルの量産効果 (累積生産量2倍) により、2020年にモジュール費用の20%減を見込む\*3
  - 更にNEDOは変換効率の上昇によるkWh当りの発電コスト低下を目指す

弊社の試算では、国際価格への収斂などではなく保守的に見積もっても、太陽光 (家庭用) は2025年時点で電力会社の地域ごとに異なるが、約3~8円系統電力よりも分散電源の方が安価となった。系統電気料金が割高となるシナリオ②・④では、分散電源の浸透が、経済合理で自ずと進みやすくなる

1. 発電コスト検証WGにない稼働20年、減価償却期間17年、割引率3%として試算。運転維持費は調達価格算定委員会による直近の実績値3,200円/kW・年を一律で適用  
 2. 2015年度の電灯料は第三四半期累積より算出  
 3. 2020年に量産効果によりモジュール費用  
 出所: 各社有価証券報告書、四半期報告書、「平成28年度調達価格及び調達期間に関する意見(案)」(調達価格算定委員会、2016年2月22日)、「太陽光発電の将来コストの見通しについて」(コスト等検証委員会、2011年11月8日)、A.T. Kearney分析  
 A.T. Kearney xx/ID 22

A.T. Kearney is a leading global management consulting firm with offices in more than 40 countries. Since 1926, we have been trusted advisors to the world's foremost organizations. A.T. Kearney is a partner-owned firm, committed to helping clients achieve immediate impact and growing advantage on their most mission-critical issues. For more information, visit [www.atkearney.com](http://www.atkearney.com).

---

**Americas**Atlanta  
Bogotá  
BostonCalgary  
Chicago  
DallasDetroit  
Houston  
Mexico CityNew York  
Palo Alto  
San FranciscoSão Paulo  
Toronto  
Washington, D.C.

---

**Asia Pacific**Bangkok  
BeijingHong Kong  
JakartaKuala Lumpur  
MelbourneMumbai  
New DelhiSeoul  
ShanghaiSingapore  
SydneyTaipei  
Tokyo

---

**Europe**Amsterdam  
Berlin  
Brussels  
BucharestBudapest  
Copenhagen  
Düsseldorf  
FrankfurtHelsinki  
Istanbul  
Kiev  
LisbonLjubljana  
London  
Madrid  
MilanMoscow  
Munich  
Oslo  
ParisPrague  
Rome  
Stockholm  
StuttgartVienna  
Warsaw  
Zurich

---

**Middle East  
and Africa**Abu Dhabi  
DohaDubai  
JohannesburgManama  
Riyadh