

特集 電力コストの上昇にどう向き合うか

エネルギー選択が左右する日本の未来

副理事長、グリーン・グロース・オフィス・チーフオフィサー 湯元 健治

1. 日本の未来を左右する「エネルギー・環境に関する選択肢」

政府の「エネルギー・環境会議」は6月29日、「エネルギー・環境に関する選択肢」（以下、「選択肢」）と題して、今後2030年までのエネルギー・ミックスに関して、原発比率などが異なる三つの選択肢を国民に提示した。

第1の選択肢は、「脱原発シナリオ」である。これは、原発比率を2030年までのできるだけ早期にゼロにするというものだ。これを実現するために、太陽光、風力発電などの再生可能エネルギー比率を現在の10%から35%にまで高めるといふ。震災前の原発比率が26%であったことを考えると、20年後には原発から再生可能エネルギーに完全にシフトすることを意味している。ただし、このシナリオは、「選択肢のなかで「広範な省エネ規制と経済負担で相当水準の再生可能エネルギー、省エネ、ガスシフトが必要」とされている。

第2の選択肢は、「脱原発依存シナリオ」である。これは、2030年の原発比率を15%まで縮小するというものだが、「40年廃炉・新增設なし、稼働率70%」を前提に考えると、2030年の比率は13%であり、それよりもやや高い。再生可能エネルギー比率は30%となっており、「原子力、再生可能エネルギー、化石燃料を組み合わせ活用」するシナリオといえる。経済的負担は、第1の選択肢より軽くなるが、2030年以降の最終目標は明示されておらず、最終的に原発ゼロを目指すのか、原発比率15%を維持するのか、将来の状況によっては原発比率を引き上げるのか、いずれの可能性にも含みを持たせている。

第3の選択肢は、「穏やかに原発依存を低減させるシナリオ」だ。ただし、原発比率は、20~25%と幅を持たせているものの、現行水準維持かやや依存度を下げる程度だ。当然ながら、原発をかなりの程度維持するために、原発設備の新設や維持・更新が必要となる。このシナリオでも再生可能エネルギーは25~30%としているが、これは、「化石燃料への依存度を引き下げ、CO₂排出量削減をより経済的に進める」ためとしている。しかし、現下の原発に対する厳しい国民感情を考えると、このシナリオのコンセンサスを得るためには、原発の安全性確保を大前提としたうえで、「原子力および原子力行政に対する国民の強固な信認」が必要となることは言うまでもない。

最終的に政府がどの選択肢を選ぶかは、全国11都市で行った国民からの意見聴取会や討論型世論調査（専門家による議論を経た後、世論調査を実施するもの）の結果を踏まえたうえで、8月末を目処に、「新エネルギー計画」として決定される予定である。選択肢の結果は、わが国にとって望ましいエネルギー・ミックスの実現はもとより、エネルギー・環境戦略の実行をテコとしていかに経済成長や雇用を創出するかという観点からも、まさに、日本の未来を左右するインパクトを持っている。

2. 三つの選択肢の矛盾・疑問点～経済成長率の前提の妥当性

そうしたなかで、「選択肢」のなかでは、第1の「脱原発シナリオ」は経済的影響が大きすぎるとのニュアンスが強調される一方、第3の「穏やかに原発依存を低減させるシナリオ」は、現下の国民感情から言って実現性が乏しいと見られ、政府が考える落としどころは、第2の「脱原発依存シナリオ」である可能性が高い。ただし、いずれのシナリオの場合でも、様々な前提条件の置き方を見る限り、幾つかの矛盾や疑問点を含んでおり、実現への道のりはかなり険しいと見ておく必要がある。

まず、経済成長率の前提が政府の成長戦略における目標と一致していないという問題がある。すなわち、2030年時点の発電電力量を決めるベースとなる実質経済成長率について、各シナリオでは、政府の財政運営戦略における「慎重ケース」に基づき、2010年代は1.1%、2020年代は0.8%としている。しかし、選択肢では、このベースライン予測から再生可能エネルギーへの転換に伴う発電コストの上昇やCO₂削減などに伴う経済的影響を織り込み、選択肢1で▲5.0%～▲1.0%、選択肢2で▲4.1%～▲0.8%、選択肢3でも▲3.6%～▲0.7%のマイナス影響（いずれも2030年時点）が生じると試算されている。つまり、いずれの選択肢を選んでも、「慎重ケース」の経済前提よりもさらに現実の成長率が低くなってしまう。

政府の成長戦略における目標は、少なくとも2020年までに実質2%以上であり、この高めの経済成長が実現した場合には、電力需要が選択肢の前提よりも大きく上振れすることになる。その場合には、さらなる電力供給の増加あるいは、エネルギー効率の向上が必要になってくる。本来は、政府の成長目標を前提としたシミュレーションを提示すべきだが、それができないのは、おそらく脱原発、脱原発依存シナリオでは、省エネや再生可能エネルギーの導入に非現実的な仮定を置かざるをえなくなるためだと考えられる。このことは、原発依存度を引き下げるためには、現実にはかなりの経済成長率の低下を甘受しなければならないことを物語っている。

3. 再生可能エネルギーの飛躍的導入に向けた課題

もう一つの問題は、いずれの選択肢においても、再生可能エネルギーの導入比率を、2010年時点の10%（水力を除くと2%）から2030年には25～35%へ引き上げるという非常に高い数値目標が目指されていることだ。原発を再生可能エネルギーで代替するのだから、ここまで引き上げる必要があるのは当然ではあるが、本当に、これを実現可能とするには、様々なハードルをクリアする必要がある。

(1) 買取価格の柔軟な見直し

最大の課題は、7月1日より導入された再生可能エネルギーの固定価格全量買取制度における買取価格の必要に応じた柔軟な見直しである。政府は「調達価格等算定委員会」の意見をベースに風力、太陽光などエネルギー別により買取価格を決定したが、太陽光発電は42円/kWと事前の予想を大きく上回る高い価格が設定された。一般的に、メガソーラーは35円/kWで利益が出ると言われており、新規参入事業者にとって極めて魅力的な価格が設定された。今年度の経済財政白書の分析結果では、これまでの家庭用太陽光発電の余剰買取制度の実績として、平均8.6%という高い投資収益率になっている。この結果、ソフトバンクをはじめ、京セラ、三井化学、近畿日本鉄道、ローソンなど様々な異業種からメガソーラー

一建設表明が相次いでいる。このことは、民間企業の国内投資拡大を通じて、経済成長や雇用に大きく貢献することが期待できる半面で、将来の投資バブルを誘発し、国民負担を大幅に引き上げてしまうリスクがあることに留意する必要がある。

(2) スペインやドイツの例に学ぶ必要

わが国に先駆けて固定価格全量買取制度を導入したスペインやドイツでは、導入コストの低下に応じた柔軟かつ機動的な買取価格の引き下げに失敗した結果、バブルの発生と崩壊（スペイン）、国民負担の急増（ドイツ）が生じ、制度見直しを余儀なくされている。すなわち、スペインでは2008年に当初目標の7倍以上に上るバブル的投資が生じ、翌2009年にバブルが崩壊した。ドイツでは、2000年に固定価格全量買取制度を導入し、2004年に買取価格を大幅に引き上げた結果、2011年までの8年間で累積設備容量が2,500万kWと25倍に拡大した。2020年までに再生可能エネルギー比率を35%まで引き上げるとの目標の下、2010年には、17.6%まで引き上げに成功した。しかし、2009年に、設備導入コストの低下スピードに買取価格の引き下げが追いつかず、急速に投資が拡大、補助金額が大幅に膨らみ、家計向けのサーチャージが急上昇した。2004年から2012年までの家計負担は6倍に膨らみ、2012年には、①買取価格の20~29%引き下げや、②大規模太陽光発電（1万kW）の買取対象からの除外、③全量買取から部分買取制度への移行（85~90%）などを柱とする改正法案が可決されている。

ドイツの場合、スペインとは違って2009年まではバブルを招くことなく安定的に投資を拡大させ、着実に再生可能エネルギー比率を引き上げたという意味では学ぶべき点は多いが、それでも、タイミング良く、導入コストの低下に合わせて買取価格をうまく調整しなければ、国民負担の増大につながるという教訓を学ぶべきである。わが国の場合、太陽光の買取価格が事業者にとって魅力的過ぎることは、バブル誘発のリスクだけでなく、太陽光に過度に偏った民間投資を誘発する一方で、より導入ポテンシャルの大きい風力発電に対する投資インセンティブが相対的に小さくなり、結果的に30%を超えるような高い再生可能エネルギー導入目標を達成出来ないリスクが高いといえよう。とくに、最近注目されている洋上風力発電は、その導入ポテンシャルが16億kW（環境省）と太陽光（1億5,000万kW）の10倍以上、全国電力設備量（2億397万kW）の8倍に上っている。日本の場合、水深が深く、「着床式」の洋上風力発電は難しいと言われているが、発電機を浮かべる「浮体式」洋上風力発電の潜在的可能性には期待できる。ただし、風力発電導入の最大のネックは、送電網の整備の必要性であり、政府はこれを次世代インフラ投資と位置付け、成長戦略の一環として具体的な導入の道筋を描く必要がある。

4. 原発依存度低下には、大きな国民負担

原発に対する現下の厳しい国民世論を考えれば、政府の「原発依存度を可能な限り減らす」という基本方針は妥当と考えられるが、どこまで、どの程度の時間をかけて減らしていくのかは、議論の分かれる点である。しかし、この問題を感情論や非論理的な側面から論じることは適切ではなく、安全性を基本に据えつつ、経済合理性や国民負担の観点からも冷静に論じていくことが望まれる。とりわけ、原発廃止や原発依存度の低下には、様々な形で大きな国民負担がかかってくることを認識しなければならない。

(1) 原発から火力への代替コスト

まず、当面の原発代替コスト（火力発電へのシフトのコスト）は、想像を絶する重さになる。大飯原子力発電3・4号機が混乱の末、再稼動にこぎつけたものの、依然として、54基中、52基の原発が稼働停止の状態にあり、当面の電力不足を補うために電力各社は、石炭、石油、LNGなどを燃料とする火力発電に大きくシフトせざるを得ない状況にある。火力発電の占める比率は、直近では、9割近くに達しており、電力各社の調達コスト（燃料費）は、燃料輸入の増加と原油、LNG価格の高騰・高止まりにより、急激かつ大幅に上昇し、収益を圧迫している。

本エネルギー特集掲載論文「LNG火力の燃料調達コスト抑制に向けた課題」〔藤山〕によれば、2011年度で2010年度対比2.6兆円、2012年度（予想）では、同じく2010年度対比で3.6兆～4.4兆円ものコスト増加になると試算される。このコスト増加により、2011年度の電力各社の最終損益は、10社中7社が大幅な赤字に転落している。仮に、この赤字解消のために、コスト増加分を電力料金の引き上げによって賄うと仮定すると、2012年度は26.9～32.8%（2010年度対比、企業・家計向け平均）もの大幅な値上げが必要となると試算される（本エネルギー特集掲載論文「電力料金上昇の影響分析と対策」〔藤波〕）。2011年度には、燃料費調整制度によって、9社平均で5.8%の実質的値上げが実施されているが、黒字化にはかなり足りない幅である。すでに、東京電力は原発補償コストの増大もあって債務超過に陥り、公的資金の注入を受けているが、経営改善のために4月1日より企業向けで16.7%（後に14.9%に圧縮）の値上げを実施し、家計向けについても10.28%の値上げを申請したが、世論の批判から上げ幅を8.47%に圧縮して9月1日より、値上げを実施する見込みである。しかし、これでも同社の営業損益の黒字化は困難な情勢にある。東京電力以外の電力各社もいずれ原価変動調整積立金が枯渇し、値上げ申請を行わざるを得なくなる可能性が高い。

(2) 原発の廃炉コスト

次に、原発を廃炉にするためにも極めて大きなコストがかかる。すでに東京電力は福島原発廃炉費用として、2011年末までに9,002億円の費用を計上しているが、総額でいくらかかるのか見通しが立てられないとして明示していない。政府の「東京電力に関する経営・財務調査委員会」は昨年10月、米スリーマイル島事故の事例などを参考に、廃炉費用は1兆1,510億円に達すると試算した。しかし、最終処理完了までの期間が40年にわたることを考えると、これを軽く上回るのは確実である。ちなみに、経済産業省の試算によれば、原発全廃が決定した場合、電力10社中、8社が債務超過に陥り、資産の減損処理コスト、引当金の積み増しなどが合計4.4兆円に上るとされている。しかし、これには使用済み燃料の保管コストや最終処理費用は含まれていないことに留意する必要がある。「選択肢」のなかでは、核燃料サイクルについて、選択肢1では、「直接処分」、選択肢2および3では「直接処分と再処理の双方があり得る」としているが、そのコストは明示されていない。いずれにしても、こうしたコストは誰が負担するのかという問題は、将来のエネルギー選択の際に、真剣に議論しなければならない重要なテーマである。

(3) 再生可能エネルギー導入コスト（サーチャージ）

原発廃炉に際してかかってくる三つ目の国民負担は、再生可能エネルギーの導入コストである。経済産業省「調達価格等算定委員会」の試算（2012年4月27日公表）によれば、2012年度の再生可能エネルギーにかかわるサーチャージ額は、0.2～0.4円/kWhで、月額電気料金7,000円（月300kWh）の標準家庭で1カ月当たり70～100円程度とされた。その後、7月に経産省資源エネルギー庁は、より詳細な試算を公表したが、それによれば、全量買取制度によるサーチャージ額を0.22円/kWh、従来の余剰電力買取制度に基づくサーチャージ額を0.07円/kWhとして、標準家庭で全国平均が月87円と算定している。しかし、これらの試算はあくまで導入初年度の場合であり、最終的に、例えば2030年時点でどの程度のサーチャージになるかは、①再生可能エネルギーの最終的導入量、②導入のスピード、③再生可能エネルギーの買取価格の低下スピード、④太陽光、風力、地熱など導入される再生可能エネルギーの内訳いかんにかかっており、前提次第で大きく変わり得るとの認識が必要である。ちなみに、本エネルギー特集藤波論文では、2030年のサーチャージ額を1.2円/kWh～2.4円/kWhと試算しており、これは標準家庭ベースでは、360～720円の負担となる。ちなみに、ドイツの例では全量買取制度導入後4年目の2004年に165円だったサーチャージは、11年目の2011年に1,018円に上昇している（日本再生可能エネルギー総合研究所）。原発から再生可能エネルギーへの代替に伴う国民負担がいかに大きなものになるかについて、政府は単年度に止まらない見通しを示し、国民の理解と納得を得るさらなる努力をしなければならない。

(4) 省エネを促す「ネガワット」取引の導入加速を

「選択肢」のなかでは、いずれのシナリオについても、最終エネルギー消費ベースで▲19%の省エネルギー、電力消費ベースで▲1割の節電が前提として盛り込まれている。しかし、これまで見てきたような大きな国民負担が生じることを考えれば、原発比率の低いシナリオほど、より大幅な省エネルギーや節電を実現する必要がある。昨年の東京電力管内では、▲15%を超える節電が実現し、今年も原発依存度の高い関西電力管内で▲10%の節電が要請されている点を勘案すれば、こうした省エネ・節電は十分可能に見えるかも知れないが、昨年は大震災の影響で経済・エネルギー需要が大きく落ち込んだことを勘案する必要がある。また、2030年まで経済が成長を続けることを前提とすると、先に示した経済の「慎重シナリオ」をベースとしても2030年のGDPは2010年比20%増加することとなるため、19%の省エネを実現するには、トータルで4割近いエネルギー効率の向上が必要となる。これは相当に至難の業と言える。1990年度から2010年度までの過去20年間で実質GDPは、1.22倍に拡大したが、この間の最終エネルギー消費は、業務部門、家計部門の伸びを中心に1.08倍となっており、エネルギー効率（最終エネルギー消費/実質GDP）は12%改善しているものの、これでは追いつかない。

そこで、家計や企業の省エネ・節電行動を促すメカニズムとして最近注目されているのが、「ネガワット取引」である。「ネガワット取引」とは、アメリカ・ロッキー・マウンテン研究所理事長のエモリー・ロビンズ氏が提唱した考え方で、企業や家計が電力使用量の多いピーク時間帯に省エネや節電を行った場合、電力会社が手数料を支払うことによって、さらなる節電インセンティブを与える仕組みで、入札方式によって行う。ちなみに、アメリカでは「ネガワット取引」で最大電力需要を1割削減できる

との試算がある。

具体的には、すでに関西電力が導入を表明している仕組みは、97%超の電力使用率（供給力に対する最大需要の割合）が見込まれる場合、節電が必要な量と時間帯を電力会社が提示、希望手数料の単価が安い順に落札者を決定するというものである。企業にとっては、節電によるコスト削減に加えて手数料収入が見込め、他方で電力会社にとっては停電のリスクを最小化したり、他社からのコストの高い電力融通を回避できるメリットがある。ただし、現時点では、対象は大企業の工場やオフィスなど大口需要家に限定されており、その効果も限定的と予想される。したがって、電力需要のピークカットやピークシフトを促す「ネガワット取引」の導入を加速するためには、①すべての電力会社に「ネガワット取引」を義務付ける、②小口需要家や家庭にも対象を拡大する、③エネルギー・マネジメントを手がけるBEMSアグリゲーターやHEMSアグリゲーターなどを活用する形で、エリア外でも「ネガワット取引」を行う、④スマートメーターの設置を促進する、などの施策が必要である。ただし、「ネガワット取引」は電力需要のピークカットやピークシフトには有効な政策といえるが、エネルギー・電力消費そのものを抑える効果はどこまで見込めるのか未知数だ。省エネ型産業構造への転換や省エネビル、省エネ住宅の普及、電気製品を大量に使う家計のライフスタイルの見直しも含めて、新しい省エネ社会の構築を見据えた制度設計が切に望まれる。

5. 電力システム改革を急げ

すでにみたように、脱原発あるいは脱原発依存を目指すには、電力料金引き上げという形で、大きな国民負担と経済成長率の低下を甘受しなければならない。しかし、現実問題として、国民負担の増大は大きな痛みを伴うものであり、国民にとって容易には受け入れ難い。となると、現在の状況が長期化した場合、いずれは電力会社の経営破綻問題として顕在化するリスクが高まる。そうなれば、東京電力以外の電力会社へも公的資金投入が必要になってくる恐れがある。電力料金の引き上げができなければ、将来的に税という形での国民負担の増大は避けられないと認識すべきである。

そうした最悪のシナリオを回避するためには、むしろ各電力会社の原発部門を国営化することを真剣に検討すべきではないか。後述する発送配電分離で民間企業の競争を促すのなら、原発部門は民間企業にとって大きな負担となる。原発部門は、その資産を政府が買い取る形で国営化し、政府が責任を持って処理すべきである。確かに、これも公的資金投入になるが、経営破綻が現実化してから受身で行うのではなく、民間企業として電力会社を再生させるために原発部門を切り離すのである。1950年代より採用されてきた「国策民営」が官民のもたれ合い構造を生むという矛盾は、原発事故の発生によって、もはや極限に達していると言わざるを得ない。もちろん、国民負担を最小化するためには、原発部門の国営化だけでは不十分である。原発部門を切り離したうえで、電力システム改革を加速することが、最悪の事態を回避するために必要不可欠である。

(1) 小売全面自由化と総括原価方式の廃止

第1は、コンビニ、事業所、家庭向けを含めた小口電力小売の全面自由化を、よりスピードアップして実行することである。5月18日、経産省総合資源エネルギー調査会総合部会の電力システム改革専門

委員会は、激論の末、電力小売を全面自由化する答申を提出した。この決断は高く評価される。しかし、その実施時期は2014年度以降とされているが、できる限り時期を早めるべきだ。電力自由化は、2000年以降段階的に進められてきたが、大口部門に限定され、新規参入が余り進まず、特定規模電気事業者（PPS、新電力）のシェアは2%程度に止まっている。しかも、2008年には家庭用の小売全面自由化は、電力安定供給の観点から見送られた経緯がある。しかし、今や状況は変わった。原発依存度を低減させ、再生可能エネルギーの導入を加速し、分散型の新たなエネルギーシステムを構築するためには、需要家が電力会社や電源構成を自由に選択できる電力小売の全面的な自由化が不可欠であり、これを遅らせることがあってはならない。

第2に、「総括原価方式」による電力料金設定を廃止し、価格設定を自由化・多様化すべきである。「総括原価方式」とは、燃料費や人件費、設備償却費などの売上原価に適正利潤（利子・配当などの資本調達コスト）を上乗せする料金設定方式である。わが国の電力料金は、電力安定供給の必要性から電力ピーク時に対応できる設備投資を行うことが求められ、結果として、電力料金が高止まりする大きな要因となっている。しかし、最近では電力不足に対応するために時間帯別料金が導入されることとなり、ピークカットやピークシフトのインセンティブが高まることが期待できる。また、先述した「ネガワット取引」の導入加速や新電力による多様なサービスを実現するためにも、電力料金の自由化は必要不可欠である。最終的には、現在、北九州スマートコミュニティ実証実験のなかで進められている「ダイナミック・プライシング」の本格的な導入が望まれる。これは、毎日の発電量と電力使用量を予測し、需給バランスに応じて電力料金を日々変動させることによって節電行動を促すもので、供給サイドから需要調整を行うデマンド・レスポンス（DR）と呼ばれる手法の一つである。

(2) 発送配電分離

第3は、発送配電分離を可及的速やかに実行することである。以上述べてきたように、再生可能エネルギーの導入を促進するための条件としての小売全面自由化や料金設定の自由化の効果を最大限引き出すためには、発電部門と送配電部門を分離し、それぞれの分野に新規参入が活発化し、企業や家計が自由に電力会社や電力料金を選択できる仕組みを創設することが必要不可欠である。それによって、価格とサービスの双方で健全な競争が起こり、将来の料金引き上げ圧力の抑制や省エネ診断サービスなど新規サービス市場の創造が期待できる。しかし、これまでの電力自由化では、発送配電を一体的に行う垂直統合型のビジネス・モデルで地域独占の利益を享受してきた既存電力会社に対抗できる新規参入者は残念ながら現れなかった。本エネルギー特集掲載論文「タテとヨコの自由化で時代の先取りを」[井熊・瀧口・松井]で詳しく指摘している通り、発送配電分離という「タテの自由化」に加えて、既存電力会社間の競争を促す「ヨコの自由化」が伴うことが、本当の意味での自由化につながる。「電力改革」[橘川]によれば、戦前は民営電気事業者が群雄割拠し、電力戦と呼ばれた激しい市場競争が繰り返られていたとのことである。日本の電力会社は、競争意識を再び取り戻し、新しい電力システムの重要な担い手になっていくべきである。

さて、発送配電分離には、①機能分離、②法的分離、③所有分離の3種類があり、現在、経産省の電力システム改革専門委員会で具体的かつ詳細な議論がなされており、「機能分離」または「法的分離」

のいずれかの方向性が検討されている。「機能分離」とは、アメリカ北東部の独立系統運用機関（ISO）をモデルとしたもので、送配電網は電力会社に残したままで、運用についてのみ独立性・中立性の高い第三者機関に委ねるものだ。これに対して、「法的分離」は送配電部門を電力会社内で分社化し、持ち株会社の下に発電会社と送電会社、配電会社をぶら下げるやり方である。「所有分離」は、送配電部門を完全に別会社化するものであり、「法的分離」とともに欧州では一般的となっている。経産省は「法的分離」に傾いていると言われているが、いずれの手法が良いかは一長一短があり一概に言えない。しかし、少なくとも言えることは、①9電力会社の送配電部門を一体的に広域運用することで、電力会社間の電力融通を円滑にできるようにする、②送配電部門の独立性・中立性を高め、既存電力会社と新電力に差別なく送電網を使わせることが肝要である。この意味では、現在、新電力などが電力会社に支払っている高い託送料を引き下げること、新電力の発電事業への参入障壁となっている「30分間同時同量規制」（30分間の安定供給を義務付け、出来なかった場合には、「インバランス料金」と呼ばれるペナルティを課す制度）の緩和が必要である。重要なことは、電力会社の地域独占を排し、既存電力会社間でも健全な競争ができる環境を作ることである。「規制なき独占」が起きることのないよう綿密な制度設計をしなければならない。

6. グリーン成長戦略の実行を早期に具体化せよ

以上述べてきたように、脱原発や原発依存度の低下、再生可能エネルギーの導入には、どのような形を取るにせよ、大きな国民負担を伴わざるを得ない。電力料金の引き上げが困難であれば、いずれ公的資金の投入が不可避になる。こうした国民負担を極力軽減するには、企業・家計の省エネ・節電、再生可能エネルギーへの転換を可能とする様々な規制改革を必然的に伴う電力システム改革を加速することが必要である。ただし、こうした改革は成果が出るまでに相応の時間がかかることも事実である。欧米諸国の例をみても、発送配電分離をしたからといって電力料金が大幅に下がったわけではないことに留意する必要がある。また、改革が無用の混乱を招く場合には、電力の安定供給に支障が生じるリスクもある。早急に近未来の電力システムの青写真を描き、これを遅滞なく実行していく覚悟が問われている。

このようにみると、電力システム改革と同時並行的に行うべきは、グリーン成長戦略の確実な実行である。7月末に取りまとめられた「日本再生戦略」の目玉分野として挙げられているのが、グリーン成長戦略だ。これは、2020年までの目標として50兆円のエネルギー・環境関連市場と140万人の新規雇用創出を目論む野心的な取り組みである。その概要は、①グリーン部素材メーカーと設備メーカーの連携による共同技術開発の促進、②次世代自動車（HV、EV、PHV、燃料電池車）の普及拡大、充電器の設置加速、③蓄電池市場における世界市場の獲得、④洋上風力発電の技術開発・実用化、⑤日本型スマートハウス・ビルの普及拡大、⑥スマートメーターなどエネルギー制御システム、大型蓄電池技術を駆使した次世代環境都市、スマートコミュニティの構築およびその海外展開、などである。

これらの分野では、いずれも日本企業の技術力が世界トップクラスにあるだけでなく、震災復興、エネルギー政策の抜本改革というわが国にとって重要かつ喫緊の政策課題を遂行するうえでも、極めて重要な分野である。まさに、エネルギー、電力問題の解決をテコに持続的な経済成長を図っていくことが求められる。ただし、政府の戦略は未だ青写真の域を出ていない。より具体的な目標や政策を盛り込ん

だ「グリーン政策大綱」が年末までに取りまとめられる予定となっているが、政府は、予算、税制、規制改革など、すべての政策資源を総動員して、実効性の高いグリーン成長戦略を策定・実行すべきである。日本総研は、「スマート・レジデンシャル・スクエア」という新しい概念を提唱した（本エネルギー特集「住宅ネットワークモデルによる次世代電力システムの普及とスマートシティ市場における戦略的パッケージ商品の開発」[井熊・瀧口・松井]）。これは、複数のスマート・ハウス（太陽光パネルやHEMS、EV、省エネ家電、蓄電池、燃料電池などを組み込んだ省エネ住宅）を街区単位で組み込み、効率的な分散型エネルギーシステムを実践するものであり、こうした取り組みをテコに未だ実証実験段階に止まっているスマートシティを、まずは街づくりの単位で推進していくことが望まれる。

(2012. 7. 31)

参考文献

- ・経済産業省総合資源エネルギー調査会基本問題委員会 [2012.5]. 「エネルギー・ミックスの選択肢の原案について<中間報告案>」
- ・エネルギー・環境会議 [2012.6]. 「エネルギー・環境に関する選択肢」
- ・国家戦略室 [2012.7]. 「エネルギー・環境に関する選択肢 [概要]」
- ・経済産業省資源エネルギー庁 [2012.3]. 「欧州の固定価格買取制度について」
- ・藤山光雄 [2012]. 「LNG火力の燃料調達コスト抑制に向けた課題」『Business & Economic Review』日本総合研究所、2012年9月号
- ・藤波匠 [2012]. 「電力料金上昇の影響分析と対策」『Business & Economic Review』日本総合研究所、2012年9月号
- ・経済産業省総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革専門委員会 [2012.7]. 「電力システム改革の基本方針について―国民に開かれた電力システムを目指して―」
- ・井熊、瀧口、松井 [2012]. 「タテトヨコの自由化で時代の先取りを」『Business & Economic Review』日本総合研究所、2012年9月号
- ・橘川武郎 [2012]. 「電力改革―エネルギー政策の歴史的な大転換」
- ・国家戦略室 [2012.7]. 「日本再生戦略～フロンティアを拓き「共創の国」へ～」
- ・井熊、松井、瀧口 [2012]. 「住宅ネットワークモデルによる次世代電力システムの普及とスマートシティ市場における戦略的パッケージ商品の開発」『Business & Economic Review』日本総合研究所、2012年9月号