

需要側を取り込む新しい  
エネルギー・システムへの展望

— イノベーションによる一層の節電で  
グリーン成長と低炭素社会の実現を —

2011年12月19日

リコー経済社会研究所

## はじめに

リコー経済社会研究所は、グローバルな事業展開を図る企業の経営環境の大きな変化を捉え、そこから新しい企業経営の方向性を探ることを目的に、2010年に設立されました。特に環境・資源・エネルギー分野においては、地球環境の保全と経済成長の両立について企業のイノベーションを通じていかに達成していくかという観点から調査・研究を進めて参りました。

この間、2011年3月11日の東日本大震災に際しては、随伴して発生した福島第一原子力発電所の事故を契機に、必要電力の確保が緊急の課題として浮上するとともに、温暖化防止を同時に達成していくことの難しさが改めて浮き彫りになりました。

そうした状況の下で、当研究所では、特別研究顧問をお願いしている西岡秀三氏(国立環境研究所、特別客員研究員)を座長に、環境・資源・エネルギー問題の有識者の方にもお集まり頂き、「エネルギー・温暖化対策懇談会」を開催することと致しました(メンバーは次頁の通り)。同懇談会では、2011年6～10月にかけて5回の会合を持ち、現状、様々な専門的検討が鋭意進められている中であって、企業・個人が情勢変化をどう受け止めれば良いかという観点から議論を重ねました。

本レポートは、懇談会における議論を基に、グリーン成長と低炭素社会を実現させるための今後あり得べきエネルギー・システム、政府・企業・個人が果たす役割等について、リコー経済社会研究所がとりまとめたものです。懇談会において数々の有益な意見を頂いたメンバーの皆様に、改めて厚く御礼を申し上げます。このとりまとめが、今後、日本経済の成長、エネルギー供給の確保、地球温暖化防止の3つの調和を考えていく際の一助になるとすれば誠に幸いです。

リコー経済社会研究所 所長

稲葉延雄

## Ricoh Institute of Sustainability and Business

### 「エネルギー・温暖化対策懇談会」メンバー

植田 和弘

京都大学大学院経済学研究科 教授

西岡 秀三(座長)

独立行政法人国立環境研究所 特別客員研究員

藤野 純一

独立行政法人国立環境研究所 主任研究員

山地 憲治

公益社団法人地球環境産業技術研究機構 理事、地球環境産業技術研究所長

(以上、五十音順、敬称略)

桜井 正光

株式会社リコー 取締役 会長執行役員

稲葉 延雄

株式会社リコー 取締役 専務執行役員、リコー経済社会研究所 所長

神津 多可思

株式会社リコー リコー経済社会研究所 主席研究員

事務局

リコー経済社会研究所 環境・資源・エネルギー研究室

主任研究員 志々目 友博

研究員 内田 圭亮

研究員 小松原 洋

研究員 中島 克志

## 目次

### 要旨

#### I. 基本的認識

#### II. 基本的な対応の方向

##### II. 1. 中期的展望

II. 1 (1) 原子力発電の位置付け

II. 1 (2) 新しい電源ミックス（供給サイドの対応）

①発電コスト

②新しい電源ミックスの方向性

II. 1 (3) 需要サイドの取り組み

①節電の重要性

②イノベーションの重要性

II. 1 (4) 経済成長・電力供給・CO<sub>2</sub>排出量抑制の調和

##### II. 2. 長期的展望

#### III. 政府、企業、個人・家庭の役割分担

#### IV. おわりに

#### 参考文献一覧

#### 図表・補足資料

## 要旨

東日本大震災時の福島第一原発の事故に伴い、発電の原子力依存への見直しの機運が高まっており、経済成長とエネルギー供給、温暖化防止の調和がより困難な課題となっている。その調和を実現するためには、電力の需給両面における対応を進めていくことが重要である。

今後 10 年間程度を展望した中期的対応においては、過渡的には原子力発電にも依存していくことが現実的と考えられるが、その場合でも原子力発電の再稼動に際し安全対策の徹底が必要である。

一方で、3.11 の東日本大震災後、原子力発電への依存度を低下させる方向が打ち出されており、それに伴って、上記の課題達成のハードルはさらに高くなると考えられる。

しかし、①既存の原子力発電と石炭・石油による火力発電の一部を天然ガスによる火力発電にシフトさせる、②需要サイドでの節電などの取り組みをさらに積極的に進めていくといった対応をとれば、中期的に経済成長と温暖化防止を両立し得る可能性は十分にある。

さらに、2050 年までを展望した長期的対応においては、関連政策・技術等を一層充実させていくことが肝要となる。供給サイドでの再生可能エネルギーやスマート・グリッドの本格的普及、需要サイドでの一層の技術進歩による創電・蓄電・省電やCCS(CO<sub>2</sub>回収・貯留)などが重要となろう。

今後、政府、企業、個人・家庭がそれぞれの立場で、発電の原子力依存を低下させていく中であっても、経済成長と環境保全を両立させていくという難しい課題に積極的に挑戦していかななくてはならない。

## I. 基本的認識

経済のグローバル化が急速に進展し世界経済の成長率が高まる一方で、天然資源の枯渇・地球環境の破壊に対する懸念も強まり、経済成長、エネルギー供給、地球温暖化防止をどう調和させていくかが重要な課題となってきた。それに向けて、これまでは原子力発電への依存を高めていくことが一つの有力な対応策と考えられてきた。しかし日本では、**3.11**の東日本大震災時の福島第一原子力発電所事故発生に伴い、実際に電力不足の問題に直面するとともに、発電の原子力依存への見直しの機運が高まっている。

そうした中で、経済の持続的成長を支えるエネルギー供給をどう確保し、かつ必要な温暖化対策をいかに講じていくかということが、これまで以上に難しい課題として浮上している。現在、将来に向けどのようなエネルギー・システムを構築していくかについて、専門家による検討が様々な分野で進められている。まだ明確な新しいビジョンはみえてこないが、それでも、企業あるいは個人として、新しい状況の変化をどう受け止め、どう行動していくかを考え始めなければならない。とりわけ企業にとっては、将来の経営計画を立案するに当たって、今後あり得べきエネルギー・システムの変化をどう整理しておくかは常に念頭に置くべき問題である。

「エネルギー・温暖化対策懇談会」では、様々な検討が鋭意進められているこの段階で、新しい状況変化を企業、個人がどう受け止めれば良いかについて、とりあえずの整理を行うべく議論を行った。その中で浮かび上がってきたのは、これまで以上にエネルギー消費の需要側に焦点を当て、そのあり方を変えていく中で、安全・安心を確保しつつ、持続的な経済成長、長期的視野に立った地球環境保全のバランスを図っていくという方向性である。

温暖化ガス削減に関しては、先進国には**2050**年に向け**80%**削減するという道程が示されているが、それは、元々、大変困難なものである。それに加えて、原子力発電への依存度の低下という方針が打ち出されたことで、その達成はさらに難しいものになったと言える。しかし、「安定した気候」という公共財を地球規模で守っていくことは重要な責務であり、日本も、困難ではあっても何とか持続的成長と低炭素社会の両立を実現していかなければならない。

特に、今夏に経験した需要サイドの変化をみると、日本の社会は新しいエネルギー・システムを構築していく可能性を秘めているように感じられる。今回の経験を活かし、需要サイドのライフ・スタイル、ワーク・スタイルの変化を取り込み、新しい状況に即応したエネルギー・システムを目指していけば、長期的な温暖化ガス削減目標に向けての困難さはかなり軽減される可能性がある。

今回、エネルギー供給の中でも特に電力に絞って議論を行ったが、その需給調整においては、需要サイドでの節電が供給サイドの発電と同じ意味を持つという認識が大切であり、今後は、両者をともに視野に入れていく必要がある。また、需給一体管理に必要な技術・システムのイノベーションを通じ、日本の経済成長にも資する"Green Growth"(グリーン成長)に繋げていくことも期待される。持続的な経済成長と低炭素社会の両立という困難な課題の達成に当たっては、こうした電力の需給両面において対応を進めていかなければならない。

このような基本的問題意識の下で、今後、政府、企業、個人・家庭がどのように前向きに取り組んでいけるかについて、以下で整理を行った。

## II. 基本的な対応の方向

温暖化対策の時間軸は、そもそも今後 40 年間程度を展望したものだが、具体的な取り組みは時間の経過とともに変化すると考えるのが現実的である。そこで以下では、今後 10 年程度を展望した中期と、2050 年までを展望した長期とに分けて議論を整理する<sup>1</sup>。

以下では、エネルギーとして主に電力に焦点を当てるが、これは電力が

- ① 利便性の高いエネルギー・システムであること、
  - ② 再生可能エネルギーの導入が容易であること、
  - ③ 需給両面からの対応によって省エネを実現することを容易にするエネルギー・システムであること、
- などの理由によるものである。

### II. 1. 中期的展望

#### II. 1 (1) 原子力発電の位置付け

3.11 以前において、依存を高めていく計画であった原子力発電を、これからどう位置付けていくかは、今後、国民的な議論を経て合意が形成されるべきものである。ただ、今夏の経験からも類推される通り、現在ある全原子力発電所を直ちに停止した場合には、電力不足から経済活動が制約されることは十分考えられる。したがって、過渡的には電力供給を一定程度原子力発電に依存していくのが現実的であろう。

その場合でも、原子力発電を利用するのであれば、今回の事故の反省を十二

---

<sup>1</sup> 長期的な展望に関しては、政府において革新的エネルギー・環境戦略が検討されており、その結論はまだ得られていない。したがって、ここでは基本的な方向性についての整理を行った。

分に踏まえ、原子力発電所の再稼動に際し、当面、以下のような対応が必要である。特に、個別の設計基準や評価想定値の厳格化のみではなく、被害拡大防止の観点をも加えた総合システムでの安全確保が重要となろう。

①安全審査時の対応

- － 確率論的安全評価(Probability Safety Assessment)<sup>2</sup>のさらなる強化
- － 耐震設計審査指針等のチェック水準の引き上げ
- － 緊急用電源・防波堤等の安全対策の強化

②運用・保守管理時の対応

- － ストレス・テストの実施
- － 原子炉等の重要設備更新のタイミングの明確化

③事故時・事故後の対応

- － アクシデント・マネジメント体制の整備
- － 第三者(国際的な専門家等)による事故原因のチェック

## II. 1 (2) 新しい電源ミックス (供給サイドの対応)

今後、原子力発電への依存を低下させていく場合、想定される電力需要を満たすために、代替の発電施設が必要になる。その電源選択に当たっては、経済性、供給の安定性、環境への影響等について十分比較考量し、新しい電源ミックスを考えなければならない<sup>3</sup>。

①発電コスト

あるべき電源ミックスを考える際、まず発電コストが重要になるが、それについては様々な議論がある。ここではまず、新しく発電設備を建設する際のコストについて検討する。そのコストの算定に当たっては、設備利用率、運転年数等の条件をどう設定するかで結果がかなり変わってくるが、図表Ⅱ－1－①のように、電源別のコストを大まかに比較することはできる。

---

<sup>2</sup> 原子力発電所で発生する可能性がある異常事象を想定し、その後の事象進展の確率を設備構成や故障率等をもとに推定、評価する手法(原子力安全委員会)。

<sup>3</sup> ここでは、2020年頃までの中期を想定していることから、現状で考えられている電源ミックスを基本にして議論を行った。2050年といった長期的な電源ミックスについては、今後の技術革新等不確実な要素もあることから、前提を予め固定して議論することには難しい側面がある。



(図表Ⅱ－1－①)2010年に新しく発電設備を建設する際の発電コスト(円/kWh)

|       | 設備利用率 | 運転年数 |      |
|-------|-------|------|------|
|       |       | 条件A  | 条件B  |
| 一般水力  | 45%   | 11.4 | 11.4 |
| 石油火力  | 30%   | 32.9 | 23.2 |
|       | 70%   | 29.7 | 22.6 |
|       | 80%   | 29.4 | 22.1 |
| LNG火力 | 60%   | 15.8 | 12.2 |
|       | 70%   | 15.5 | 11.8 |
|       | 80%   | 15.3 | 11.5 |
| 石炭火力  | 70%   | 13.4 | 11.5 |
|       | 80%   | 13.1 | 10.9 |
| 揚水    | 5%    | 27.0 | 27.0 |
| 太陽光   | 12%   | 19.6 | 35.9 |
| 風力    | 20%   | 15.3 | 21.7 |

条件 A: 運転年数が 40 年の場合。

条件 B: 運転年数が法定耐用年数の場合(水力・揚水 40 年、石油・LNG・石炭 15 年、太陽光・風力 17 年)。

算出に当たっては、化石燃料の将来の価格上昇を見込んでいる。また、CO<sub>2</sub>排出権費用についても考慮している。

詳細な導出方法は図表・補足資料の(補足資料 1)参照。

原子力発電は、安定した電力供給が可能なベース電源<sup>4</sup>であるが、太陽光発電・風力発電は、電力供給が安定せず、設備利用率も低いため原子力発電の代替にはなり得ない。また、一般水力発電・揚水発電は、新規開発の余地が少なく、やはり原子力発電を代替できない。したがって、今後 10 年間程度の期間において原子力発電を代替し得るのは、石炭、石油、天然ガス(LNG)による火力発電となる。

このうち石油火力については、国際エネルギー機関(IEA)の決定を受けて新規発電所の建設が困難な状況にある<sup>5</sup>。一方、石炭火力については発電コストは比較的安価であるが、CCS(CO<sub>2</sub>回収・貯留)技術が実用化されていない段階では、CO<sub>2</sub>排出量の大幅な増加に繋がる。そこで今回、CO<sub>2</sub>排出権価格を含めた発電

<sup>4</sup> 一定量の電気を安定的に供給する電源。この他、電力需要の変化に応じて発電出力の調整を行うピーク電源、ピークとベースの 2 つの特徴を持つミドル電源がある。

<sup>5</sup> 第三回IEA閣僚理事会コミュニケ(1979)に基づき、「石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律」の指針において、ベースロード用石油火力発電所の新たな建設を行わないことなどが決められている。

コストを計算したところ、それでもなお石炭火力は天然ガス火力と比べて同程度もしくは若干廉価との試算結果が得られた。しかし、これはあくまでも現在想定される将来時点の排出権価格による試算結果であり、CO<sub>2</sub>排出量のコストを十分反映しているかどうかについては慎重に評価すべきである<sup>6</sup>。

以上を踏まえると、天然ガス火力にメリットがあると考えられ、さらに近年、シェール・ガスの採掘について新たな技術が確立され、世界的に天然ガスの供給量が増える傾向にあるため、安定供給の観点からも有望である。より長期では、再生可能エネルギーのコストが、その普及に伴いかなり低下すると期待され、そうなれば他の発電源と比べた優位性も高まって、依存度をさらに高めていくことも展望できる<sup>7</sup>。また石炭火力についても、CCSが実用化されれば、供給増強の有力候補となり得る。なお、これまで必ずしも明示的に議論されてこなかったが、原子力発電には様々な外部コストもあると考えられる<sup>8</sup>。原子力発電も含めた発電源別のコスト比較をする場合には、その点も考慮する必要がある。

## ②新しい電源ミックスの方向性

以上のように、当面、原子力発電以外の電源として有望なのは天然ガスによる火力発電であるが、それは石油・石炭を使う火力発電よりもCO<sub>2</sub>排出量が少ないことから、温暖化対策面でもプラスと考えられる。ただし、天然ガス火力発電への依存を高める場合であっても、CO<sub>2</sub>を排出しない原子力発電の代替であるので、CO<sub>2</sub>排出量が限界的に増えることは避けられない。

しかし、一定規模の恒常的な節電が実現できれば、石油および石炭による火力発電を天然ガスに置き換えることで、2020年において、必要電力量を確保し、かつ限界的なCO<sub>2</sub>排出量の増加も抑制できるという試算も可能である(後述)。

<sup>6</sup> この試算によれば、石炭火力から排出されるCO<sub>2</sub>の排出権費用を含めた場合、石炭火力は天然ガス火力と同程度もしくは若干廉価となっており、環境への影響を勘案しても石炭火力が有利とみなすこともできる。しかし、①2013年以降のポスト京都議定書の枠組の中における排出権の扱いが未定であること、②将来における実際の排出権費用が不確実であること等を踏まえ、ここでは、環境への影響を考えるに当たって、実際のCO<sub>2</sub>排出量を重視することとした。発電施設から排出される単位電力量あたりのCO<sub>2</sub>排出原単位(直接分)については、天然ガス火力：0.48kg-CO<sub>2</sub>/kWh、石炭火力：0.86kg-CO<sub>2</sub>/kWh、石油火力：0.70kg-CO<sub>2</sub>/kWhを想定している(出所：電力中央研究所(2010))。

<sup>7</sup> 太陽光発電、風力発電等については、出力を安定化させるための追加コストも発生するため、最終的にはそれをも含めた採算を考える必要がある。

<sup>8</sup> 原子力委員会は、2011年10月、原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会を設置した。そこでは、核燃料リサイクル・事故賠償費用・追加的廃炉費用など、原子力発電の将来リスク対応費用が算出され、2012年春頃に中間報告が行われる予定。

もちろん、そうした試算を行う際の前提の妥当性を巡っては、原子力発電のあり方、経済成長、天然ガス供給の安定性等、不確実な点も多く、したがって結果も幅を持ってみななければならない。また、そのような不確実性があるだけに、需要サイドでの様々な取り組みを積極的に進め、節電の実を挙げていくことが極めて重要になる。

## II. 1 (3) 需要サイドの取り組み

### ①節電の重要性

これまでみたように、今後は需要サイドでの節電の取り組みが非常に重要になる。過去においては、「需要を満たすよう供給サイドで発電施設の整備等を行う」というのが基本的な考え方であった。しかし、以下に述べるように、需要サイドにおいて電力やエネルギーの消費のあり方を変え、節電を実現していくことは、供給サイドの増強を図ることと、電力需給の調整においては同等の意味合いがある。なお節電については、ピークカットの観点から最大電力(kW)が注目されることが多いが、CO<sub>2</sub>排出抑制の点からは電力量(kWh)の節電が重要である。

日本のCO<sub>2</sub>排出量をセクター別にみても、2009年度において、1990年対比、業務その他部門(デパート、ホテル、オフィスビル、病院、学校等)が+31.2%、家庭部門が+26.9%の増加となっている(補足図表1)。また、電力原単位<sup>9</sup>でも、大規模工場等の大口需要は1970年代から一貫して改善しているものの、オフィス等の業務需要と家庭の電灯需要は悪化方向にある(補足図表2)。加えて、今後2020年までは、業務部門における床面積および家庭部門における世帯数はなお増加傾向が続くと予測されている(補足図表3、4)。こうしたことから、中期では、業務部門と家庭部門における恒常的な節電の実現が重要になってくると考えられる。

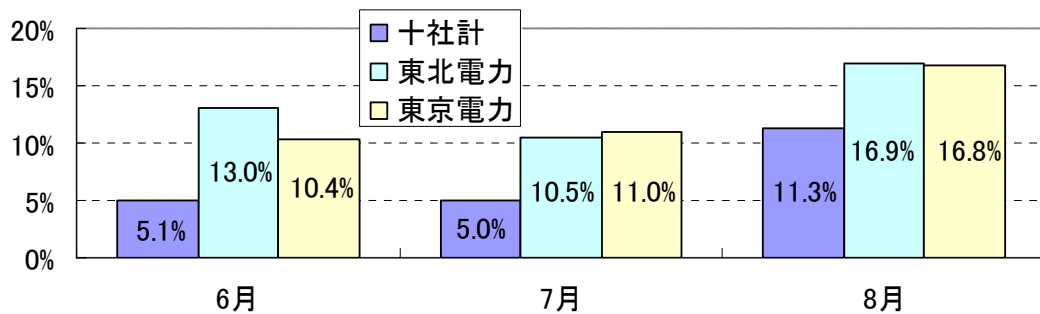
一方、本年8月の実績をみると、東京電力・東北電力管内において、16%以上の節電が実現されている(図表II-1-②)。また、産業・業務・家庭の部門別に、使用電力量と活動状況とを対比してみると、まず業務部門では、例年以上の節電が実現されている。さらに、産業部門の生産指数当たりの電力消費と家庭部門の一世帯当たりの電力消費も、8月には例年以上に減少していることが分かる(図表II-1-③)。

ところで、一般に日中の平均気温と需要電力量には強い相関があるため気温補正を行う必要があるが、今夏は、過去の同程度の日平均気温の年と比較して

<sup>9</sup> 消費電力量を実質GDPで除したものの。

も、節電が進んでいたことが分かる(補足図表 5)。こうしたことからすると、今夏の経験は、今後、日常の家庭生活や企業経営において不便・不都合を回避しつつ恒常的に節電を実現していく上で、様々な有益なヒントを与えてくれるものと思われる。

(図表Ⅱ-1-②)2011年夏期の節電状況(前年同月比の販売電力量削減割合)

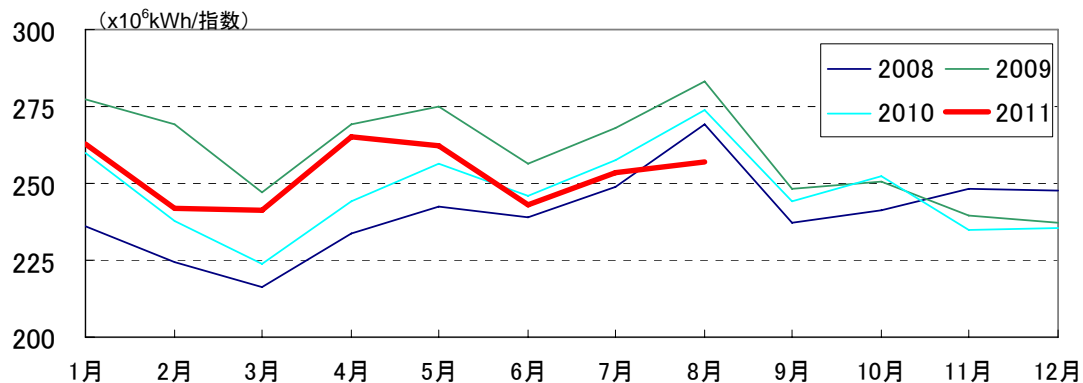


(出所) 電力事業連合会ホームページ電力統計情報

もちろん、業務部門や家庭部門における節電の促進は、ライフ・スタイル、ワーク・スタイル、オフィス・工場の業務・操業形態などの変化をもたらす。それだけに、恒常的な節電を目指すとなると、不便・不都合を我慢することなく実効を挙げていくことが一層重要となる。そのような節電の動きを推進していくために、まず政府は、社会全体として節電に向けての誘因が高まるよう、タイムリーに適切な情報提供を行っていく必要がある。また企業は、需要サイドの節電意識の高まりに対応した製品・サービスの提供をさらに積極化させていかなければならない。

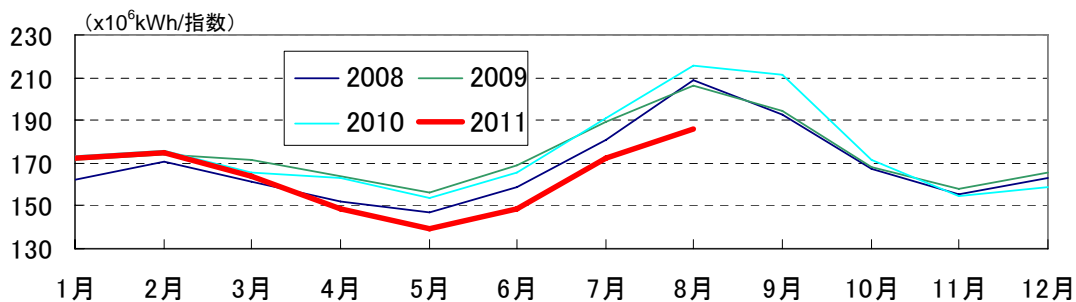
(図表Ⅱ—1—③)今夏の節電結果(産業・業務・家庭部門の使用電力量の推移)

**産業部門の推移**



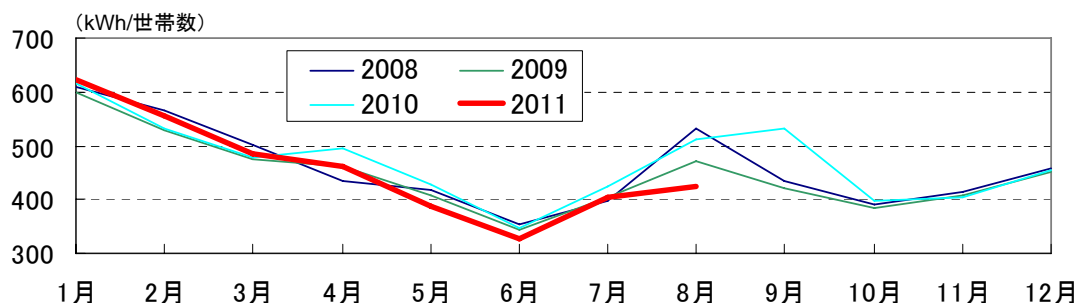
(備考)生産指数あたりの使用電力量(大口電力需要量÷鉱工業生産指数)

**業務部門の推移**



(備考)生産指数あたりの使用電力量(特定規模需要量(業務用)÷第3次産業活動指数)

**家庭部門の推移**



(備考)世帯あたりの使用電力量(月間電灯需要量÷世帯数。2011年度世帯数は推計値)

(出所)電気事業連合会、経済産業省資料、国立社会保障・人口問題研究所資料よりリコー経済社会研究所が作成

## ②イノベーションの重要性

新しい技術によって、一層の創電・蓄電・省電を実現していくという道筋も考えられる。例えば、このところよく話題となるスマート・グリッドは、より効率的な電力需給の調整を可能とするシステムとして拡大していく可能性が高く、それにより電力会社が価格メカニズムを活用した料金設定等もできるようになる。また、電力の需要者がより幅広く電源を選択できる途を拓くものともなる。そのような変化の先にある将来的な電力ネットワークのイメージとして、需要・供給が渾然一体となり、系統電力と分散型電力が並存するという姿を描くことができる。その場合には、平常時は系統電力が主体となっても、非常時には分散型電力が自立して地域の電力を継続できるような態勢が展望できる。

スマート・グリッドは、そのような将来の電力ネットワークに欠かせない要素となる。スマート・グリッドを構成する代表的な市場要素としては、太陽光発電設備・蓄電池・電気自動車・次世代電力計等のハードウェアや、HEMS・BEMS・FEMS<sup>10</sup>のシステムなどがある。このうち、例えば太陽光発電設備や蓄電池などのハードウェアは、国内での利用台数の増加に伴いコストも低下すると期待され、それにより普及が加速的に拡大することも考えられる(補足図表6)。さらに、その結果、業種・発電規模等によっては自家発電を拡充していくメリットも広がるので、より低コストの小規模発電装置への需要も拡大する可能性がある。

このように、需要サイドでの節電の動きは、企業の投資を呼び起こすものでもあり、同時に、それを通じて経費の削減等をもたらすものでもある。企業には、革新的な省エネ、スマート・グリッド等の需給一体管理に必要な技術・システムのイノベーションを通じて、“Green Growth”(グリーン成長)の担い手となり、日本の経済成長を牽引していくことが期待される。

### II. 1 (4) 経済成長・電力供給・CO<sub>2</sub>排出量抑制の調和

以上でみてきたような電源ミックスのあり方や電力需給の調整の仕方が、CO<sub>2</sub>排出量の削減と調和し得るものであるかどうかを次に考えてみよう。CO<sub>2</sub>排出量に関連して、日本は1990年と比較して2020年までに25%温暖化ガス

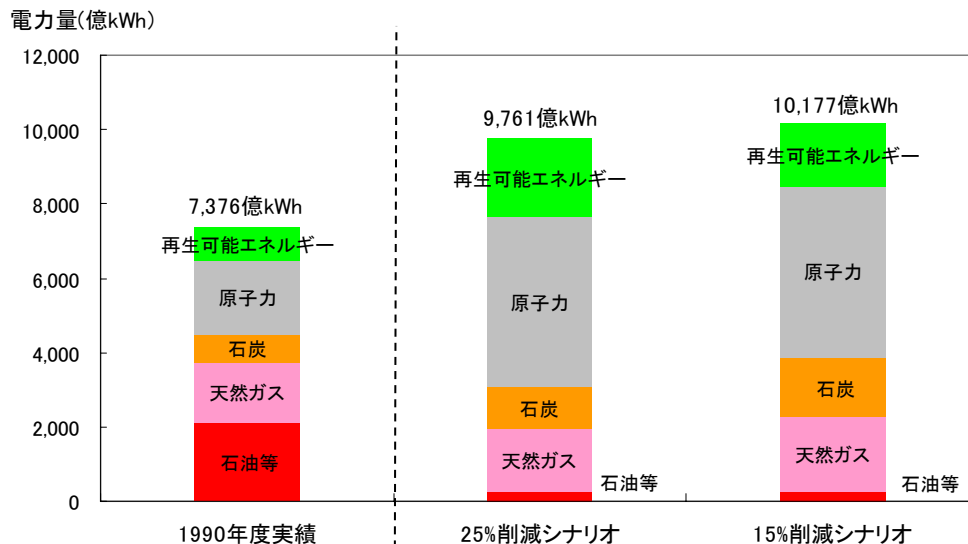
---

<sup>10</sup> HEMS・BEMS・FEMSはそれぞれ、ホーム・エネルギー・マネジメントシステム、ビル・エネルギー・マネジメントシステム、ファクトリー・エネルギー・マネジメントシステムの英語頭文字をとったもの。

を削減する意向を国際的に表明している<sup>11</sup>。これは、現在、国会において審議中である地球温暖化対策基本法案の中でも規定されており、そのための具体策は、環境省の中長期ロードマップと経済産業省のエネルギー基本計画に盛り込まれている<sup>12</sup>。

以下では、環境省の中長期ロードマップに依拠し、2020年時点のCO<sub>2</sub>排出量を、同ロードマップの想定値から乖離させないためにはどうすれば良いかを試算してみる。ロードマップにおいては、2020年におけるCO<sub>2</sub>排出量の90年対比25%削減を、①国内の排出抑制対策だけで実現する、②国内の排出抑制対策で20%+国際貢献<sup>13</sup>等で5%実現する、③国内の排出抑制対策で15%+国際貢献等で10%実現するという3つのシナリオが示されている。このうち①と③の2つのシナリオに対応して想定される発電の電源構成は図表Ⅱ-1-④のようになる。

(図表Ⅱ-1-④)2020年に想定されている発電の電源構成



(出所)資源エネルギー庁「エネルギー白書 2010」及び環境省中央環境審議会地球環境部会中長期ロードマップ小委員会(第19回)配布資料(2010年12月21日)

<sup>11</sup> 国連気候変動枠組条約締約国会議のコペンハーゲン合意(2009年)に基づいて、日本は、温暖化ガスの排出量について、全ての排出国による公平かつ実効性のある国際的枠組みの構築及び意欲的な目標の合意を前提に、2020年までに1990年比で25%削減する旨を表明している。

<sup>12</sup> 前者は2020年までを、また、後者は2030年までを想定している。いずれも、経済成長を著しく阻害することのないCO<sub>2</sub>削減を目指す内容となっている。

<sup>13</sup> 具体的には、京都議定書の中に盛り込まれているCDM(クリーン開発メカニズム)、JI(共同実施)等を意味しているものと考えられる。

さらに上記の 2 つのシナリオについて、原子力発電への依存度に応じて、2020 年の電源構成を次の 3 ケースに分けて考える。まずケース 1 では、(a) 福島第一、第二、浜岡の 3 原子力発電所の停止、(b) 新設は島根 3 号と大間の 2 ヶ所とした。またケース 2 では、(a) 福島第一、第二、浜岡の他に運転開始後 40 年経過した原子力発電所は停止、(b) 新設の原子力発電所はなしとした。さらにケース 3 では、原子力発電所が全て停止するとした。これらの各ケースにおいて、原子力発電依存の低下分を、主として天然ガス火力発電で補うこととし、それに伴って増加してしまう CO<sub>2</sub> 排出量を追加的な節電によって相殺すると考えた。その際の必要な追加的節電率についての試算結果が図表 II - 1 - ⑤ である。

試算に当たっては、①天然ガス火力発電は 2020 年までに 2009 年比 5% の設備増強を行う、②天然ガス火力発電の設備利用率は最大 70% 前後にまで引き上げる、③石油・石炭の火力発電の設備利用率を最低 5% にまで引き下げる<sup>14</sup>、④以上の電源構成により得られる発電量と中長期ロードマップで想定した発電量を比較して、不足する分を節電<sup>15</sup>で補うと仮定した<sup>16</sup>。なお、今回の試算では考慮していないが、2020 年以降に CCS が実用化されれば、石炭火力発電による CO<sub>2</sub> 排出抑制についても期待できる。

試算結果をみると、まず国内の排出抑制対策で 25% 削減を実現するというシナリオについては、ケース 1 では、ロードマップで想定する 2020 年の電力需要量を 7% 程度削減できれば、CO<sub>2</sub> 排出量はロードマップの想定と比較して増加しない。一方、ケース 2 でも、16% 程度の電力需要量削減が実現すれば、ロードマップの想定する CO<sub>2</sub> 排出量より増加しない。因みに、「国内の排出抑制対策で 15% 削減」+「国際貢献等で 10% 削減」を実現するシナリオについても、必要な節電率はほぼ同程度である(図表 II - 1 - ⑤)。

上記ケース 2 の「16% 程度の節電」がどの程度のものかを推し量ろうとする場合、今夏の節電結果が参考になる。本年 8 月、東京電力・東北電力管内では、昨年と同月と比較して販売電力量ベースで 16% 以上の節電が実現している。したがって、今夏のような節電が、年間を通して、かつ全国的に実施されれば、

<sup>14</sup> 石炭火力はベースロードとしての利用が主であるため、一つの発電所で 5% 以下といった低い設備利用率は想定し難い。ここでの仮定は、休止設備も含めた全ての石炭火力発電所の平均として、利用率を 5% とするとしたものである。

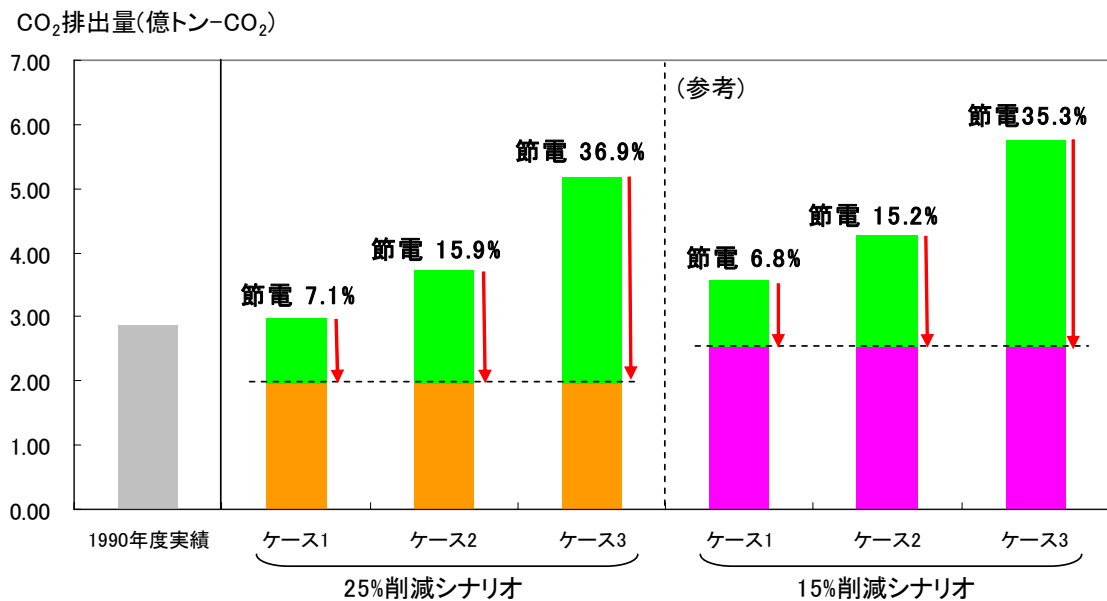
<sup>15</sup> ロードマップにおいては、省エネ機器への転換等を想定した省エネ対策が盛り込まれている。ここでは、当該対策に加え新たに節電することを想定している。

<sup>16</sup> 電力の削減に伴い熱利用に転換される可能性もあり得るが、ここではそのような可能性は考慮していない。



16%程度の電力需要量削減が実現することになる。もっとも、ここでの試算で問題としているのは、2020年において原子力発電依存が低下することによる限界的なCO<sub>2</sub>排出量の増加を抑制するために必要な節電率であり、今夏の直接の比較はできない。元々、ロードマップにはかなりの節電が織り込まれており、それを上回る16%程度の節電はかなり大変なものと考えられる。したがって、それを不便・不都合を我慢することなく実現するためには、様々な新しい取り組み・工夫が必用不可欠となる<sup>17</sup>。

(図表Ⅱ-1-⑤)発電由来のCO<sub>2</sub>排出量の抑制に必要な節電率



- : 25%削減シナリオで想定されている発電由来のCO<sub>2</sub>排出量
- : 15%削減シナリオで想定されている発電由来のCO<sub>2</sub>排出量
- : 原依存度が低下した場合のCO<sub>2</sub>排出量の増加分

(備考)排出量の試算については、「電中研ニュースNo.468(2010年8月)」記載のCO<sub>2</sub>排出原単位(直接分:kg-CO<sub>2</sub>/kWh)を使用した。1990年度実績も、比較を容易にする趣旨でこの排出原単位を使用している。

(出所)資源エネルギー庁「エネルギー白書2010」及び環境省中央環境審議会地球環境部会中長期ロードマップ小委員会(第19回)配布資料(2010年12月21日)を基にリコー経済社会研究所が試算。

<sup>17</sup> 天然ガスによる火力発電1基当たりの出力を50万kWとすると、ここでの試算における電力需要量1%(=98億kWh)は、設備利用率を7割弱とすれば、約2基分に相当する。消費電力量にのみ着目すれば、そのような天然ガス火力発電の能力増強によって必要な節電も小さくなる筋合いにあるが、天然ガス火力依存が高まればCO<sub>2</sub>排出量の絶対量は増加してしまうので、やはり節電の実効をあげることが重要になる。

以上のように、2020年にかけて全国で相当規模の節電が実現できれば、今後、原子力発電への依存度を低下させても、必要電力量を確保しつつ、環境省の中長期ロードマップにあるCO<sub>2</sub>排出量削減目標を変えずに済む可能性がある。繰り返しになるが、その際に重要となるのは、無理のないかたちでの節電の実現であり、それが円滑に進まない場合には、CO<sub>2</sub>排出量削減目標の達成が後年にずれ込むことにもなる。なお、図表Ⅱ—1—⑤では、原子力発電所が全て停止するケース3も試算しているが、この場合に必要な電力量の削減は37%にも及ぶとの結果になった。

## Ⅱ. 2. 長期的展望

次に、2050年までを展望した長期について考える。国際的には、地球の平均気温上昇を2°C以内に抑えることが合意されており<sup>18</sup>、先進国には大幅な温暖化ガスの削減が求められている。日本も、1990年比80%の温暖化ガス排出量削減を目標としている<sup>19</sup>。このように、長期を展望すると、温暖化ガス排出量の削減目標は一層大変なものとなり、したがってもう一段努力を積み重ねていく必要があることになる。

その際のプラス材料としては、まず供給サイドでは、さらなる技術革新によるCO<sub>2</sub>排出量の抑制が考えられる。具体的には、再生可能エネルギーやスマート・グリッドの本格的普及といったことである。またCCSが実用化できるかどうかも重要になる。需要サイドでも、やはり一層の技術進歩による創電・蓄電・省電に期待するところが大きい。このように、一段と困難な長期課題を克服するためには、やはりイノベーションが大きな鍵になる。CO<sub>2</sub>排出原単位<sup>20</sup>等の予測値からみても(補足図表7)、長期において乗り越えるべき壁は極めて高いと言わざるを得ない。したがって、今後10年程度の間、2050年に向けCO<sub>2</sub>排出量削減を加速できるよう、さらに関連の政策、技術等を充実させていくことが肝要となる。

---

<sup>18</sup> 国連気候変動枠組条約締約国会議のカンクン合意(2010年)

<sup>19</sup> 北海道洞爺湖サミットの主要8カ国会合(G8)において、日本は長期目標(2050年までに現状から60~80%を削減)を発表した(2008年)。G8ラクイラ・サミットでは、先進国については80%以上の削減が支持された(2009年)。その後、2050年までに国際的知見に基づき80%削減する目標を盛り込んだ温暖化対策基本法案が閣議決定された(2010年)。

<sup>20</sup> CO<sub>2</sub>排出量を実質GDPで除したものの。

### Ⅲ. 政府、企業、個人・家庭の役割分担

今後、経済の持続的成長を支えるエネルギー供給を確保し、かつ有効な温暖化対策を講じる上では、政府・企業・個人それぞれのレベルで、一層の努力・工夫が不可欠になる。その際の基本的理念を改めて整理すると、次のようなものが考えられる。

- ① 安全・安心が確保される「レジリエント」<sup>21</sup>な社会の実現
- ② 持続的な経済発展を支えるエネルギー供給の確保
- ③ 省エネと温暖化ガス削減のための誘因が確保された仕組の設定
- ④ 新しい技術・システムへの挑戦

さらに、各主体に求められる具体的対応を列挙すれば、以下のようなものが考え得る。

#### <政府>

- 経済成長、エネルギー需給、温暖化対応の3面を総合的に捉え、関連する技術革新等に関し、国民・企業の理解が得られるよう、明確なビジョンとそれを達成するための工程を示す。
- エネルギーと温暖化対策の政策を一体として議論し決定する。
- 2020年において温暖化ガスを90年対比25%削減するという国際公約の前提となっている「すべての排出国による公平かつ実効性のある国際的枠組みの構築及び意欲的な目標の合意」のための戦略と、その実現のための工程を示す。
- 価格メカニズムを活かし、効率的な電力供給・CO<sub>2</sub>排出量削減が実現できるよう、制度、規制、行政対応を見直す。
- スマート・グリッド、電力会社間の周波数変換装置・直流送電<sup>22</sup>等のインフラ整備を促すため、明瞭な計画を提示する。
- 国民の節電促進に資するような情報提供、コミュニケーションを行う。
- 環境技術の海外への移転促進等、国際的な展開を図る。

#### <企業>

- 市場において、低炭素型製品・サービスに関する競争が行われていく状況を踏まえ、意味のある高い目標を掲げ、CO<sub>2</sub>排出量削減に向けた新しい技術開発を積極的に行う。

<sup>21</sup> resilient。ここでは、災害等が発生した際に復元力があるとのニュアンスを込めている。

<sup>22</sup> 直流送電は、海底等で長距離送電する場合に必要であり、大規模電力システムの同期安定性の実現が容易になる、異なる周波数の電力システムの連系が可能となる等の特徴がある。

- ー 関連分野の新規ビジネスに対し、リスクをとって積極的な展開を図る。
- ー その際、長期的なエネルギー需給対策、温暖化対応の必要性を踏まえ、経営者が果敢に経営判断を下していく。
- ー 事業のオペレーション面だけではなく、製品のライフサイクルでのアセスメントを行い、部品調達時から最終製品の顧客利用時の排出までを含めたサプライチェーン全体を対象とした低炭素化を促進する。
- ー 金融仲介の面でも、新しいエネルギー・システムを構築し、節電・CO<sub>2</sub>排出量削減を実現するための長期的投資のための資金が円滑に調達できるような環境を整える。
- ー 温暖化対策に役立つ製品・サービスの提供を通じて世界、取り分け近隣のアジアの国々の低炭素化に積極的に貢献する。

<個人・家庭>

- ー 地球環境の保全を世界共通の社会的に重要な価値として継承していく。
- ー 節電・省エネ等に役立つ器具・設備等を積極的に活用し、「低炭素な」ワーク・スタイル/ライフ・スタイルを実践する。

#### IV. おわりに

政府、企業、個人・家庭がそれぞれの立場で努力を傾注すれば、日本が原子力発電への依存度を低下させたとしても、中期的に経済成長と環境保全とを両立させていく途はあり得るとというのが現時点でのとりあえずの結論である。それを実現させるためには、各々が役割分担に応じた取組みを積極化させ、関連する政策、技術、新規ビジネスを有機的に連携させていく必要がある。また、より長期では、経済成長と環境保全の両立は一層大変なものになる。しかし、当面の中期的な目標を着実に実現していくことこそが、さらにその先に進んでいく上での弾みとなるはずである。日本の社会・文化風土、東日本大震災以降の経験等に鑑みれば、豊かな自然環境の下での豊かな国民生活を実現していく実力は十分に備わっていると思われる。眼前の困難な課題を機会と捉え、各自の立場で前向きに努力を重ねていくことが今求められている。

以 上

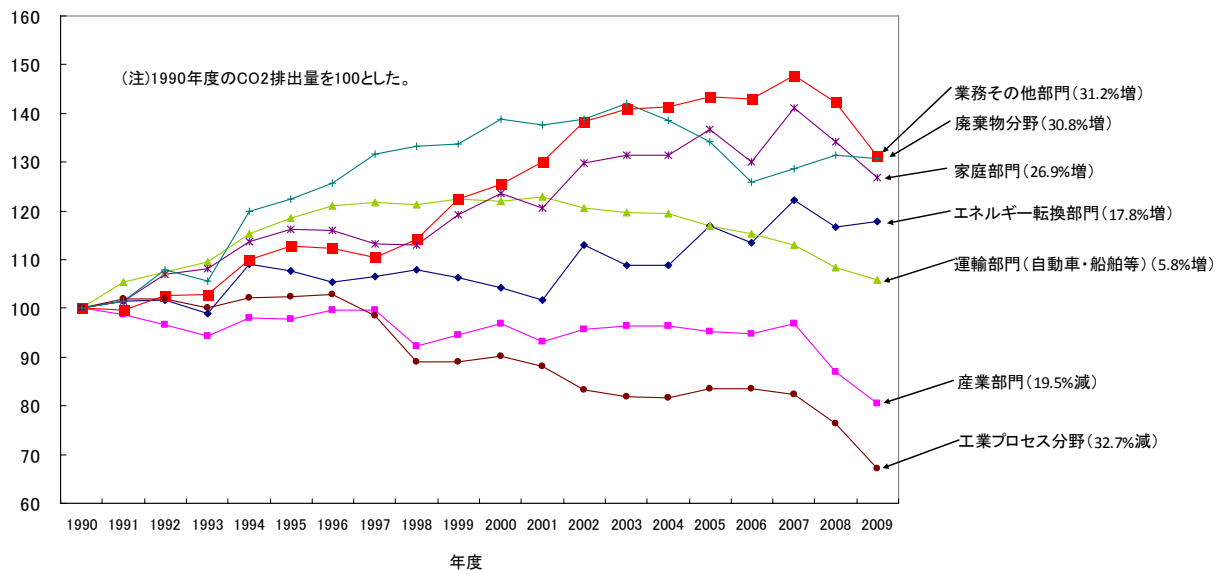
参考文献一覧

- [1]環境省中央環境審議会地球環境部会中長期ロードマップ小委員会(第 19 回)  
配布資料(2010 年 12 月 21 日)  
<http://www.env.go.jp/council/06earth/yoshi06-11.html>(2011 年 10 月 3 日)
- [2]環境省環境経済情報ポータルサイト環境経済基礎情報  
[http://www.env.go.jp/policy/keizai\\_portal/A\\_basic/index.html](http://www.env.go.jp/policy/keizai_portal/A_basic/index.html)  
(2011 年 10 月 3 日)
- [3]経済産業省資源エネルギー庁、「エネルギー基本計画」(2010 年 6 月)
- [4]経済産業省資源エネルギー庁、「平成 21 年度エネルギーに関する年次報告」  
(エネルギー白書 2010)  
<http://www.enecho.meti.go.jp/topics/hakusho/index.htm>(2011 年 10 月 3 日)
- [5]経済産業省総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会  
配布資料(2004 年 1 月 16 日)  
<http://www.enecho.meti.go.jp/info/committee/denkijigyo/cost09.htm>  
(2011 年 10 月 3 日)
- [6]原子力安全委員会、「原子力安全白書 平成 21 年度版」(2010 年 4 月)
- [7]国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィス  
「日本の温室効果ガス排出量データ(1990~2009 年度)確定値」(2011 年 4 月  
26 日)  
<http://www-gio.nies.go.jp/aboutghg/nir/nir-j.html>(2011 年 10 月 3 日)
- [8]電力中央研究所、「電中研ニュース No.468」(2010 年 8 月)
- [9]日本エネルギー経済研究所、「EDMC エネルギー・経済統計要覧 2011」(2011  
年 3 月)
- [10]日本エネルギー経済研究所、「原子力発電の再稼働の有無に関する 2012 年  
度までの電力需給分析」(2011 年 6 月 24 日)

「需要側を取り込む新しいエネルギー・システムへの展望」

## 図表・補足資料

(補足図表 1)セクター別CO<sub>2</sub>排出量の推移

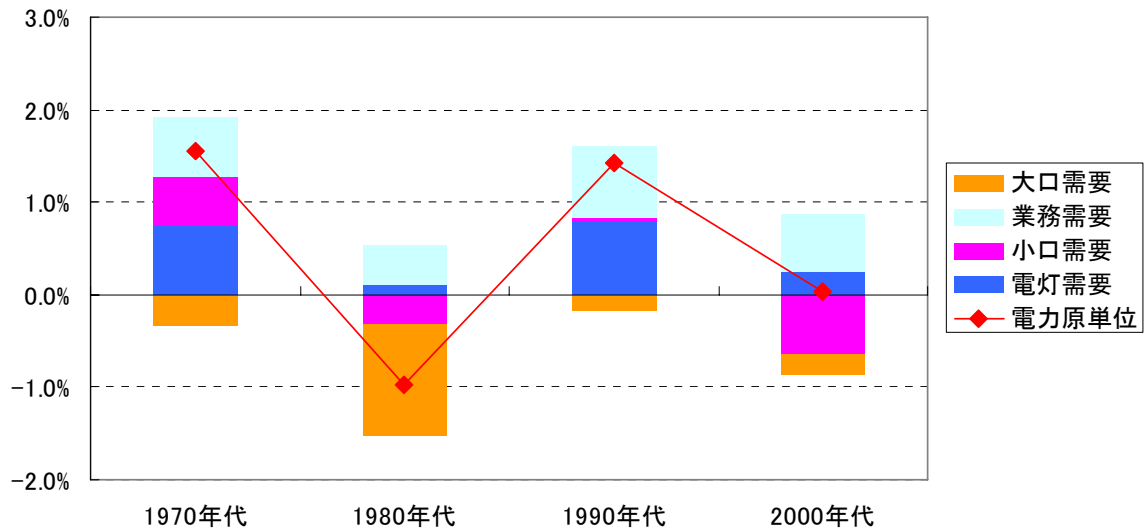


(出所)国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィス

「日本の温室効果ガス排出量データ(1990~2009年度)確定値」(2011年4月26日)

(補足図表 2)電力原単位の増減の推移

電力原単位の変化率



(備考)電力原単位: 消費電力量を実質 GDP で除したもの。

大口需要:大・中規模工場等による産業用の電力需要(契約電力 500kW 以上)

業務需要:デパート、ホテル、オフィスビル、病院、学校等の電力需要

小口需要:小規模工場等による産業用の電力需要(契約電力 500kW 未満)

電灯需要:一般家庭等による電力需要(契約電力 50kW 未満)

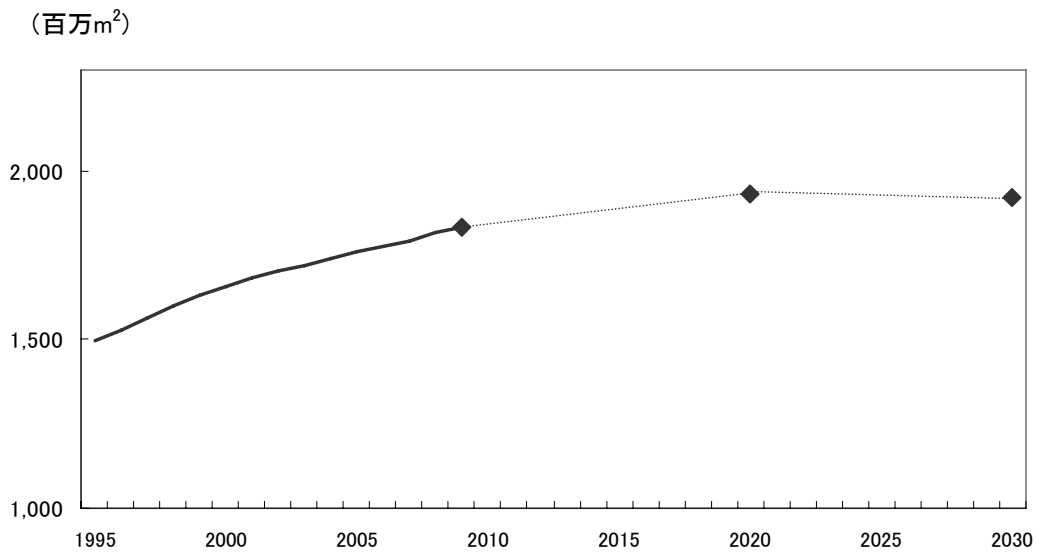
(出所)日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧 2011」及び

電気事業連合会 HP 電力統計情報を基にリコー経済社会研究所が試算。

(<http://www5.fepec.or.jp/tok-bin/kensaku.cgi>)(2011年10月3日)

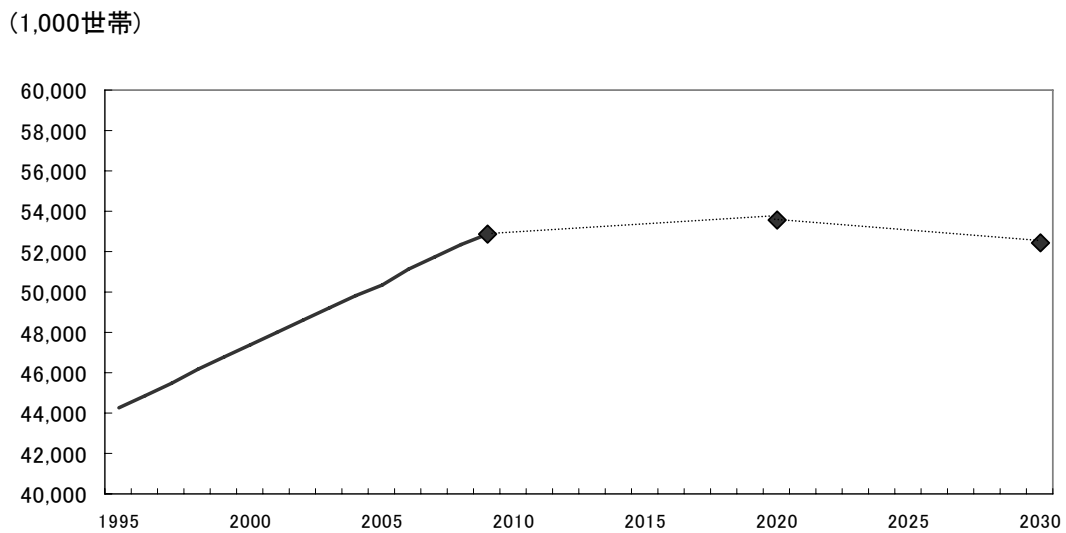


(補足図表 3)業務部門床面積の推移と将来の予測



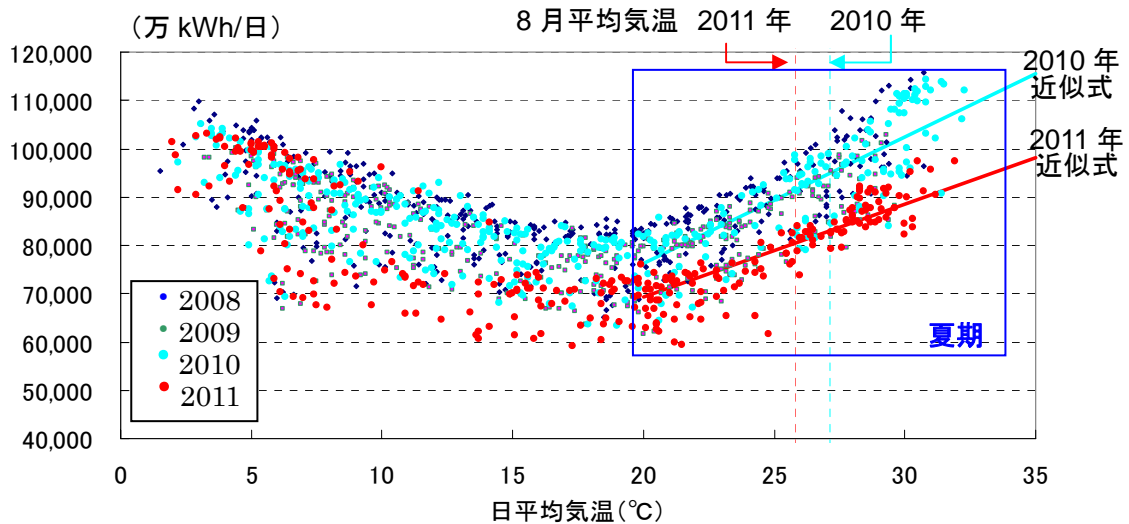
(出所)環境省環境経済情報ポータルサイト環境経済基礎情報  
環境省中央環境審議会地球環境部会中長期ロードマップ小委員会(第 19 回)配布資料(2010 年 12 月 21 日)

(補足図表 4)世帯数の推移と将来の予測



(出所)環境省環境経済情報ポータルサイト環境経済基礎情報  
環境省中央環境審議会地球環境部会中長期ロードマップ小委員会(第 19 回)配布資料(2010 年 12 月 21 日)

(補足図表 5) 2011 年夏期の節電の結果(東京電力管内の日平均気温と電力量の推移)



(出所) 東京電力ホームページ資料・気象庁統計情報よりリコー経済社会研究所が作成

- ・ 2011 年夏期における前年に比した電力量の削減を、気温低下と節電の要因に分解してみると、総電力量削減割合(15.2%)=気温低下の寄与度(3.5%)+節電の寄与度(11.7%)となる。

(導出方法)

- ・ 夏期(6~8 月：上図青枠内)の、2010・2011 年日平均気温と消費電力量の線形近似をす(  $x$  : 気温(°C)、  $y$  : 電力量(万 kWh/日))。

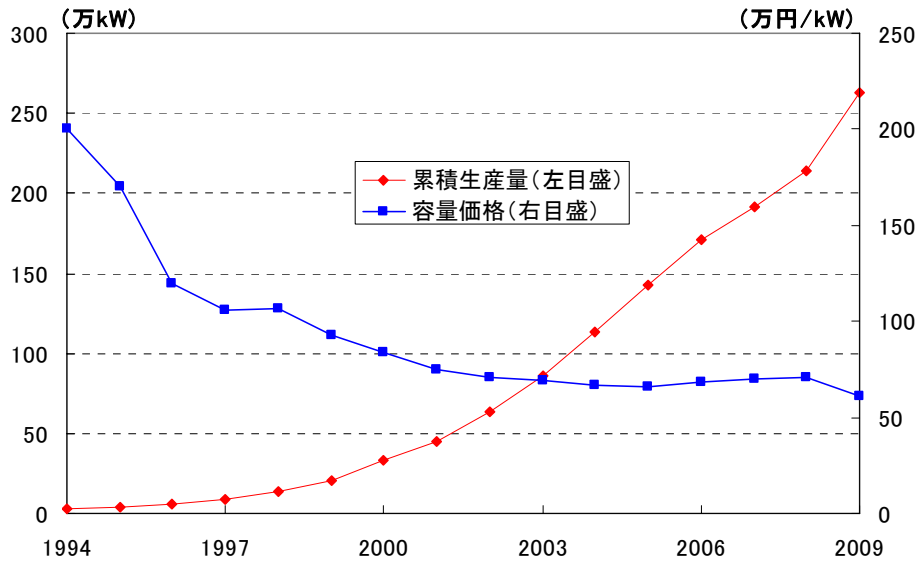
$$y=2626.5x+23642 \quad (2010 \text{ 年}), \quad y=1917.4x+31016 \quad (2011 \text{ 年})$$

- ・ 2010 年と 2011 年の夏期の日平均電力量を、上記式と夏期日平均気温(2010 年 27.2°C、2011 年 25.9°C)から求めると下記電力量が得られ、2011 年の削減率は 15.2%となる。
- ・ 2010 年日平均電力量<sup>23</sup> : 94,900 万 kWh/日、2011 年日平均電力量 : 80,500 万 kWh/日
- ・ このうち気温低下による削減量は、2011 年近似式と平均気温差(1.3°C)から求められ、3,410 万 kWh/日(寄与度 3.5%)。よって、節電による削減量(気温低下分を除いたもの)は、10,980 万 kWh/日(寄与度 11.7%)となる。

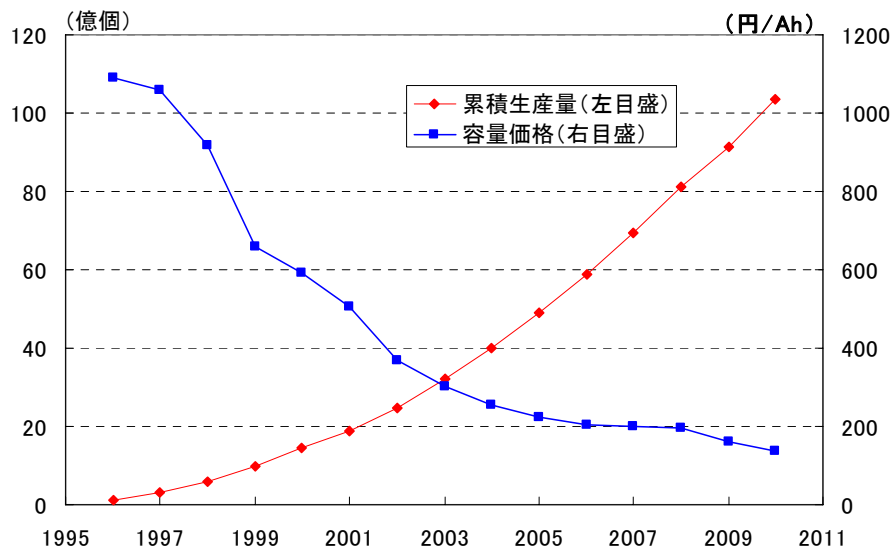
<sup>23</sup> 資源エネルギー庁電力調査統計(2011 年 10 月 20 日発表)によれば、東京電力 2010 年夏期平均電力量は 94,400 万 kWh/日、2011 年は 80,460 万 kWh/日であり、上記結果とほぼ一致する。

(補足図表 6) 新しい技術の習熟曲線

太陽光発電の累積導入量と容量あたりの価格

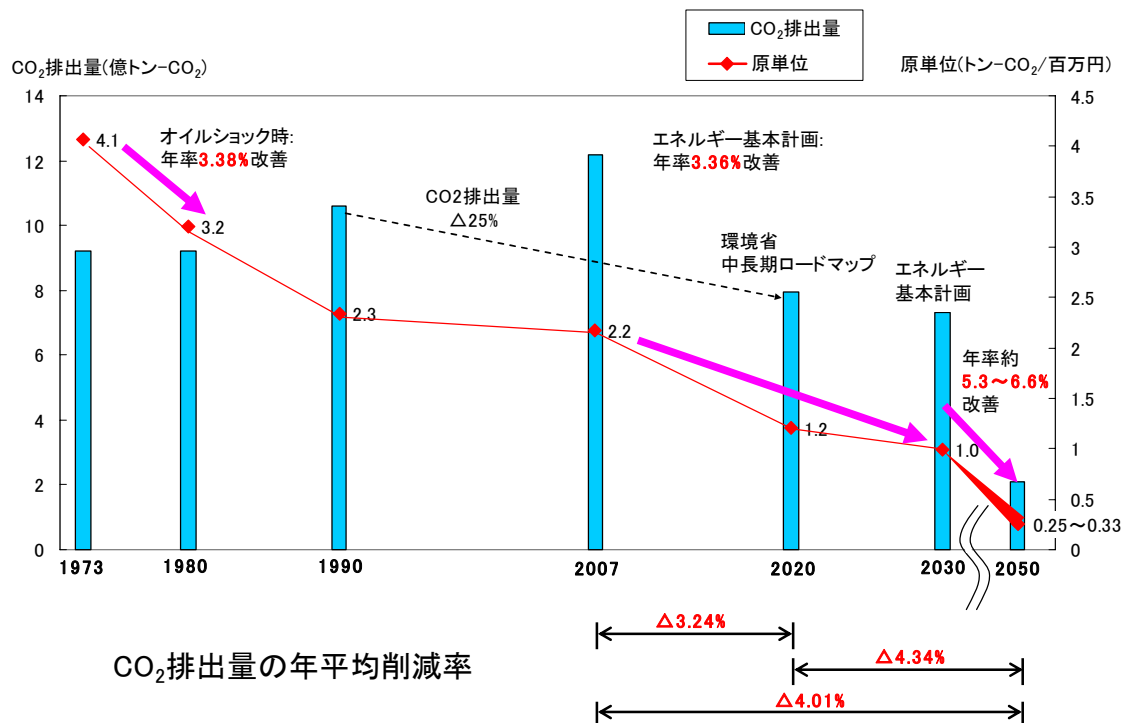


リチウムイオン電池セル累積生産量とシステム価格



(出所)日本エネルギー経済研究所「EDMC エネルギー・経済統計要覧 2011」、新エネルギー財団ホームページ、経済産業省「機械統計」

(補足図表 7)CO<sub>2</sub>排出原単位の推移



- ・ 現行のエネルギー基本計画の策定時の経済産業省の推定では、2007年から2030年までのCO<sub>2</sub>排出原単位(トン-CO<sub>2</sub>/実質GDP百万円)の改善率は、1970年代のオイルショック時と同程度の年率3.36%とされている。一方、2050年に1990年比CO<sub>2</sub>排出量を80%削減するためには、2030年から2050年まで同原単位で年率約5.3~6.6%の改善を実現しなければならない。
- ・ CO<sub>2</sub>排出量そのものでみても、2007年から2020年までは年率3.24%の削減が必要となるが、2020年から2050年までは4.34%の削減が必要となる。2007年から2050年までの期間では年率4.01%の削減を40年以上に亘り継続することになる。

(備考)実質GDP成長率は、2010年代は2%、2020年代は1.2%とした(エネルギー基本計画より)。

2050年の実質GDPは、環境省中長期ロードマップの想定値を用いた(634~829兆円)。なお、中長期ロードマップでは、実質GDP成長率は2008年~2020年まで年率1.6%、2008年~2050年まで年率0.4%~1.0%と想定している。

(出所)国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィス

「日本の温室効果ガス排出量データ(1990~2009年度)確定値」

(2011年4月26日)

環境省中央環境審議会地球環境部会中長期ロードマップ小委員会(第19回)配布資料

(2010年12月21日)

経済産業省資源エネルギー庁「エネルギー基本計画」(2010年6月)

(補足資料 1) 発電コストの算定方法および前提条件について

- ・ 発電コストは、IEA/NEA(2011)で示されている方法(Levelised Costs of Electricity、LCOE)により試算した。総合資源エネルギー調査会(2004)でも類似の方法を採用している(ただし、CO<sub>2</sub>排出権費用は含まない)。

$$\text{発電コスト} = \frac{\text{資本費用} + \text{燃料費用} + \text{CO}_2\text{排出権費用} + \text{運転維持費用}}{\text{発電電力量}}$$

- ・ 運転年数発電原価方式により、以下条件で試算した。  
 条件 A: 運転年数 40 年の場合  
 条件 B: 法定耐用年数運転の場合(水力・揚水 40 年、石油 15 年、LNG15 年、石炭 15 年、太陽光・風力 17 年)
- ・ 対ドル為替レートは 2010 年 12 月末時点(81.51 円)。
- ・ 割引率は 2%と想定。
- ・ 固定資産税率(全電源 1.4%)は、エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会(2011)の値を採用。事業税率(全電源 1.3%)は総合資源エネルギー調査会(2004)の値を採用。
- ・ 減価償却額については、法人税法、耐用年数財務省令に基づき試算。
- ・ 本稿では環境外部費用としてCO<sub>2</sub>排出権費用のみを考慮しており、データが取得できない等の理由のため、全ての環境外部費用(大気汚染、水質汚濁、土壌汚染、騒音、振動、生態系に与える影響等を考慮した費用)を網羅的に含めてはいない。

(補足図表 8)各電源の試算諸元

|                        | 石油        | LNG       | 石炭        | 水力        | 揚水        | 太陽光   | 風力    |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|-------|
| 出力(万kW)                | 40        | 135       | 75        | 1.2       | 160       | 0.001 | 0.180 |
| 建設単価(万円/kW)            | 19.0      | 12.0      | 23.0      | 85.0      | 23.8      | 52.0  | 30.5  |
| 所内率                    | 4.5%      | 2.0%      | 6.2%      | 0.4%      | 0.4%      | 0.0%  | 10.0% |
| 人件費(億円/年)              | 2.1       | 7.3       | 4.1       | 0.2       | 0.2       |       |       |
| 修繕費<br>(建設費における比率)     | 1.70%     | 2.00%     | 1.50%     | 0.50%     | 0.50%     |       |       |
| 諸費<br>(建設費における比率)      | 1.20%     | 0.90%     | 1.50%     | 0.20%     | 0.20%     |       |       |
| 業務分担費<br>(直接費における比率)   | 10.70%    | 14.60%    | 14.00%    | 14.30%    | 14.30%    |       |       |
| 熱効率                    | 39.00%    | 51.00%    | 42.00%    |           |           |       |       |
| 燃料発熱量                  | 41.2MJ/l  | 54.6MJ/kg | 25.7MJ/kg |           |           |       |       |
| 燃料諸経費                  | 8,300円/kl | 2,200円/t  | 1,700円/t  |           |           |       |       |
| 水利利用料(水力のみ、<br>円/年)    |           |           |           | 9,974,400 | 9,974,400 |       |       |
| 運転経費(風力のみ、<br>万円/kW・年) |           |           |           |           |           |       | 1.2   |

<火力・水力発電>

- ・ 火力・水力モデルプラントの出力・建設単価、所内率、人件費、修繕費、諸費、業務分担費、熱効率、燃料発熱量、燃料諸経費、水利利用料は、エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会(2011)における値を採用。揚水の出力・建設単価は、東京電力葛野川揚水発電所2号機の出力・建設費(東京電力ホームページ 2000年6月8日)を参考にした。所内率・人件費等はデータが存在しないため一般水力と同じとする。
- ・ 揚水発電以外の発電方式毎の設備利用率の設定は、利用の実態等を勘案した総合資源エネルギー調査会(2004)における区分に準じている。揚水発電の設備利用率は2009年度一般電力事業社9社実績値を使った。
- ・ 石油・石炭・LNGの初年度の燃料価格は財務省「貿易統計」2010年末価格を採用(石油 85.91 ドル/バレル、LNG 568.52 ドル/トン、石炭 114.25 ドル/トン)。燃料価格平均上昇率はIEA(2011)の New Policies シナリオの予想値から以下のように試算したものを使用(2035年以後は2030～2035年の平均年上昇率)。

(補足図表 9)火力燃料価格年平均上昇率

|            | 原油    | LNG   | 石炭    |
|------------|-------|-------|-------|
| 2010-2014年 | 7.91% | 4.49% | 3.21% |
| 2015-2019年 | 3.60% | 3.41% | 2.81% |
| 2020-2024年 | 3.22% | 3.13% | 2.63% |
| 2025-2029年 | 2.96% | 2.99% | 2.53% |
| 2030-2034年 | 2.76% | 2.85% | 2.43% |
| 2035-2050年 | 2.76% | 2.85% | 2.43% |

- ・ CO<sub>2</sub>排出権費用とは、CO<sub>2</sub>排出権が市場取引されると想定された場合に、燃料別のCO<sub>2</sub>排出係数を基に排出量を算出し、各時点における排出権価格をかけて現在価値に割り戻したものをいう。初年度の排出権価格は2010年末の日経・JBIC排出量参考気配の中値を採用(1,264.6円/トン)。上昇率は上記初年度の排出権価格及びIEA(2011)のEU及びオーストラリアのNew Policiesシナリオの値より以下のように算出したものを採用(2035年以後は2030～2034年の平均年上昇率)。

(補足図表 10)CO<sub>2</sub>排出権価格年平均上昇率

|            |      |
|------------|------|
| 2010-2019年 | 9.3% |
| 2020-2029年 | 5.3% |
| 2030-2034年 | 4.8% |
| 2035-2050年 | 4.8% |

- ・ 燃料別のCO<sub>2</sub>排出原単位は、電力中央研究所(2010)の直接分の値を採用した(石油

火力:0.70kg-CO<sub>2</sub>/kWh、LNG火力:0.48kg-CO<sub>2</sub>/kWh、石炭火力:0.86kg-CO<sub>2</sub>/kWh)。

<太陽光・風力発電>

- ・ 太陽光の出力・建設単価は NEDO(2010)の系統連系型に依拠。風力発電の出力・建設単価は、総合資源エネルギー調査会(2001)「中小規模」の値を採用。
- ・ 設備利用率は、太陽光発電は再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム(2010)の値を、風力発電は NEDO(2010)の「陸上・中小型」の値を使用。
- ・ 風力発電の運転維持費は NEDO(2010)の運転経費より試算。
- ・ 太陽光について人件費・修繕費・諸費・業務分担費のデータが存在しないため、運転維持費は計算せず、発電コストは資本費用のみの試算値である。
- ・ 所内率は原子力委員会新計画策定会議(2004)の値を採用。
- ・ 発電コストには含めていないが、太陽光・風力発電が大規模に系統接続された場合、系統電力安定化のため、多額の設備投資費用が必要となる。環境省の中長期ロードマップの 2020 年度最大導入ケース(太陽光発電 5,000 万 kW、風力 1,130 万 kW)では、追加累積費用として太陽光発電は 2.0~5.4 兆円・風力発電は 0.1~0.5 兆円(将来価値)が必要としている。

(出所)経済産業省資源エネルギー庁、「電力需給の概要」(2009)

原子力委員会、「新計画策定会議第 6 回エネルギー需給に関する補足資料(二酸化炭素関連データ)」(2004)

エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会、「第 2 回会議配布資料 3 石炭火力、LNG 火力、石油火力、一般水力の全諸元について」(2011)

再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム、「再生可能エネルギーの全量買取制度による費用試算について」(2010)

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、「再生可能エネルギー技術白書」(2010)

総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会、「新エネルギー部会報告書参考資料」(2001)

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会配布資料(2004)

経済産業省資源エネルギー庁、「電力需給の概要」(2009)

地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ検討会、「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言」(2010)

International Energy Association(IEA) / Nuclear Energy Association(NEA)、Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition(2010)

International Energy Association、World Energy Outlook 2011(2011)

(補足資料2)今後の省エネ・低炭素化に貢献する企業のビジネスの事例

今後、企業にとって特に重要となると考えられる省エネ・低炭素化関連のビジネスの事例として、業務部門の省エネ・ビジネス、分散型電力の一翼を担う自家発電のエンジニアリング・ビジネスについて紹介する。

(1) 業部部門に関する省エネビジネス

- ・業務部門では、照明・コンセント・動力について、エネルギー消費の割合・伸び率がともに高い<sup>24</sup>。以下では、これら分野のエネルギー消費量削減に関連する省エネ・ビジネスを概観する。

①オフィスにおける高効率照明の展開

- ・平均的な業務用ビルでは、照明にかかるエネルギー消費は全体の21.3%に達する<sup>25</sup>。高効率照明(LED・有機EL等)は、従来型照明(白熱電球・蛍光灯等)と比較し高効率・長寿命であるが、広範囲に照光が求められるオフィス用の高効率照明は、初期費用が従来型照明に対して比較的高価である。
- ・このため、業務用高効率照明の初期費用をリース等で賄ったり、調光や点滅制御技術との組み合わせることにより、最適な照明環境を提供するソリューション・ビジネスの発展が期待できる。
- ・高効率照明システムの普及により、2020年度には約130億kWh(2030年度187億kWh)の電力削減が可能との試算もある<sup>26</sup>。

②エネルギー低消費OA機器の展開

- ・OA機器によるエネルギー消費は、平均的な業務用ビルでは、全体の21.1%を占める。昨今、MFP(複合プリンター)の普及が高まっており、それによって消費電力負荷が大きくなっているとの指摘もある。したがって、そうした商品における一層の省エネの実現が重要になっている。
- ・現在政府が検討しているMFPの省エネ法新判断基準目標<sup>27</sup>を満たす機器が普及すれ

<sup>24</sup> 業務部門の「動力他(照明・コンセント・昇降機等)」エネルギー量は、2009年度で約50%を占め、年平均伸び率は約7%(出典：日本エネルギー経済研究所、エネルギー経済統計要覧(2011))。

<sup>25</sup> 経済産業省資源エネルギー庁、エネルギー白書2010(2010)

<sup>26</sup> 経済産業省、Cool Earthーエネルギー革新技术計画(2008)

<sup>27</sup> 総合資源エネルギー調査会省エネルギー基準部会第2回複写機等判断基準小委員会資料(2011年7月)



ば、2017年度には約8億kWhの電力量削減が可能とされている。

(2) 分散型電力を担う自家発電設備のエンジニアリング・ビジネス

- ・2011年春の東京・東北電力管轄内の計画停電では、多数の企業が生産停止・減産、休日就業などを余儀なくされた。その経験もあって、自家発電の設置が拡大しているが、政府も短期的対策として企業による自家発電設置を促している<sup>28</sup>。実際に非常用ディーゼル発電機は2011年度は前年の50%以上の伸びが予想されている<sup>29</sup>。
- ・企業の自家発電は、非常時に自立して稼働できる分散型電力としてのポテンシャルを有しているが、常用自家発電設備では一般に外部電源が必要であり、必ずしも非常時の稼働は可能ではない。このため、今後、オフィスビルや組み立て工場等では、停電時でも稼働可能(ブラックアウト・スタート)で、必要とされる全負荷電力量に見合った発電を行える自家発電装置(特に比較的公害対策が容易なガスエンジン・ガスタービン型発電装置)の需要が見込まれる。
- ・また、2012年度に予定されている再生可能エネルギー全量買取制度や震災の復旧・復興対策の補助制度もあって、震災により大量に発生した木質廃棄物を対象としたバイオマス燃料発電も着目されている。
- ・今後、以上のような企業の自家発電装置の導入にかかわるエンジニアリング・ビジネスが拡大する可能性がある。
- ・また、電力売買市場が活発化<sup>30</sup>していけば、余剰電力買取のインセンティブが働き、企業の自家発電の設備投資がさらに増加する可能性も考えられる。

---

<sup>28</sup> 国家戦略室エネルギー・環境会議、「革新的エネルギー・環境戦略策定に向けた中間的な整理(案)」(2011年7月)

<sup>29</sup> 富士経済予測(2011年7月25日)

<sup>30</sup> 日本唯一の電力取引所である日本卸電力取引所での取引量は、現状、消費電力全体の1%未満に留まっている。

**本件に関するお問い合わせ先**

---

リコー経済社会研究所

〒100-0005 東京都千代田区丸の内1-6-5 丸の内北口ビルディング20F

TEL : 03-6278-4700 / FAX : 03-3216-5085 E-mail : risb@nts.ricoh.co.jp

担当 : 内田、小松原

ホームページ <http://www.ricoh.co.jp/RISB/>