

平成25年8月20日
原子力委員会定例会議

原子力発電コストの長期的推移と 国富流出抑制効果の評価

日本エネルギー経済研究所

松尾 雄司

[松尾]

1. 有価証券報告書による長期発電コストの評価 ※1
2. 原子力発電による国富流出抑制効果の評価 ※2

[山口]

3. 有価証券報告書を用いた直近の発電コストの評価 ※3
4. 化石燃料上昇の電気事業財務への影響について ※3

※1 松尾雄司、山口雄司、村上朋子「有価証券報告書を用いた評価手法による電源別長期発電コストの推移」, 日本エネルギー経済研究所, (2013).
<http://eneken.iecej.or.jp/data/5092.pdf>

※2 小谷洋平「原子力発電の利用による国富流出抑制効果の試算について」,
『エネルギー経済』, 39(1), pp.22-28, (2013).
<http://eneken.iecej.or.jp/data/4662.pdf>

※3 松尾雄司、山口雄司「福島第一原子力発電所事故後の日本の発電コスト上昇と電気事業財務への影響」, 日本エネルギー経済研究所, (2013).
<http://eneken.iecej.or.jp/data/5089.pdf>

1. 有価証券報告書による長期発電コスト試算 ※1

※1 松尾雄司、山口雄司、村上朋子「有価証券報告書を用いた評価手法による電源別長期発電コストの推移」, 日本エネルギー経済研究所, (2013).

評価方法

- ・ 1970～2011年度の一般電気事業者9社の財務諸表等に基づき発電コストを試算。

$$\text{発電コスト(円/kWh)} = \frac{[\text{電気事業営業費用}] + [\text{支払利息}]}{\text{発電電力量(送電端)}}$$

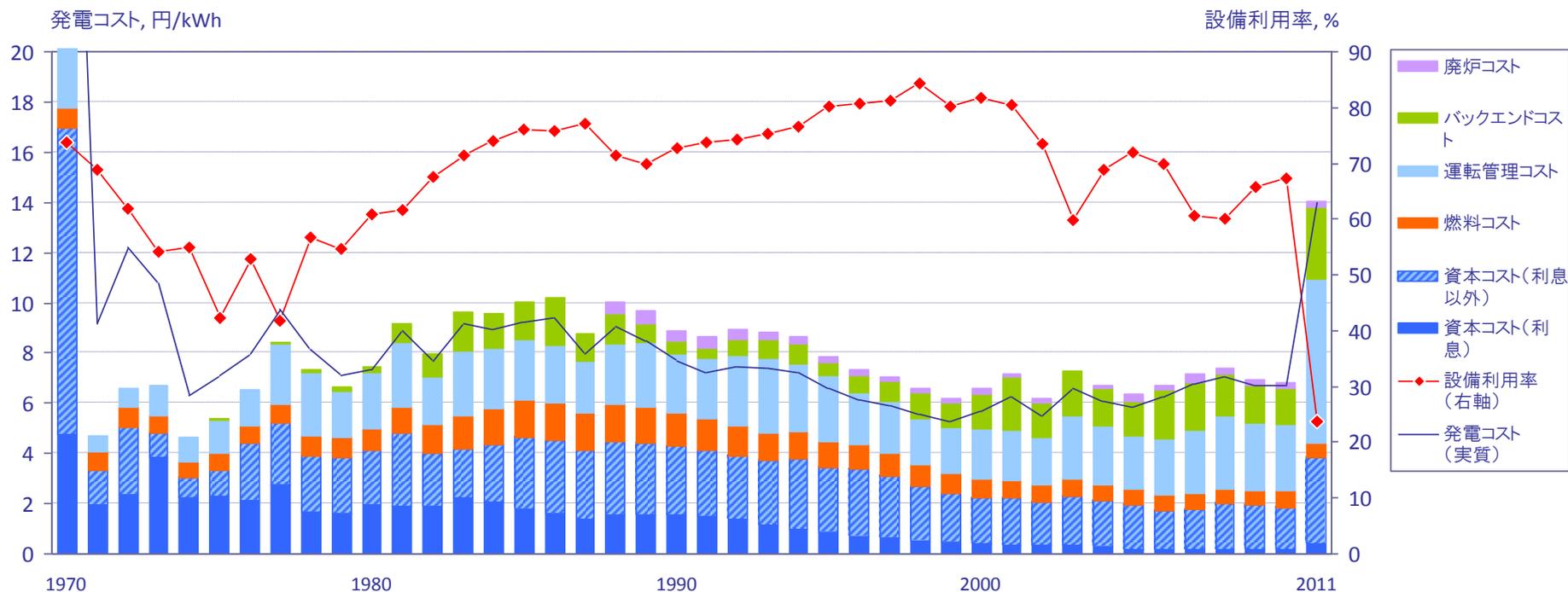
- ・ 支払利息についてはそれぞれの電源について「電気事業固定資産＋建設仮勘定」の値を算出し、それが電気事業全体に占める比率に応じて按分。

- ・ 電気事業営業費用を右表の通り5つの区分に分類(支払利息分は資本コストに計上)。

- ・ コストを時系列で比較する際には、GDPデフレーターを用いて2011年価格に実質化。

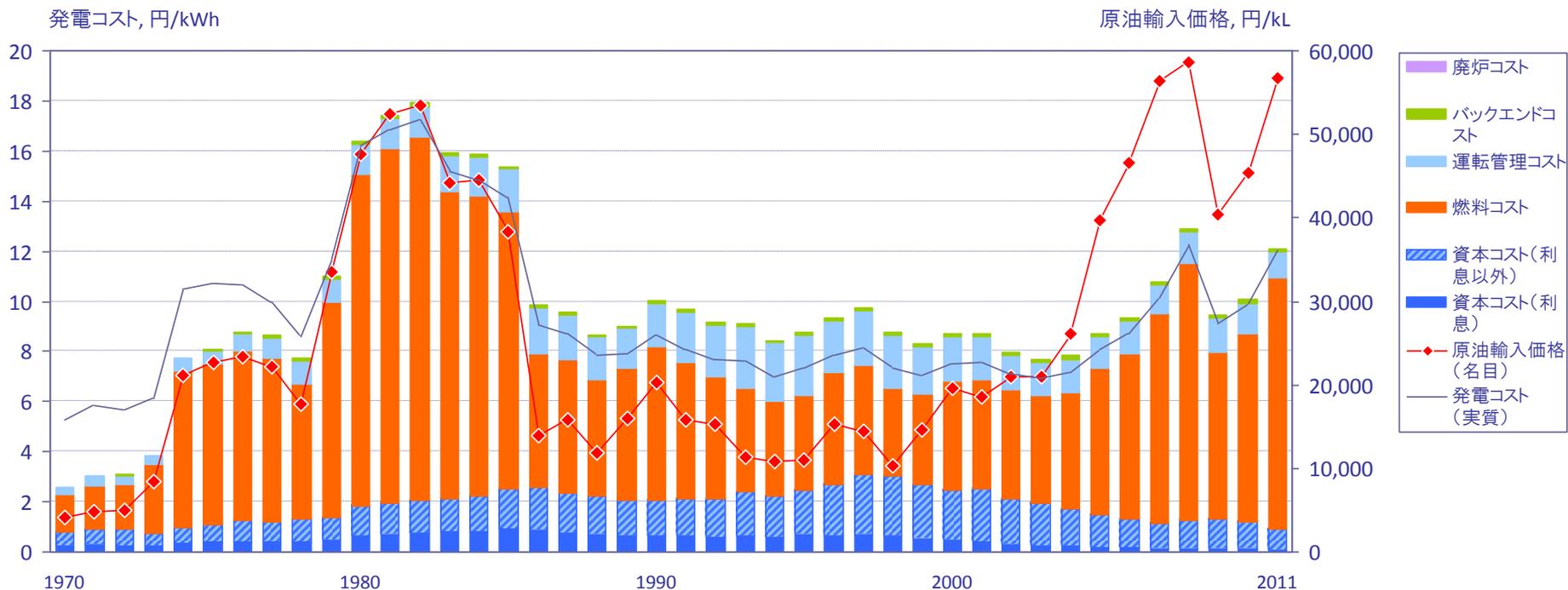
区分	要素別分類
資本コスト	固定資産税、減価償却費、固定資産除却費、共有設備等分担額
燃料コスト	燃料費
バックエンドコスト	使用済燃料再処理等費、使用済燃料再処理等準備費、廃棄物処理費、特定放射性廃棄物処分費
廃炉コスト	原子力発電施設解体費
運転管理コスト	上記を除く全て

原子力発電単価の推移



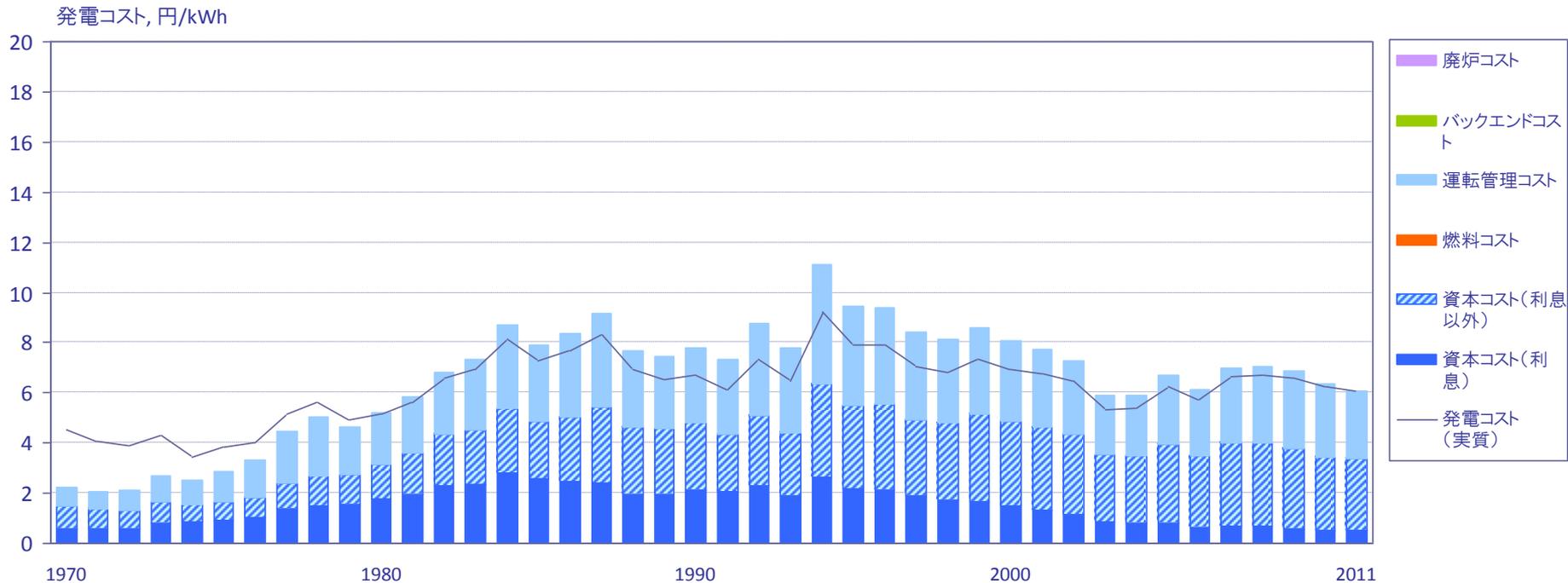
- ・ 原子力発電コストは6～10円/kWh程度で概ね安定的に推移。
- ・ 資本コスト、特にその利息部分の低減に伴い、発電コストは低下傾向に。
- ・ 2011年度には設備利用率の低下により、発電単価は大きく上昇。

火力発電単価の推移



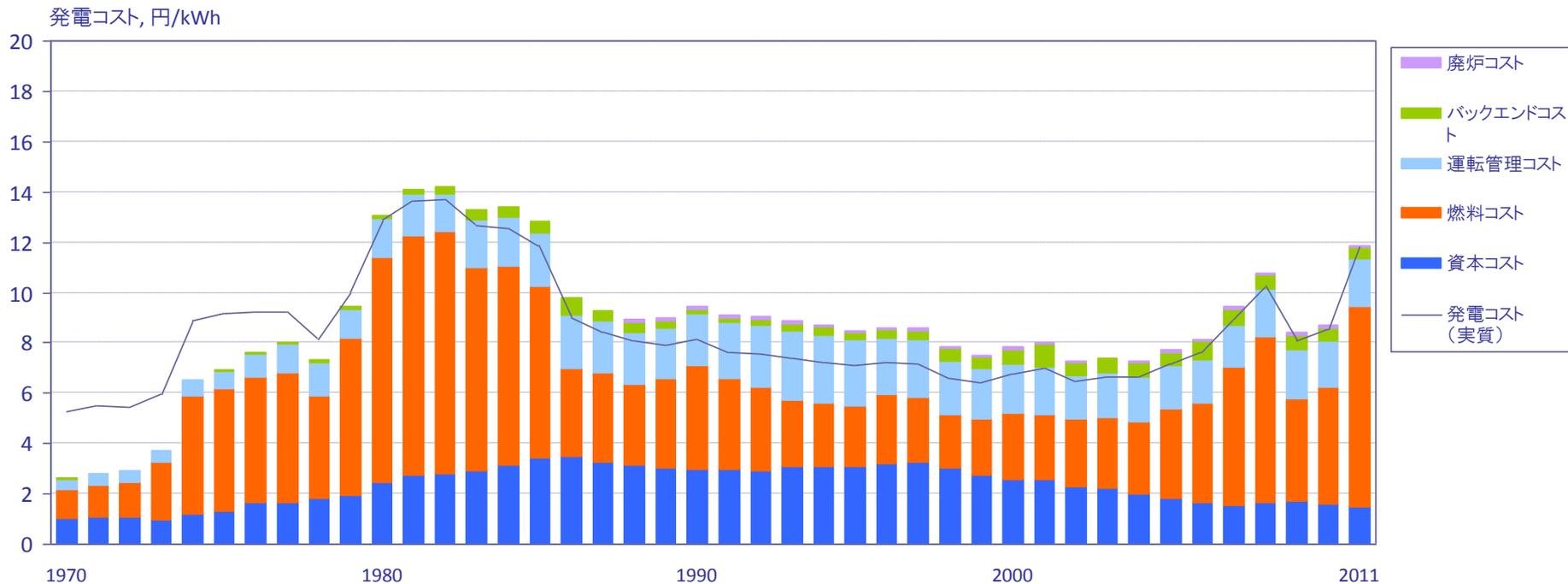
- ・ 火力発電単価は1980年代前半と2005年以降の原油価格高騰時に、大幅に上昇。
- ・ 発電単価が最も上昇した1982年度には、17.9円/kWhに。
- ・ 燃料多様化の努力に伴い、2005年以降の原油価格高騰時には、1980年代ほどは発電単価が上昇していない。

水力発電コストの推移



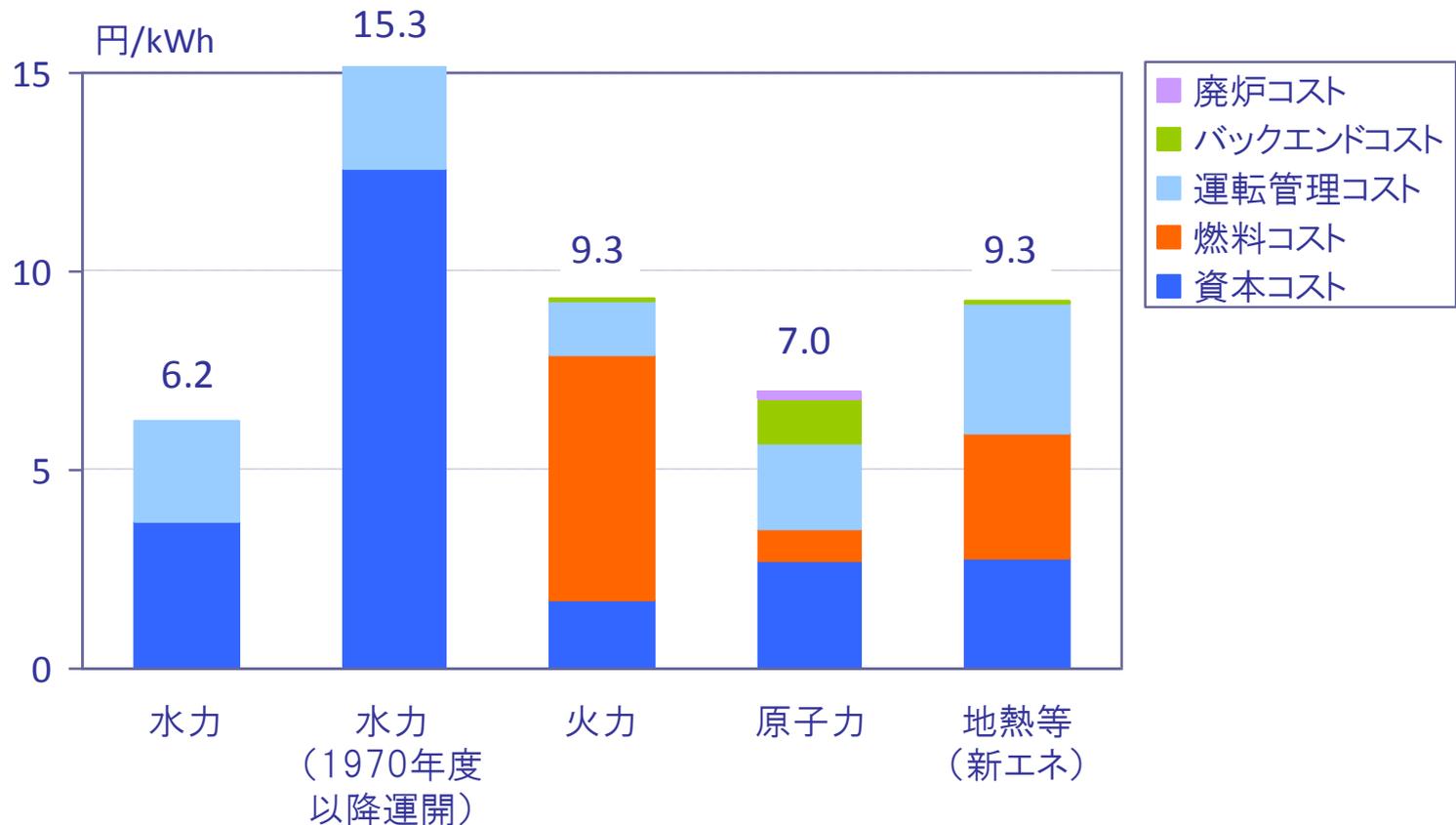
- ・ 水力発電設備はかなりの部分が既に減価償却済みであるため、その発電単価は火力・原子力に比べて安価。
- ・ 但し新規建設の影響を受けて若干の変動をしており、大規模揚水発電所が相次いで運転開始した1974年度には11.1円/kWhまで上昇。

平均発電コストの推移



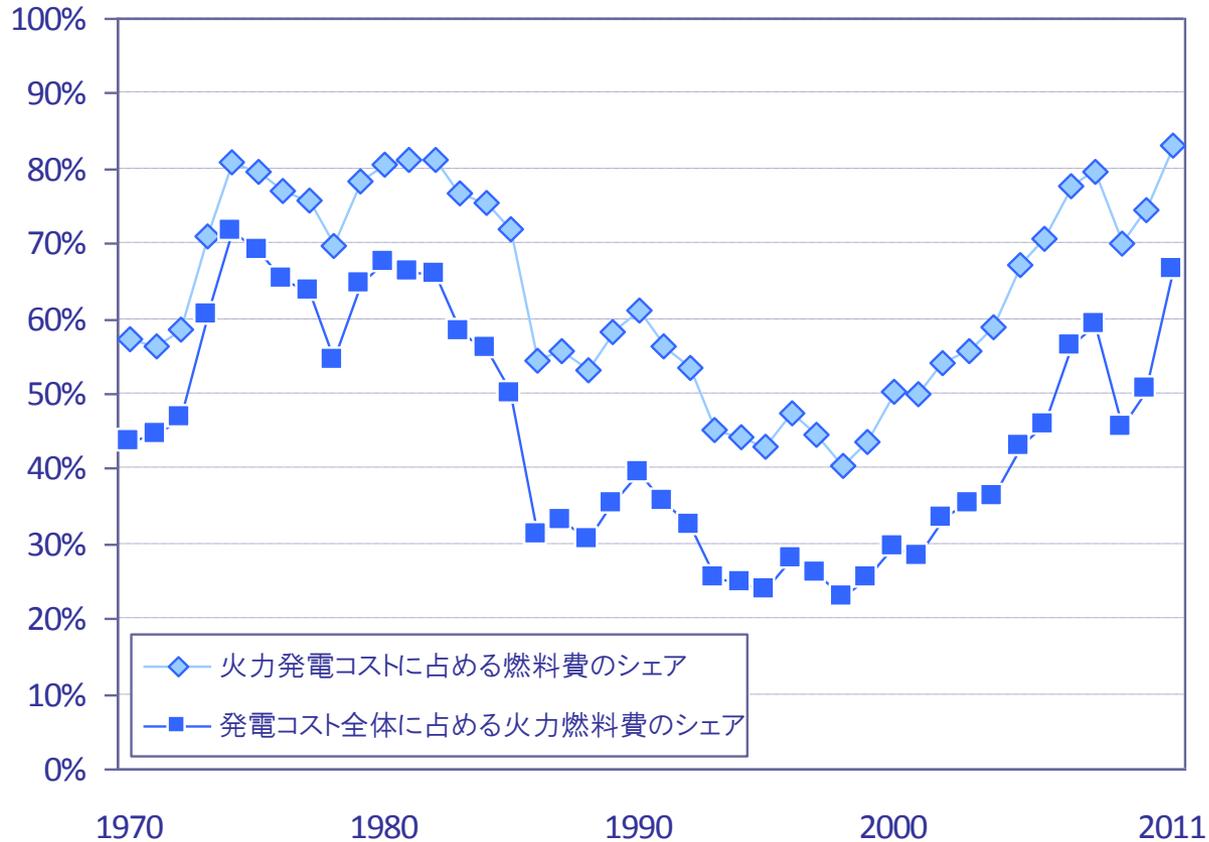
- ・ 全平均の発電単価は安定時には8円/kWh程度で推移。
- ・ 但し原油価格が高騰した1980年代前半や2005年以降には、発電コストが上昇。

1970-2011年度平均発電単価



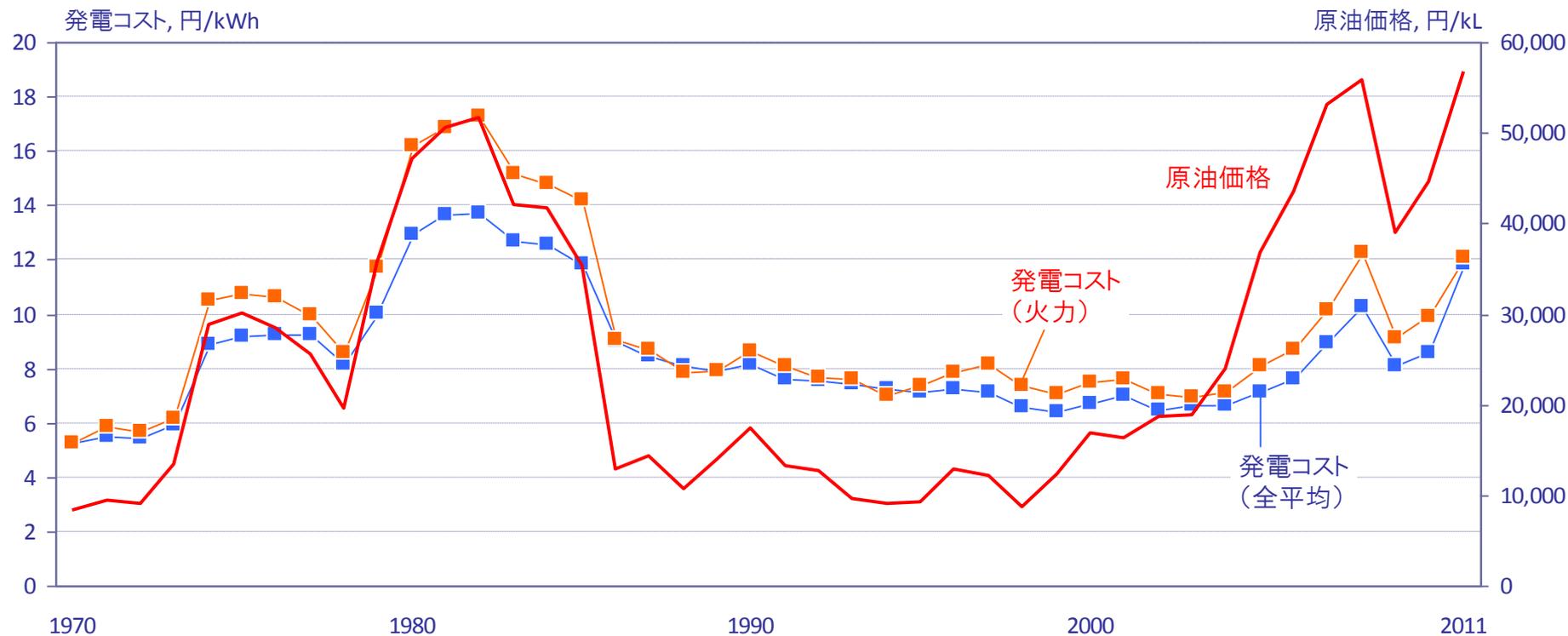
- ・ 1970～2011年平均発電単価は水力が最も安く、次いで原子力、地熱等（新エネルギー）、火力の順となる。
- ・ 1970年度以降運開分のみ限定した水力発電単価は15.3円程度と推計。

火力燃料費のシェア



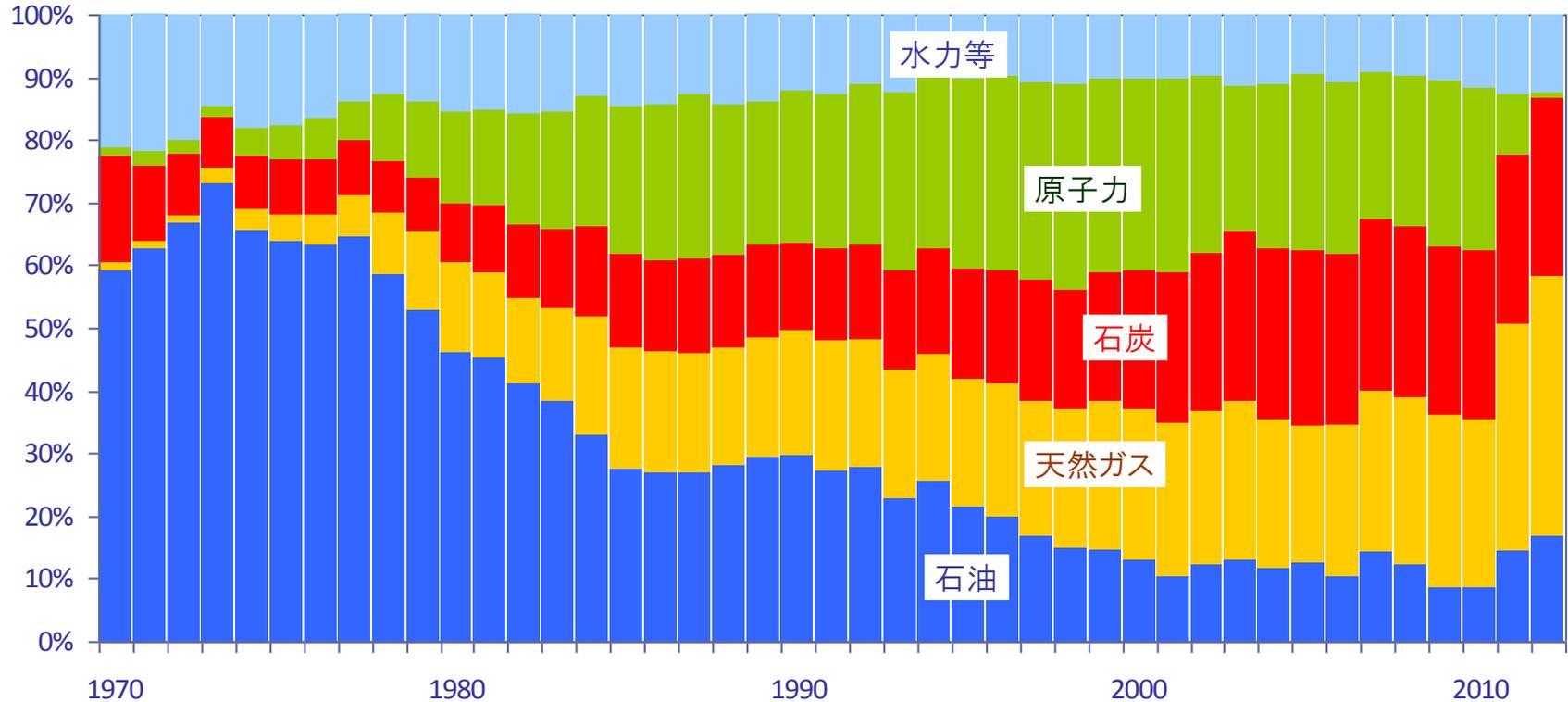
- ・ 火力発電コストに占める燃料費のシェアは1980年代には80%に及んでいたが、その後原油価格の低下に伴い40～50%程度まで低減。2005年以降再び上昇。
- ・ 2011年度には発電コスト全体に占める火力燃料費のシェアが67%まで上昇。

原油価格と発電コストの推移



- ・ 1980年代前半には原油価格の上昇に伴い、発電単価(火力及び全平均)が大幅に上昇。
- ・ 2005年以降、再度の原油価格上昇に伴い発電単価は上昇。ただし、前回高騰時に比べて、発電単価の上昇は抑えられている。

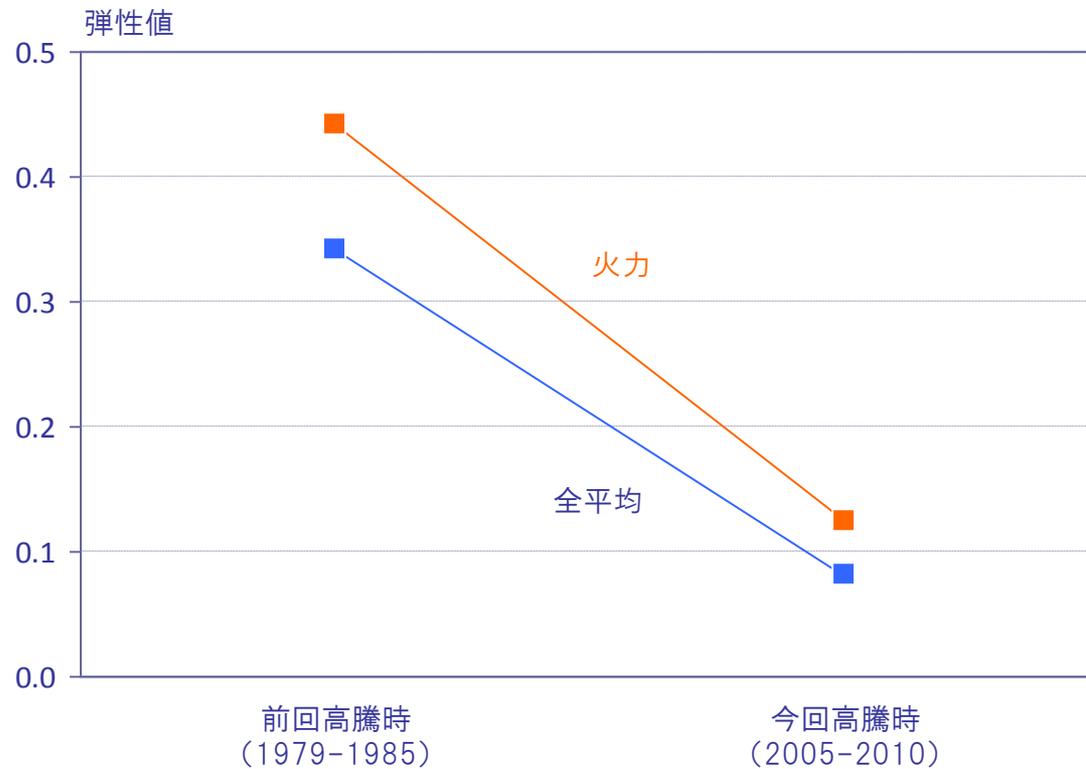
日本の発電構成の推移



(出所)IEA “Energy Balances of OECD countries”

- ・ 石油危機時の1970代、石油火力発電シェアは60～70%と非常に高い水準に。
- ・ その後日本は電源の多様化に勤め、2010年には石油火力は8%まで低下、代わりにLNGガス・石炭27%、原子力26%、水力12%となった。
- ・ 但し福島事故後の原子力発電所稼働停止に伴い、2012年の火力発電比率は90%近くまで上昇。

発電コストの原油価格上昇に対する弾性値



- ・ 前回高騰時の対GDP弾性値(火力0.44、全平均0.34)に対し、今回高騰時では弾性値が低減(0.12及び0.08)。
- ・ 全平均発電単価の火力発電単価に対する弾性値も0.77から0.66へと低減しており、火力発電内の分散化・シフトとともに、火力・原子力間での分散化も発電コスト安定のために寄与していることが伺える。

まとめ

- ・ 1970～2011年度の一般電気事業者9社の有価証券報告書から、各電源の発電単価の時系列推移を評価。
- ・ 42年間の平均発電コストは、水力6.2円/kWh、原子力7.0円/kWh、地熱等9.3円/kWh、火力9.3円/kWh。水力発電が安価であるのは減価償却を終えた設備が多いためであり、1970年度以降分のみの発電コストは15.3円/kWh程度と推計される。
- ・ 1980年代前半の原油価格高騰時に比べ、今回の原油価格高騰局面では発電単価の上昇が抑えられている。これは、石油危機後の電源多様化の努力によるものと考えられる。

2. 原子力発電による国富流出抑制効果※2

※2 小谷洋平「原子力発電の利用による国富流出抑制効果の試算について」,
『エネルギー経済』, 39(1), pp.22-28, (2013).

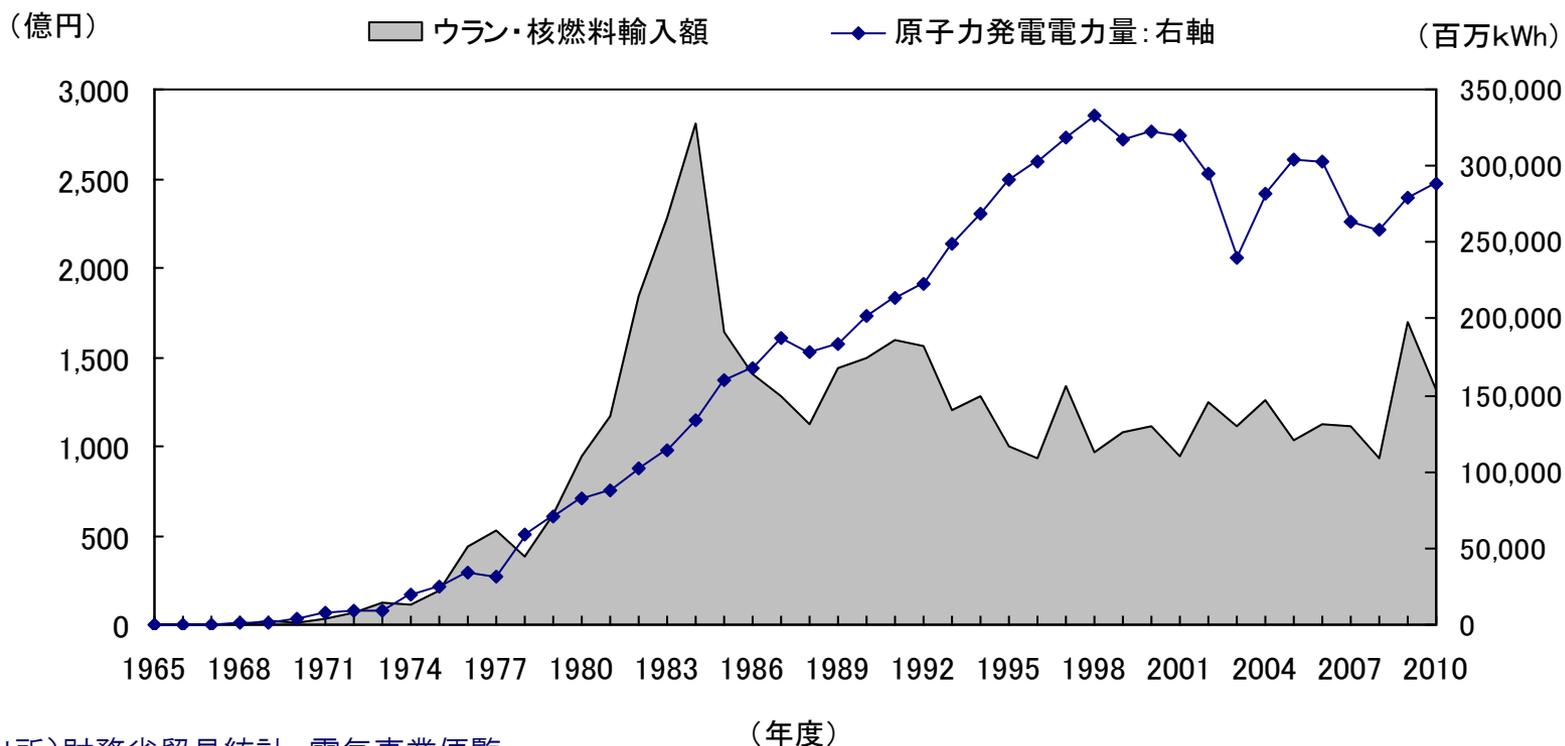
試算方法

- 過去1965～2010年度にわたり、原子力の発電電力量を火力で代替した場合に発生する化石燃料(石油・石炭・LNG)の追加輸入額を算定。
- 追加輸入額から核燃料輸入額を差引くことにより、国富流出抑制効果を試算。
※建設費等の固定費部分は、国内での投資と見なし、今回の試算では変動費(燃料調達コスト)のみで分析
- 石油火力の燃料として、重油・生焚原油・軽油等が消費されるが、「国富流出」の観点から、数量・金額ともに原油換算とした。
- 代替燃料消費量の算定式は下記のとおり。
(例)原油換算消費量

$$\text{原油換算消費量(kℓ)} = \frac{\text{原子力発電電力量(kWh)} \times 860(\text{kcal/kWh})}{\text{原油発熱量(kcal/kℓ)} \times \text{石油火力熱効率(\%)}}$$

- 金額の実質化に当たっては、2010年基準のGDPデフレーターを使用。

ウラン・核燃料輸入額

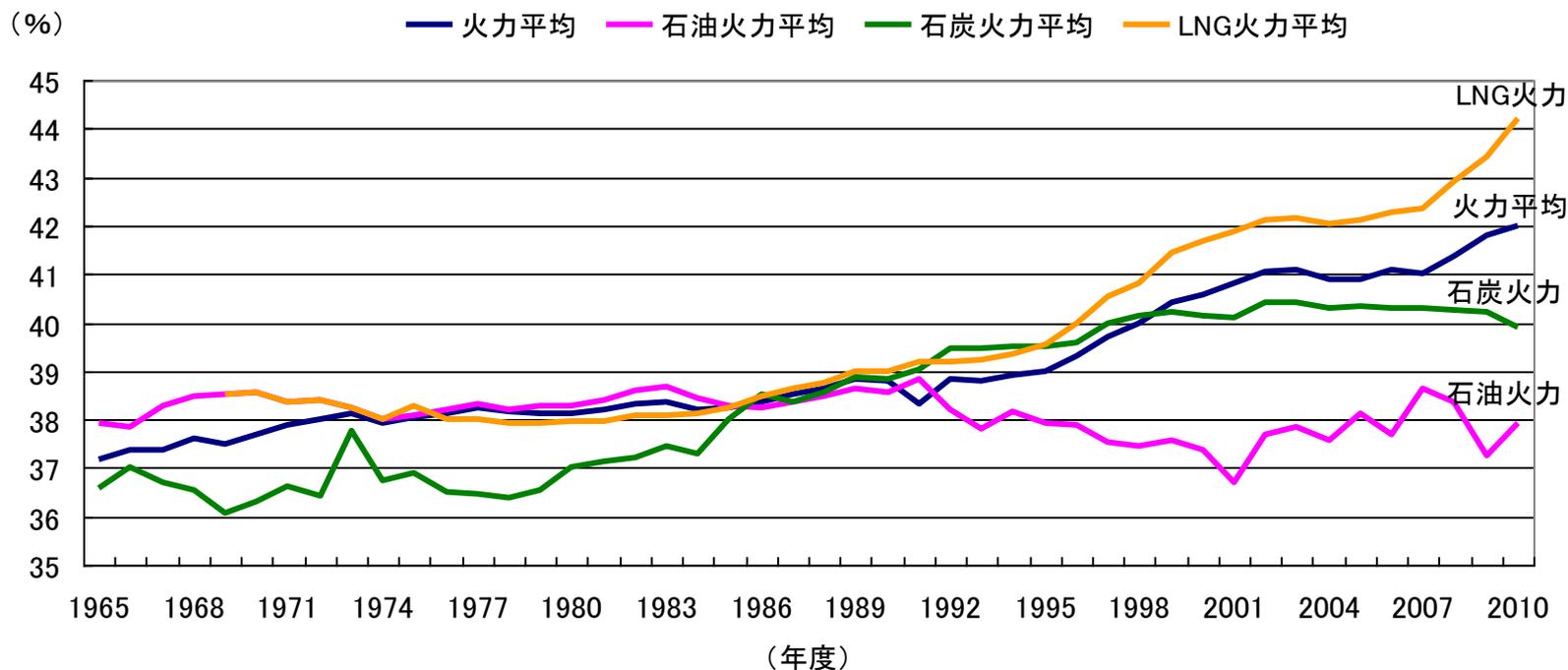


(出所)財務省貿易統計、電気事業便覧

- ウラン・核燃料の輸入額は概ね年間1,000～1,500億円程度で推移
- 1965年度～2010年度の累計では4.4兆円(実質4.1兆円)

※ 貿易統計上の分類では、研究炉向けの燃料や試料および機器校正用の標準試料を含み、厳密には発電用途の燃料輸入額のみではない。

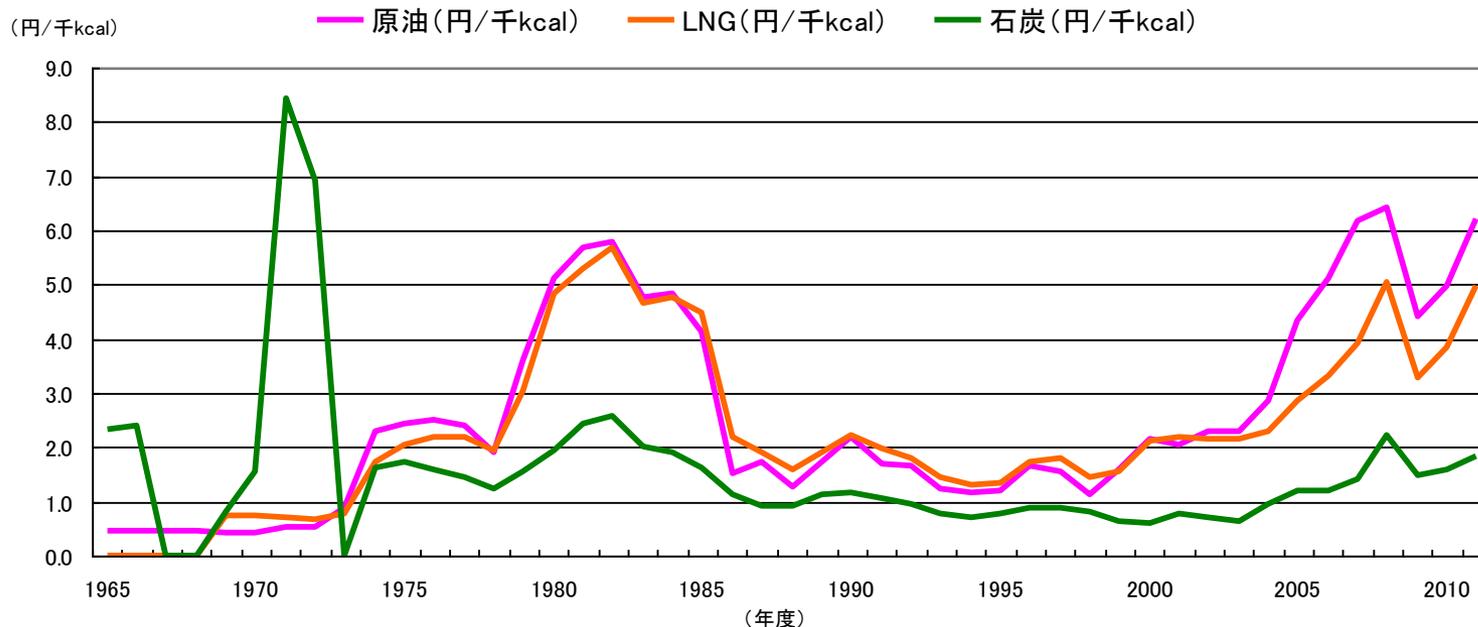
火力発電設備の熱効率



(出所) 経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部編、「電力需給の概要」各年度版

- 近年の火力平均熱効率(高位発熱量ベース)は40%強
- コンバインドサイクル方式の採用が進むLNG火力は40%台半ばに
- (最新鋭の機器は50%超に達する)
- 高経年化が進む石油火力は38%前後で推移

輸入CIF価格の推移(熱量等価)

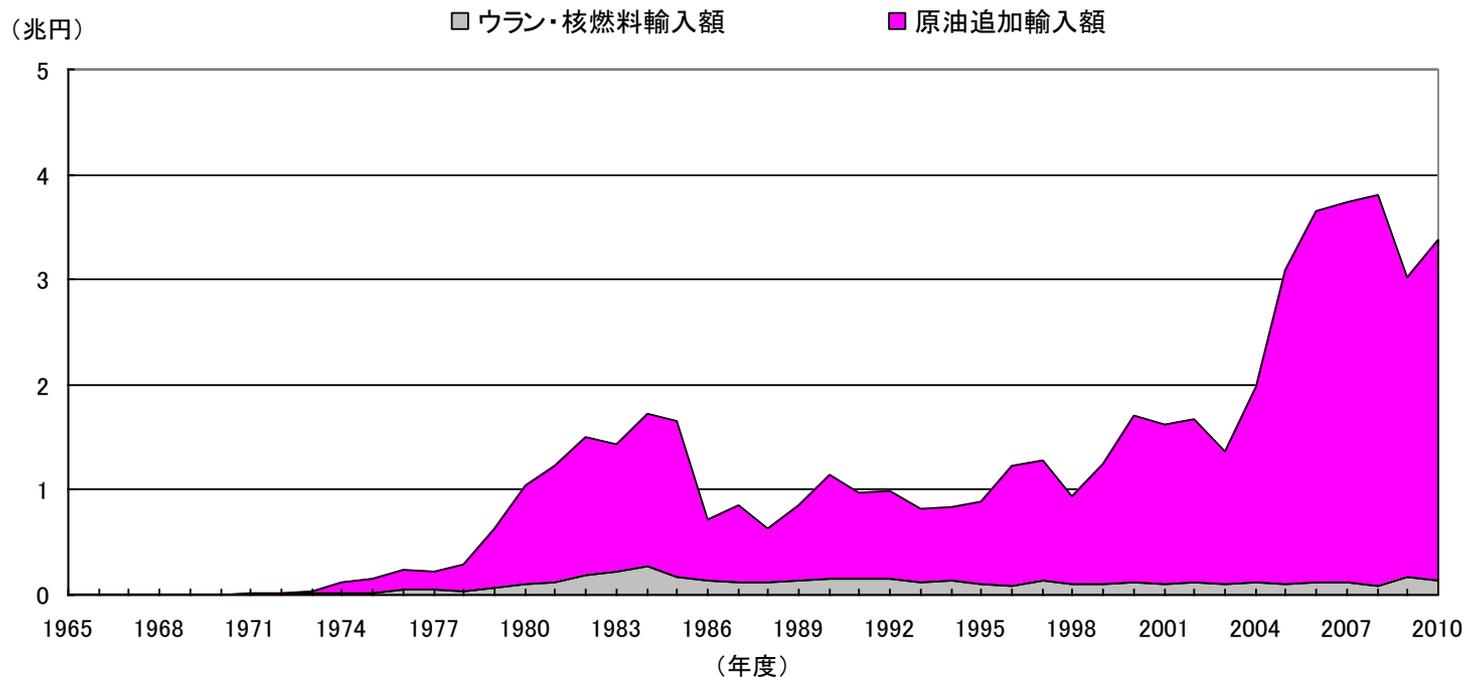


(出所)財務省「日本貿易月表」

- 原油とLNGの輸入単価は、ほぼ連動
- 石炭は、原油やLNGの価格が大きく変動する中でも、相対的に安定

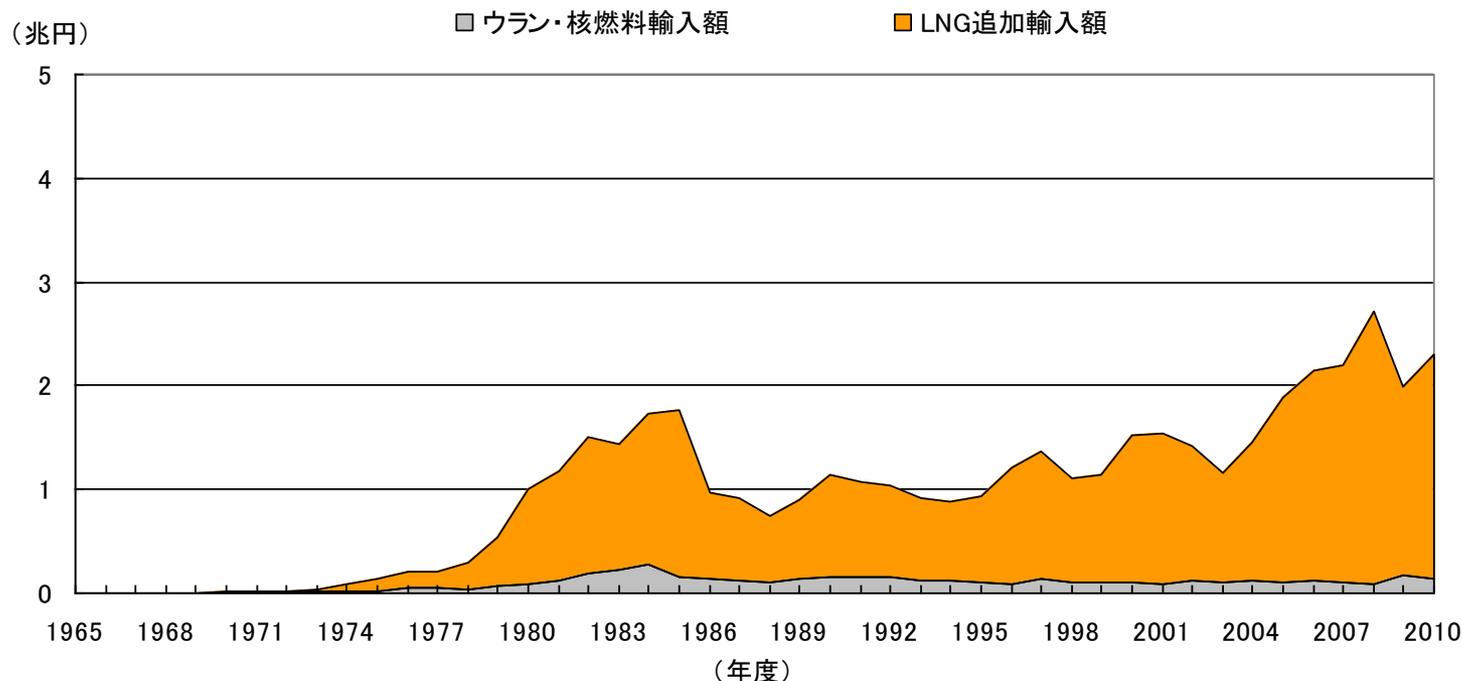
※ 以下の試算では、LNG輸入開始以前である1965～1968年度のLNG輸入単価を1969年度の値で代用。また石炭価格については、輸入実績がない1967～1968年度および1973年度については、それぞれ直前の年度の輸入価格で代用。

試算結果 1 石油火力で代替した場合



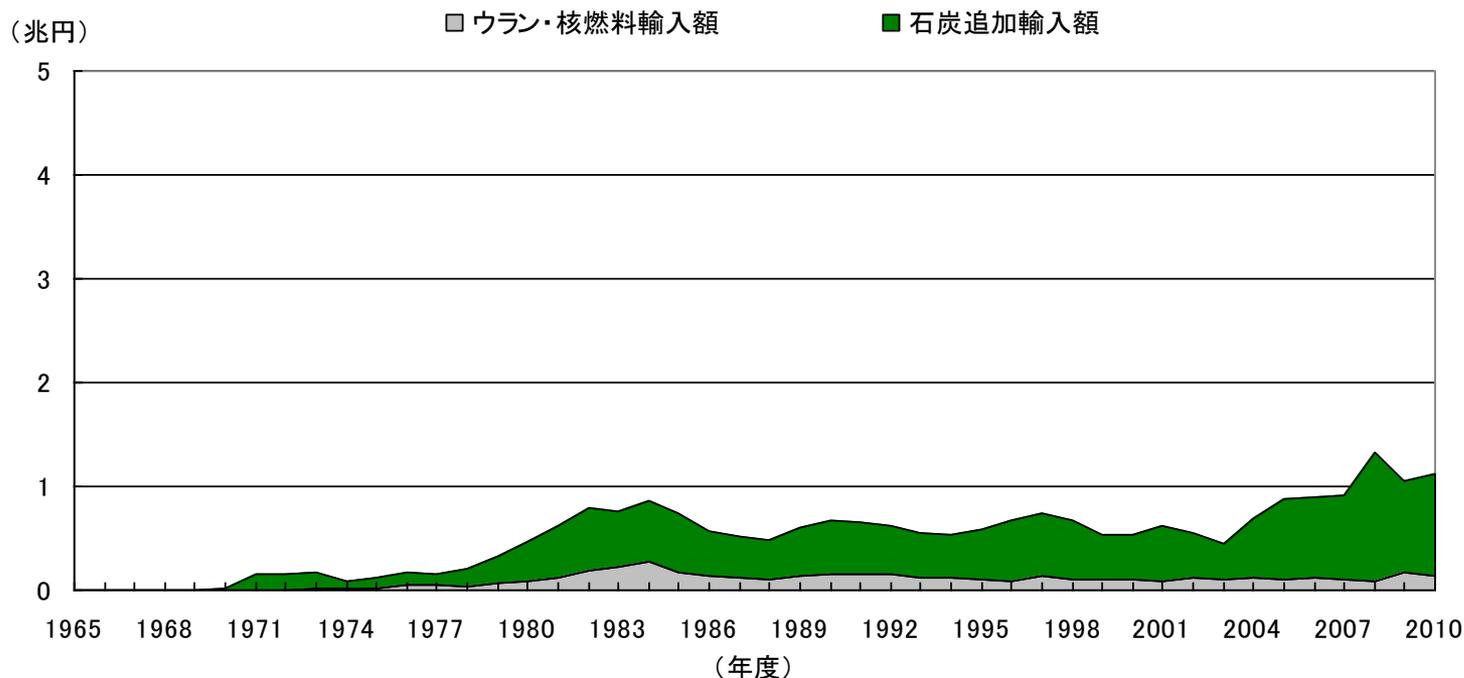
- ・ 原油価格が高騰した2007～2008年度には、年間3.6-3.7兆円の追加輸入額。
- ・ 1965～2010年度累計で追加輸入額は名目48.4兆円(実質45.4兆円)。
- ・ ウラン・核燃料輸入額を差引いた国富流出抑制額は、名目44兆円(実質41.3兆円)。
 - ・ 直近五カ年(2006～2010年度)のみで16.4兆円の国富流出抑制効果。
- ・ 比較対象とした3つのエネルギー源の中で最も高コスト
 - ・ 熱量等価条件で最も高価な燃料単価
 - ・ 熱効率でも劣後

試算結果 2 LNG火力で代替した場合



- ・ 1965～2010年度累計の追加輸入額は名目**40.5兆円**(実質**38.2兆円**)
- ・ 国富流出抑制額は累計で名目**36.1兆円**(実質**34.1兆円**)
 - ・ 直近五カ年(2006～2010年度)では**10.1兆円**
- ・ 石油火力と比較して試算結果は2割弱の割安
 - ・ 火力発電では最も高い熱効率
 - ・ 熱量等価条件での輸入単価が石油より割安
(2000年代半ば以降は石油より3割程度安価)

試算結果 3 石炭火力で代替した場合



- ・ 1965～2010年度累計の追加輸入額は名目18.9兆円(実質17.6兆円)
- ・ 国富流出抑制額は累計で名目14.5兆円(実質13.5兆円)
 - ・ 直近五ヵ年(2006～2010年度)では4.1兆円
- ・ 比較対象とした3つのエネルギー源の中で最も低コスト
 - ・ 熱量等価条件で最も安価な燃料単価
 - ・ 超臨界・超々臨界圧ボイラの普及が進みLNGに次ぐ熱効率の高さ

(参考)LNG輸入価格の見通し(IEA)

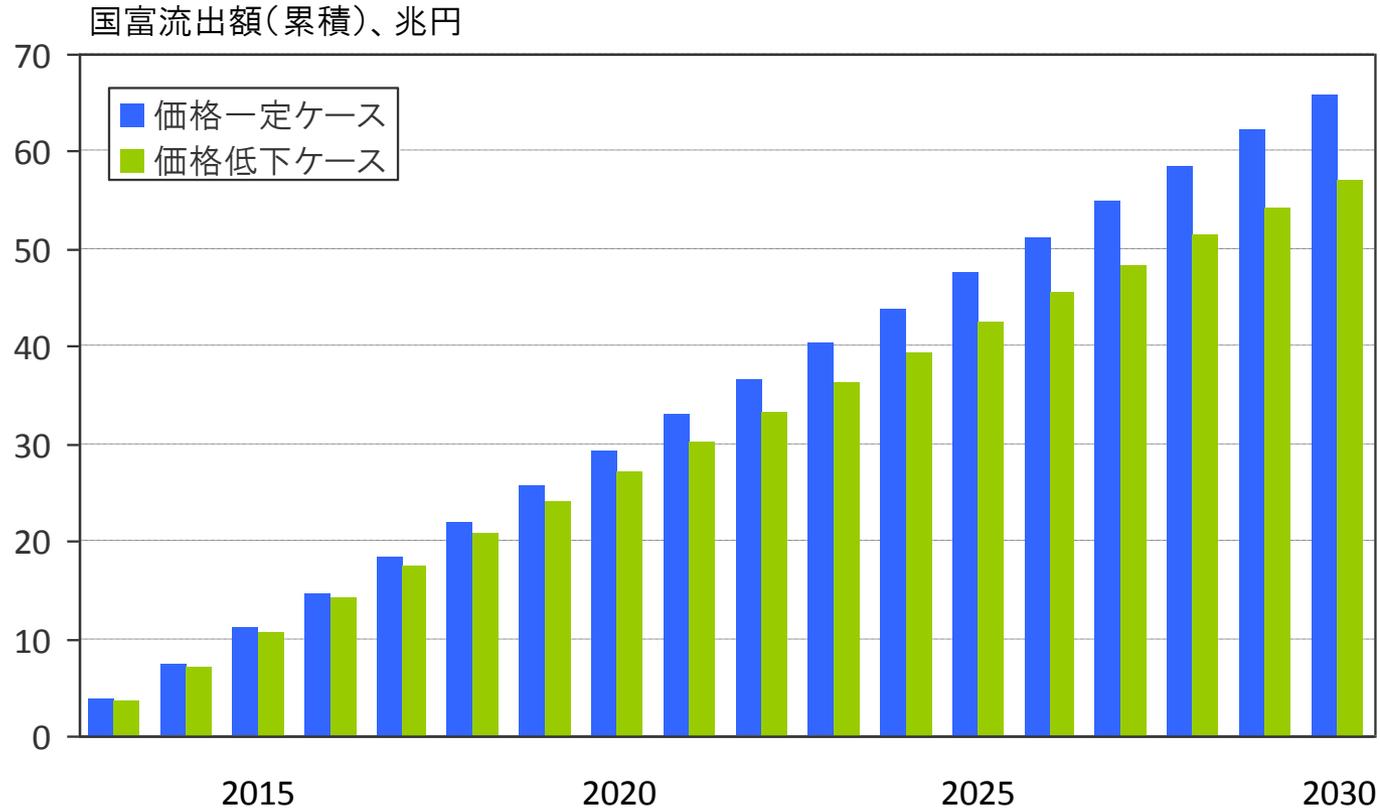
Table 1.4 ▶ Fossil-fuel import price assumptions by scenario (dollars per unit)

	Unit	New Policies Scenario						Current Policies Scenario					450 Scenario				
		2011	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
Real terms (2011 prices)																	
IEA crude oil imports	barrel	107.6	116.0	119.5	121.9	123.6	125.0	118.4	128.3	135.7	141.1	145.0	115.3	113.3	109.1	104.7	100.0
Natural gas																	
United States	MBtu	4.1	4.6	5.4	6.3	7.1	8.0	4.6	5.5	6.4	7.2	8.0	4.4	5.5	6.9	7.6	7.6
Europe imports	MBtu	9.6	11.0	11.5	11.9	12.2	12.5	11.2	12.1	12.9	13.4	13.7	10.9	10.8	10.4	10.0	9.6
Japan imports	MBtu	14.8	15.0	14.3	14.5	14.7	14.8	15.3	14.7	15.2	15.6	16.0	14.9	13.5	12.9	12.5	12.2
OECD steam coal imports	tonne	123.4	108.5	112.0	113.0	114.0	115.0	110.0	115.0	119.2	122.5	125.0	105.3	97.5	89.0	78.0	70.0
Nominal terms																	
IEA crude oil imports	barrel	107.6	127.0	146.7	167.6	190.4	215.7	129.7	157.4	186.6	217.4	250.3	126.3	139.0	150.0	161.2	172.6
Natural gas																	
United States	MBtu	4.1	5.0	6.7	8.7	11.0	13.8	5.0	6.7	8.8	11.1	13.8	4.8	6.7	9.5	11.7	13.2
Europe imports	MBtu	9.6	12.1	14.1	16.4	18.8	21.6	12.3	14.9	17.7	20.6	23.6	11.9	13.2	14.3	15.4	16.6
Japan imports	MBtu	14.8	16.4	17.5	19.9	22.6	25.5	16.8	18.1	20.9	24.0	27.6	16.3	16.6	17.7	19.3	21.1
OECD steam coal imports	tonne	123.4	118.8	137.4	155.4	175.6	198.5	120.5	141.1	163.8	188.7	215.7	115.3	119.6	122.4	120.2	120.8

(出所)IEA “World Energy Outlook 2012”

- ・ IEA(国際エネルギー機関)の見通しでは、中心となるシナリオ(New Policies Scenario)では、日本のLNG輸入CIF価格(実質)は2035年までほぼ横ばいで推移。
- ・ 価格が最も低下するシナリオ(450 Scenario)では、現在の14.5ドル/MBtuから2035年に12.2ドル/MBtu程度まで、緩やかに低下。

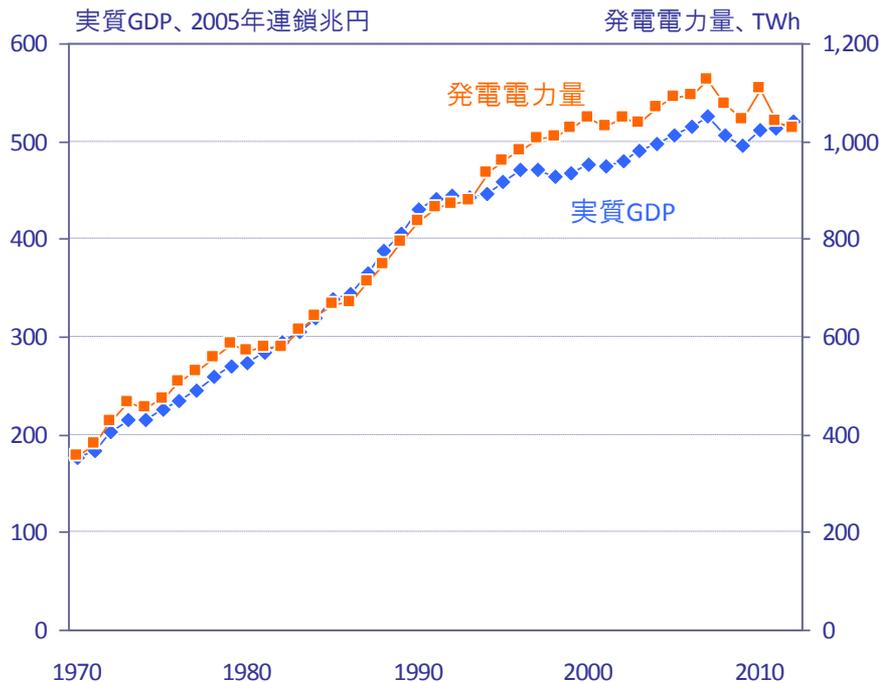
(参考)原子力発電を全て火力で代替した場合



- ・ 仮に2010年の原子力発電量(2,882億kWh)を全てLNG火力で代替する場合、価格が現状から一定のケースでは2020年までに累積29兆円、2030年までに同66兆円の国富流出となる(為替レート100円/ドルで計算、2011年価格)。
- ・ IEAの450 Scenario相当まで価格が低下した場合でも、2030年までの累積額は57兆円。

まとめ

- 過去、原子力による発電電力量を火力で代替した場合、名目18.9～48.4兆円（実質17.6-45.4兆円）の輸入増加となったものと推計される。
- 仮に今後、2010年の電源構成における原子力発電量を全て火力発電で代替する場合には、2020年までに数十兆円規模の国富流出に。
→ 貿易赤字の固定化・経常収支の悪化が懸念される



- 省エネルギー・節電の取組みは発電電力量を減少させ、国富流出を抑制することができるため、可能な限り促進することが望ましい。
- 但し過去、日本の発電電力量はほぼ経済規模に比例して増加しており、今後持続的に経済成長を続けながら省エネルギーを進めることは、日本にとって大きな課題となる。