

2013年5月2日

No.2013-003

## 円安により高まる 火力発電燃料費の増加懸念

— 2013年度の燃料費は、10年度対比5兆円の増加に —

調査部 副主任研究員 藤山光雄

### 《要 点》

- ◆ わが国の2012年度の貿易収支は8.2兆円の赤字となり、2年連続で過去最大の赤字幅を更新した。背景には、海外景気の低迷による輸出の減少に加え、火力発電の発電量増加に伴うLNG・原油輸入額の大幅な増加がある。
- ◆ 火力発電燃料費の今後を展望すると、2012年末以降の大幅な円安の進行を受け、一段と増加する可能性が高い。そこで本レポートでは、足許の資源輸入価格と為替レートの動向を踏まえ、2013年度の火力発電燃料費を試算した。
- ◆ 試算の前提となる2013年度の火力発電の発電量については、節電の定着による電力需要の伸び悩み、一部原発の再稼働や新エネルギーの導入加速による発電量の増加などから、減少に転じると想定した。もっとも、減少幅は僅かにとどまり、発電量全体の約9割を火力発電に依存する状態が続くと見込まれる。
- ◆ 2013年度の火力発電燃料費を、①LNG・原油輸入価格（ドルベース）：12年度平均から横ばい、②石炭輸入価格（ドルベース）：12年度平均から1割低下、③為替レート：1ドル=100円、との条件のもとで試算すると、約8.8兆円、10年度対比5兆円の増加となる。さらに、資源価格の上昇と円安の一段の進行が重なる場合には、2010年度対比増加幅が5兆円を上回ることになる。
- ◆ 当面の火力発電燃料費の抑制に向けた最も有効な方策は、電力需要の削減である。燃料費抑制の面からは、電力需要期のピーク電力の抑制のみならず、電力消費の総量の抑制についても、積極的に推し進めていく必要がある。

本件に関するご照会は、調査部・副主任研究員・藤山光雄宛にお願いいたします。

Tel: 03-6833-2453

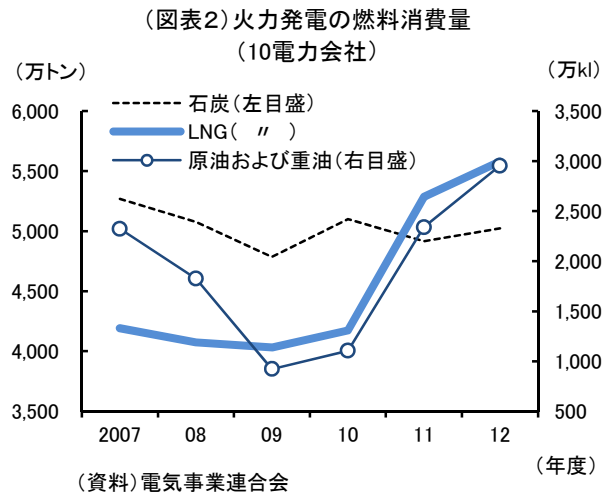
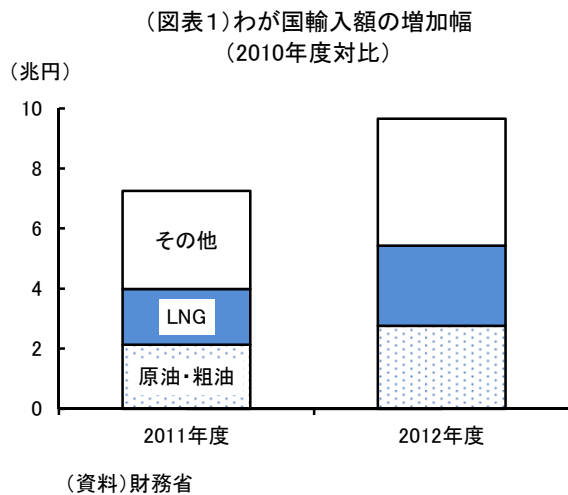
Mail: [fujiyama.mitsuo@jri.co.jp](mailto:fujiyama.mitsuo@jri.co.jp)

## 1. 高まる火力発電燃料費の増加懸念

### (1) LNG、石油火力の発電量の増加

わが国の2012年度の貿易収支は8.2兆円の赤字となり、2年連続で過去最大の赤字幅を更新した。背景には、海外景気の低迷による輸出の減少に加え、火力発電の燃料消費量の増加に伴うLNG（液化天然ガス）および原油輸入の急増がある（図表1）。

わが国では、東日本大震災後、原子力発電の安全性に対する懸念が高まるなか、定期検査入りした多くの原発を再稼働できない状態が長期化している。こうしたなか、代替電源として火力発電の発電量が大幅に増加しており、2012年度には全発電量の約9割を占めた。なかでも、LNG火力と石油火力の発電量の増加が著しい。直近までの状況を概観できる燃料消費量でみると、石炭が横ばいで推移する一方、震災後、LNGおよび原油・重油の消費量が急増している（図表2）。なお、石炭火力については、元来ベース電源と位置付けられてきたことから既に設備利用率が高く、発電量の上積み余地が限定的であったと考えられる。

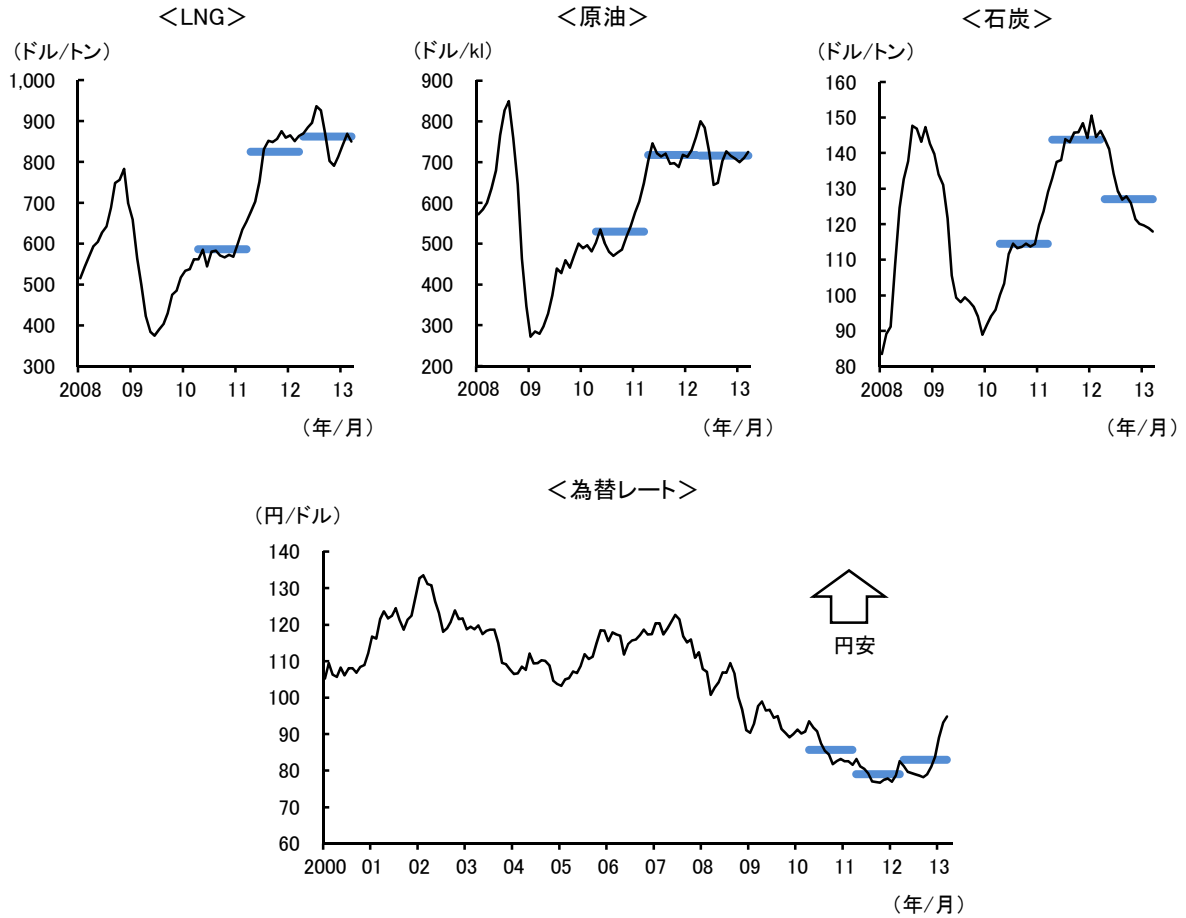


### (2) 資源高と円安への懸念

火力発電燃料費の今後を展望すると、既に原発の稼働率が大幅に低下していることから、これ以上の火力発電へのシフトは考えにくく、「量」（燃料消費量）の面での一段の増加の可能性は小さい。一方、「価格」（ドルベースの資源輸入価格）や「為替レート」（ドル円レート）による燃料費押し上げへの懸念が高まっている（次頁図表3）。とりわけ、2012年末以降、いわゆる「アベノミクス」への期待の高まりや日本銀行の金融緩和策の強化を受け、大幅な円安が進行している。LNGおよび原油の輸入額の変動を価格・数量・為替の3要因に分けてみると、足許で為替要因が輸入額の押し上げに作用し始めており、既に原油では円安による輸入額押し上げの影響が明確に確認できる（次頁図表4）。

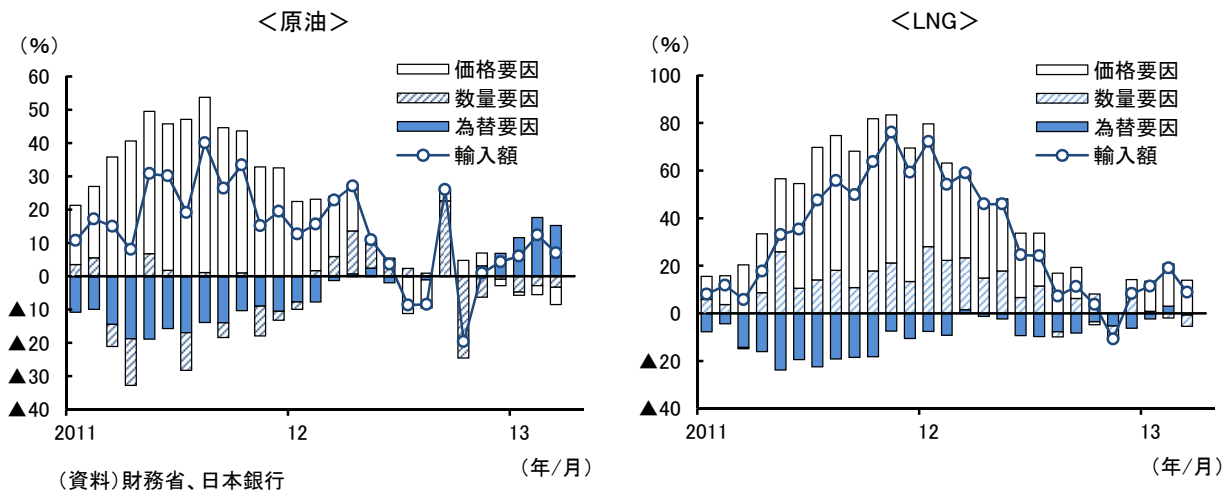
そこで、本レポートでは、足許の資源輸入価格と為替レートの動向を踏まえ、2013年度の火力発電燃料費を試算した。

(図表3) わが国の資源輸入価格(ドルベース)と為替レート



(資料)財務省、Bloomberg L.P.  
(注)太横線は年度平均。

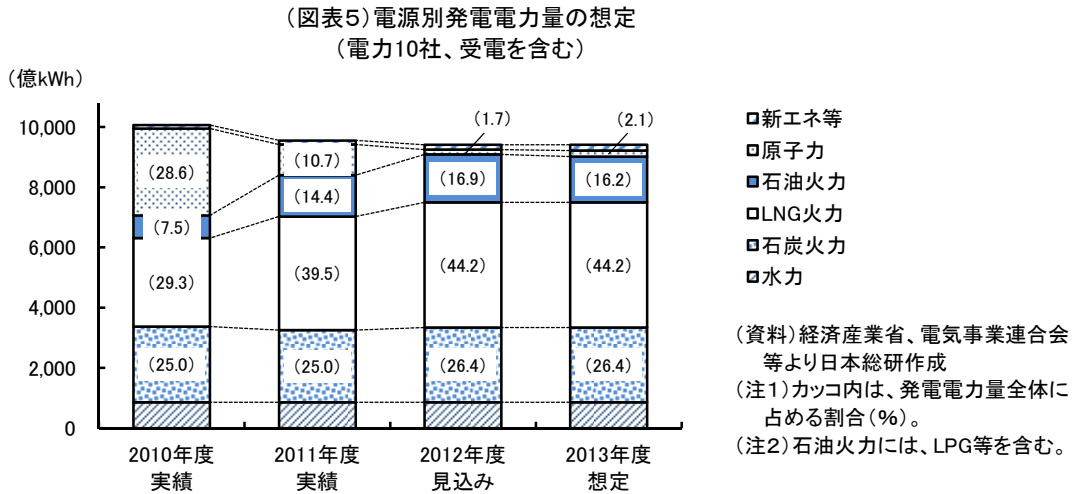
(図表4) 資源輸入額の要因分解(前年同月比)



(資料)財務省、日本銀行

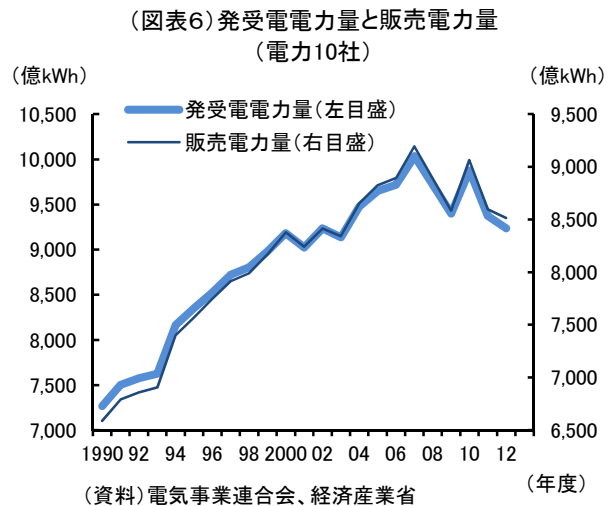
## 2. 電源別発電電力量の想定

火力発電燃料費を試算するにあたり、まず、電力需要および電源別発電電力量を以下の通り想定した（図表5）。



### (1) 電力需要

わが国の電力需要を電力会社の販売電力量でみると、2011年度は約8,598億kWh（前年度比▲5.1%）、12年度は約8,516億kWh（同▲1.0%）と、2年連続の減少となった（図表6）。また、発受電電力量でも、2011年度は約9,373億kWh（前年度比▲5.1%）、12年度は約9,236億kWh（同▲1.5%）と減少が続いている。電力需要減少の背景には、景気の低迷のほか、震災後の節電が定着しつつあることが指摘できる。実際に、電力各社が3月下旬に発表した「平成25年度供給計画の概要」では、景気の緩やかな回復が電力需要押し上げに作用する一方、節電の定着を織り込み、2013年度の販売電力量を10社合計で8,489億kWh（前年度比▲0.0%）と見込んでいる。以上を踏まえ、本試算では2013年度の電力需要を12年度実績から横ばいと仮定した。



### (2) 電源別発電電力量

#### ① 水力

わが国では大規模な新規水力発電の開発余地が乏しく、発電量は長期的に横ばいで推移してきた。このため、2012、13年度についても11年度実績から横ばいと想定した。

## ②原子力

原発の再稼働をめぐることは、原子力規制委員会が新規基準を本年7月中旬までに策定し、再稼働の可否を判断する審査が開始される予定である。新規基準では、事故時の緊急排気設備（フィルター付きベント設備）の設置や、最大級の津波に備えた防波堤の建設、原発敷地内の活断層リスクの有無の調査など、極めて高い安全性が求められる。現在停止中の原発のなかでは、四国電力の伊方原発3号機、および、九州電力の川内原発1、2号機が新基準をほぼ満たしており、早期の再稼働が有力視されている。原子力規制委員会の審査には少なくとも2~3ヵ月を要するとみられるほか、茂木経済産業相は再稼働のめどについて早ければ今秋との見方を示している。このため、本試算では、これらの原発について新基準の施行から3ヵ月後の10月中旬の再稼働を想定した。

一方、現在稼働中の大飯原発3、4号機は、7月の新基準の導入を控え、現在事前審査が行われている。また、7月以降の継続運転が認められた場合でも、両基とも9月に定期検査入りが予定されている。事前審査の可否や定期検査終了後の再稼働時期をめぐることは不確実性が高い状態ながら、本試算では、定期検査が行われる9月まで稼働を継続し、定期検査後の再稼働については2014年度以降へずれ込むと仮定した。

結果として、2013年度の新エネルギーの発電量は198億kWhと、12年度実績（159億kWh）から微増と想定した。

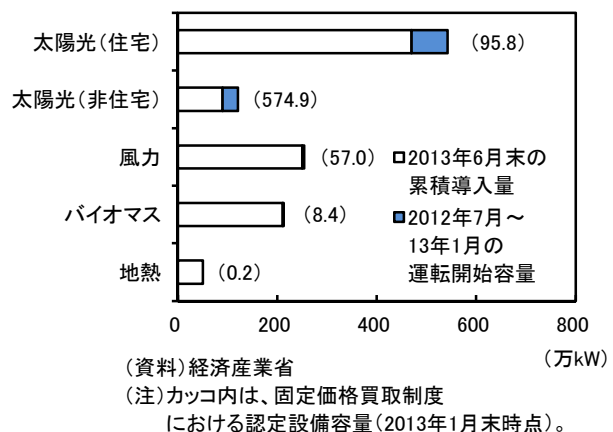
## ③新エネルギー

2012年7月に再生可能エネルギーの固定価格買取制度が導入され、13年1月末までに同制度の認定を受けた設備容量（水力を除く）は太陽光発電を中心に736.3万kWに達した。一方、大規模な発電設備では、認定から運転開始までに一定程度の期間を要するため、固定価格買取制度開始後の運転開始容量は108.3万kWと限定的である

（図表7）。この結果、2013年1月末時点の新エネルギーの累積導入量は11年度末対比13.4%の増加にとどまっている。もっとも、今後は、認定済み設備の稼働が徐々に進むと見込まれる。このため、新エネルギーの発電量増加ペースは、2011年度実績の前年度比+15.7%からやや加速し、12、13年度とも同+

20.0%と想定した。

（図表7）新エネルギーの設備容量



## ④火力

火力発電全体の発電電力量については、電力需要から水力・原子力・新エネの発電量を差し引いたものとする。そのうえで、2012年度の燃料別内訳は、12年12月末までの実績を基に算出した。また、2013年度については、電力需要および水力の発電量を12年度対比横ばいと想定しているため、原発および新エネの発電量の増加分だけ火力の発電量削減が可能となる。ここでは、発電コストの

最も高い石油火力の発電量削減が優先されると想定した。ただし、新エネおよび原発の発電量の増加は僅かなため、2013年度の全発電電力量に占める火力発電の割合は86.7%と、極めて高水準であることに変わりはない。

### 3. 火力発電燃料費試算

(1) 2012年度は10年度対比 3.7兆円増

以上の想定のもと、2012年度の火力発電燃料費を試算すると、約7.5兆円となり、10年度対比3.7兆円弱増加したと見込まれる(図表8)。電力需要はほぼ横ばいとなったものの、定期点検入りに伴い2011年度中に順次稼働が停止した原発の代替電源としてLNG火力および石油火力の発電量が一段と増加したほか、LNGを中心に輸入単価が上昇し、燃料費が押し上げられた。

(図表8)火力発電の燃料消費量と燃料費試算

	燃料消費量			燃料費			
	LNG火力 (万トン)	石油火力 (万kl)	石炭火力 (万トン)	LNG火力 (億円)	石油火力 (億円)	石炭火力 (億円)	火力計 (億円)
2011年度	5,693	2,983	8,352	36,988	16,906	9,466	63,360
(10年度対比)	+1,243	+1,420	▲415	+14,606	+9,816	+859	+25,280
2012年度	6,274	3,515	8,655	44,863	20,865	9,060	74,788
(10年度対比)	+1,824	+1,953	▲112	+22,481	+13,774	+453	+36,708
2013年度	6,274	3,344	8,655	54,115	23,929	9,895	87,940
(10年度対比)	+1,824	+1,781	▲112	+31,733	+16,839	+1,288	+49,860

(資料)電気事業連合会、経済産業省、財務省をもとに日本総研作成

(注1)2013年度の資源輸入価格は、原油・LNGは2012年度平均から横ばい、石炭は同1割低下、為替レートは、1ドル=100円と想定。

(注2)石油火力の燃料消費量は、原油と重油の合計。

(2) 2013年度は10年度対比5兆円増

2013年度については、資源輸入価格および為替レートをどのように想定するかによって、試算結果が大きく異なってくる。そこで、足許の動向を踏まえ、LNG・原油の輸入価格(ドルベース)は2012年度平均から横ばい、石炭輸入価格(ドルベース)については12年度平均から1割低下、為替レートについては1ドル=100円として試算すると、13年度の火力発電燃料費は約8.8兆円、10年度対比5兆円の増加となる(前掲図表8)。なお、2012年度と比べると、石油火力の燃料消費量がわずかに減少するものの、円安による燃料単価押し上げの影響が大きく、燃料費は1.3兆円を超える増加となる。

(3) 資源価格、為替レート別試算

さらに、LNG・原油輸入価格について、2012年度平均から1割低下・横ばい・1割上昇の3ケース、

為替レートについて、1ドル=85円から100円の6ケースを想定し、火力発電燃料費を試算した(図表9)。なお、石炭輸入価格については、弱含みが続くとの見方が大勢であることを踏まえ、全ケースで2012年度平均から1割低下すると想定している。

試算結果をみると、火力発電燃料費の2010年度対比増加幅は、資源価格の低下と円高が進んだ場合、3~4兆円にとどまる可能性がある一方、資源価格の上昇と一段の円安が重なる場合には、6兆円を超える恐れがある。ちなみに、円が対ドルで1円下落した場合、燃料費は879億円増加する。

(図表9) LNG・原油輸入価格、為替レート別の火力発電燃料費  
(2010年度対比)

(兆円)

		LNG・原油輸入価格(ドルベース)		
		1割低下	2012年度 平均	1割上昇
為 替 レ ー ト	2012年度平均 (1ドル=約83円)	+2.8	+3.5	+4.1
	1ドル=85円	+3.0	+3.7	+4.3
	1ドル=90円	+3.4	+4.1	+4.8
	1ドル=95円	+3.8	+4.5	+5.3
	1ドル=100円	+4.2	+5.0	+5.8
	1ドル=105円	+4.6	+5.4	+6.2
	1ドル=110円	+5.0	+5.9	+6.7

(資料) 電気事業連合会、経済産業省、財務省をもとに日本総研作成  
(注) 石炭価格は、全ケースで2012年度平均から1割低下と想定。

#### 4. 当面の火力発電燃料費の抑制に向けて

以上の試算結果を踏まえると、2013年度の火力発電燃料費は、円安の進行を主因に、12年度に比べ一段と増加する見通しである。燃料輸入額の増大を主因に、わが国の貿易収支は3年連続の赤字となる可能性が高く、大規模な国富の流出が続くことになる。また、原発の再稼働時期や発電電力量の回復見通しには依然として不透明感が強く、火力発電への依存が長期化する恐れがある。わが国では、「アベノミクス」による景気浮揚への期待が高まっているものの、火力発電燃料費の増加は、電気料金の値上げによる家計や企業の負担増を通じて、個人消費や企業活動の思わぬ足かせとなりかねない。

火力発電燃料費の抑制に向けては、シェールガス革命を背景に大幅に価格が下落している米国産天然ガスの輸入に期待が集まっている。もっとも、米国からのLNG輸入の実現は早くとも2017年とみられ、早期の燃料費抑制に結びつくものではない。また、わが国のLNG取引では原油輸入価格に連動する長期契約が多くを占めるため、シェールガス革命等による天然ガス市場の需給緩和の恩恵を享受しづらい構造となっている。LNG自体の需給を反映した価格指標の確立に向け、経済産業省を中心にLNG先物市場の創設が検討されているものの、市場の創設は早くとも2014年中となるほか、



市場の厚みが十分な規模に達するには一定の時間を要すると見込まれる。

このため、当面の燃料費抑制に向けた最も有効な方策は、電力需要の削減といえる。ちなみに、節電により減少する電力消費量を、最も燃料単価の高い石油火力の発電量削減に充てると仮定すると、2012年度対比1%の節電により約1,600億円の燃料費が削減できる。東日本大震災後、電力制約が高まるなか、わが国では節電・省エネへの積極的な取り組みが進められてきた。前述の通り、こうした取り組みの結果が2011、12年度の電力需要の減少につながったといえる。

一方、足許では、電力需要期である夏期・冬期の需給逼迫の回避を目的としたピーク電力の抑制に注目が集まりやすくなっているものの、火力発電燃料費の抑制の面からは、年間を通じた電力需要の総量の抑制が重要となる。我々消費者や企業が節電・省エネに対する高い意識を持ち続けるとともに、政策面でも、電力消費量の「見える化」を可能とするエネルギー管理システム（スマートメーターやBEMS・HEMSなど）や省エネ性能の高い家電・設備の導入に向けた支援など、早期に効果が期待できる施策を積極的に推し進めていく必要がある。

以上