

# 高度化法及び省エネ法の視点から見たエネルギーミックス (最適な電源構成) の考察

## Consideration of the Power Generation Mix from Perspective of Regulations

熊澤 翔\*

Sho Kumazawa

In order to achieve the power generation mix in FY 2030, the government is promoting voluntary efforts for global warming by electric utilities combined with regulations. This paper, based on the latest data, clarified the status of progress and future outlook of non-fossil fuel based power ratio and benchmark target. In addition, it considered challenges focusing on the probability of achieving the power generation mix in FY 2030. The result of estimates showed that non-fossil fuel based power ratio in FY 2026 would approach 44%. For benchmark target in FY 2016, Index-A was not achieved, while Index-B was achieved. Needless to say, achieving the power generation mix in FY 2030 is important. But more than that, the power generation mix need to be considered and discussed from long-term perspective, from the view point of 2050, since energy situation in the world is rapidly changing and uncertain, such as declining oil price, progress of renewable energy and innovation etc.

**Keywords** : Power generation mix, Non-fossil fuel based power ratio, Benchmark

### 1. はじめに

長期エネルギー需給見通しで示す 2030 年度の電力の最適な電源構成（以下、「エネルギーミックス」という）の達成へ向けて、政府は「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」（以下、「高度化法」という）及び「エネルギーの使用の合理化等に関する法律」（以下、「省エネ法」という）によって、電気事業者による地球温暖化対策の自主的な取組みの実効性確保を補完する措置をとっている。本稿では、直近の公表データに基づいて、高度化法で求める非化石電源比率及び省エネ法で求めるベンチマーク指標の進捗状況、将来見通しを明らかにし、エネルギーミックスの達成へ向けた課題等の考察を試みた。

### 2. 電気事業者の自主的取組みと政府による規制

2014 年 4 月、政府は中長期的なエネルギー政策の方針を示した「エネルギー基本計画」を閣議決定し、2015 年 7 月には同計画に基づき、図 1 のとおり 2030 年度のエネルギーミックスを決定した。エネルギーミックスが示されたことを踏まえ、電事連関係 12 社及び新電力有志 23 社は「電気事業における低炭素社会実行計画」（以下、「実行計画」という）を策定し、「2030 年度に排出係数 0.37kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程

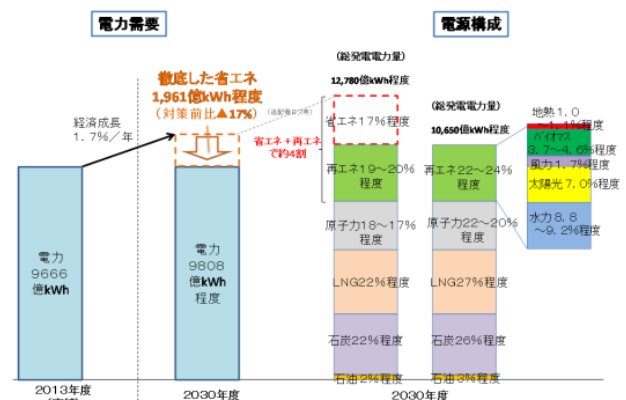


図 1 エネルギーミックス (2030 年度)<sup>1)</sup>

度（使用端）を目指す」との目標を掲げた。しかし、ここで掲げられた排出係数目標 (0.37kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度) は、長期エネルギー需給見通しで示される 2030 年度の電力由来 CO<sub>2</sub> 排出量 (3.6 億 t-CO<sub>2</sub>) と電力需要想定値 (9,808 億 kWh) から算出<sup>2)</sup>された電気事業全体で目指すべき目標であり、電気事業者による目標達成の実効性が課題として指摘された<sup>3)</sup>。この課題に対処するため、2016 年 2 月、電事連関係 12 社及び新電力有志 24 社は、「電気事業低炭素社会協議会」<sup>1)</sup> (以下、「協議会」という) を設立した。排出係数目標 (0.37kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度) を協議会全体の目標として位置づけ、協議会内での PDCA サイクルを通じて会員事業者がそれぞれの事業形態に応じた取組みを進めている。

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 地球環境ユニット 地球温暖化政策グループ 研究員  
〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1 (イヌイビル・カチドキ)

<sup>1)</sup> 2017 年 10 月現在で 42 社、本協議会の販売電力量に占めるカバ一率は 98.1% (2016 年度実績)<sup>4)</sup>

一方、政府においてもエネルギーミックス達成の蓋然性を高めるため、高度化法及び省エネ法による規制措置を見直した。高度化法では、表1のとおり小売段階の規制措置として小売電気事業者等に対し、2030年度において非化石電源比率をエネルギーミックスと整合的な44%以上と設定し、小売電気事業者等に非化石電源の調達を求めている。省エネ法では、発電段階の規制措置として発電専用設備の新設基準を見直し、燃料種別の発電効率基準（石炭：42%、LNG：50.5%、石油：39%）を新たに設けた。さらに、発電事業者が中長期的に達成すべき省エネ水準を定めたベンチマーク指標も見直し、燃料種別に発電効率の目標値（石炭：41%、LNG：48%、石油：39%）を設けて、燃料種別の目標値に対する実績値の達成率を指標とした火力発電効率A指標（以下、「A指標」という）（図2）と、火力発電の総合的な発電効率そのものについて向上を促す同B指標（以下、「B指標」という）（図3）を設定し、発電事業者に火力発電の高効率化を求めている。

表1 高度化法の規制措置

	改正後	改正前
規制対象	小売電気事業者、 一般送配電事業者 登録特定送配電事業者	一般電気事業者、 新電力
非化石電源比率	44%以上	一般電気事業者：50%以上 新電力：2%以上
目標年	2030年度	2020年度

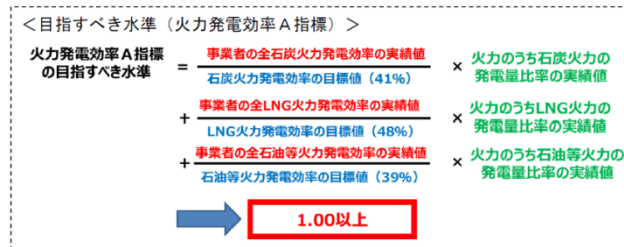


図2 火力発電効率A指標<sup>5)</sup>

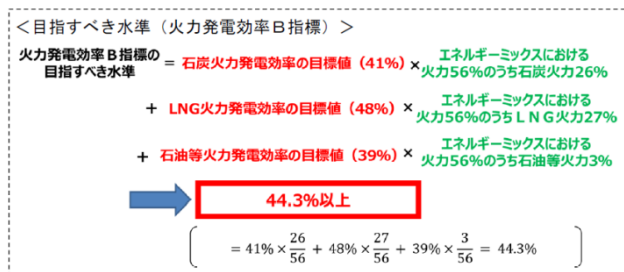


図3 火力発電効率B指標<sup>5)</sup>

### 3. エネルギーミックスの検証・考察

#### 3.1 方法論

エネルギーミックスの検証・考察のアプローチとして、高度化法の視点では、平成29年度供給計画の取りまとめ

（以下、「供給計画」という）を基に、将来（2026年度）の非化石電源比率を試算した。省エネ法の視点では、平成29年度電力調査統計（発電実績及び火力発電燃料消費実績）を基に、直近実績（2016年度）の日本全体のベンチマーク指標を試算した。

#### 3.2 高度化法の視点（非化石電源比率44%）

日本の発電電力量構成を図4のとおり示す。2016年度（実績）及び2026年度（想定）の非化石電源比率はそれぞれ、2016年度が16.3%、2026年度が21.5%となった。再エネ固定価格買取制度（以下、「FIT」という）によって、太陽光発電を中心とした再エネ発電量が大きく伸び、再エネ比率（再エネ等、一般水力）が2016年度の14.4%から2026年度には20.8%と約1.5倍増加し、エネルギーミックスで目指す再エネ比率22~24%に大きく近づく。一方、原子力比率については、2016年度に川内1、2号、高浜3、4号、そして伊方3号の再稼働があったが1.9%に留まった。なお、2026年度の原子力比率は2016年度を下回る0.7%となっているが、これは事業者が原子力の発電電力量を「未定」として提出したものについて、供給計画上ゼロと計上しているためである。

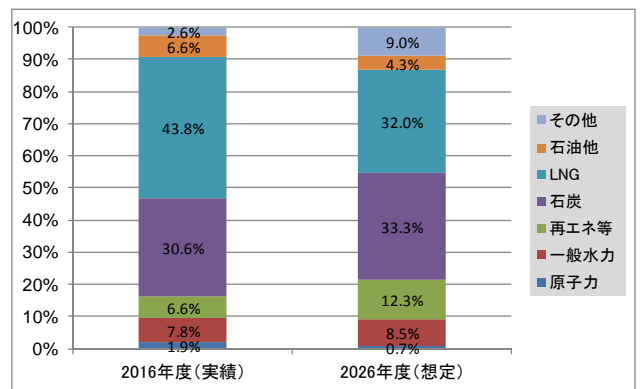


図4 日本の発電電力量構成<sup>6)</sup>

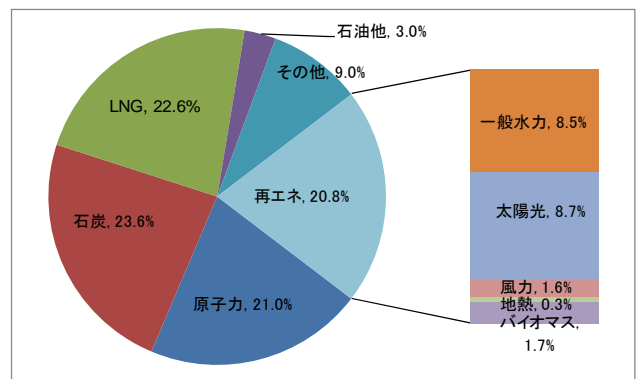


図5 2026年度のエネルギーミックス（原子力21%固定）<sup>6)</sup>

供給計画の2026年度発電電力量に占める原子力比率を、0.7%からエネルギーミックスで求める21%（22~20%の中央

値)に固定した場合のエネルギーミックスを図5のとおり示す。発電電力量の総量は変えずに、原子力増加分は火力発電分を減少させることによって相殺した。この結果、2026年度における非化石電源比率は41.8%となり、高度化法で求める44%にほぼ到達する水準となることがわかった。なお、図5における原子力比率21%を達成するためには、1,966億kWhの発電電力量が必要となる。これがどの程度の再稼働を必要とする規模か以下で試算した。試算にあたり、まず原子力発電所の新規制基準適合性審査の状況を表2のとおり示す。2017年10月27日現在、稼働中は5基、審査合格が7基、審査中が14基、未申請が19基、廃炉決定済が15基となっている。

表2 新規制適合性審査の状況

稼働中 (5基)	川内1, 2号, 高浜3, 4号, 伊方3号
審査合格 (7基)	高浜1, 2号, 美浜3号, 大飯3, 4号, 玄海3, 4号
審査中 (14基)	泊1, 2, 3号, 東通1号, 女川2号, 柏崎刈羽6, 7号, 浜岡3, 4号, 志賀2号, 島根2号, 東海第二, 敦賀2号, 大間
未申請 (19基)	大飯1, 2号, 伊方2号, 玄海2号, 女川1, 3号, 福島第二1, 2, 3, 4号, 柏崎刈羽1, 2, 3, 4, 5号, 浜岡5号, 志賀1号, 島根3号, 東電東通1号
廃炉決定済 (15基)	東海, 浜岡1, 2号, 福島第一1, 2, 3, 4, 5, 6号, 美浜1, 2号, 玄海1号, 島根1号, 敦賀1号, 伊方1号

仮に、2017年10月27日現在で稼働中、審査合格及び審査中(以下、「申請済み」という)を合わせた26基(26,221MW)全てが設備利用率70%で稼働した場合、1,608億kWhとなり、原子力比率21%の達成に必要となる1,966億kWhには届かない。一方、未申請分も含めた全て(以下、「未申請含む全て」という)の45基(45,623MW)が設備利用率70%で稼働した場合、2,798億kWh(原子力比率30%)となり、原子力比率21%を十分達成する水準になることがわかった(図6参照)。

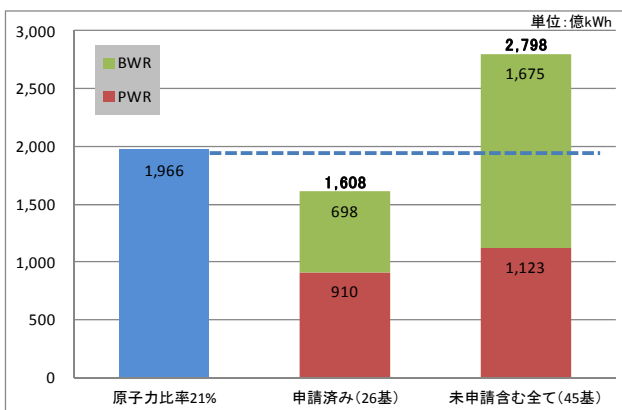


図6 原子力比率21%の規模 (2026年度)

また、2030年時点の稼働年数で見た場合、申請済み(26基)では、40年以上が12基と50%に満たないが、未申請含む全て(45基)では24基と50%を超える。従って、エネルギーミックスで求められる原子力比率22~20%を達成するためには、稼働年数40年以上の原子力、つまり未申請含む全て(45基)が60年までの運転期間延長の認可を受けた上で稼働することが必要になる。現時点で、原子力規制委員会から60年までの運転期間延長の認可を受けているのは高浜1, 2号, 美浜3号の3基のみであるが、この他にも、事業者が費用対効果等様々な要素を総合的に勘案し、運転期間延長の認可申請の有無を今後判断していくことになるだろう。エネルギーミックスの達成だけでなく、長期的な原子力の事業環境整備の視点からも、今後策定される新たなエネルギー基本計画においては運転期間の延長、そして原子力の新設、リプレースの明確な位置付けを行う必要がある。

### 3.3 省エネ法の視点(ベンチマーク指標)

2016年度の日本全体のベンチマーク指標を試算した結果を表3のとおり示す。A指標の実績は目標値1.00以上に対し、0.981と未達成であったが、B指標は目標値44.3%以上に対し、44.7%と達成した。燃料種別の目標値と実績値を比較した結果を示した図7では、石炭及び石油等火力は目標値に達しなかった一方で、LNG火力は48.96%と目標値を超過達成した。この結果から、事業者の取組みにフォーカスすると、A指標の達成には特に石炭火力の高効率化が不可欠となる一方で、B指標については、目標値の絶対値が高いLNG火力によって全体の発電効率を大きく引き上げることが可能であり、事実上、事業者の電源構成に大きく依存してしまう指標となっている。

表3 ベンチマーク指標の達成状況(2016年度)<sup>7)</sup>

	2016年度	目標値
火力発電効率A指標	0.981	1.00以上
火力発電効率B指標	44.7%	44.3%以上

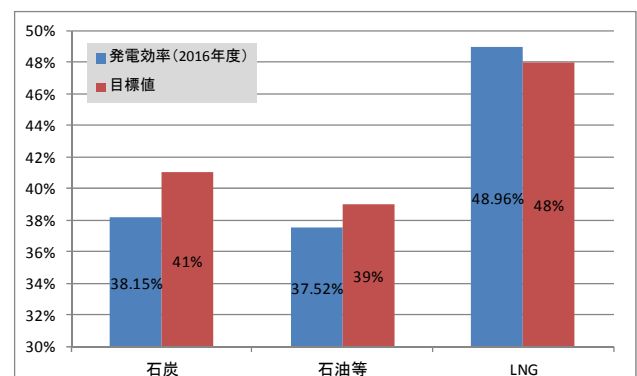


図7 燃料種別の発電効率実績(2016年度)<sup>7)</sup>

火力発電の新陳代謝の現状を把握するため、稼働年数毎の発電設備容量を図8のとおり示す。石炭火力は二度の石油危機を受けて、1990年代後半から2000年代初頭にかけて海外炭火力発電所の新設、リプレイス（17,171MW）が集中し、老朽火力と置き換わったことで、稼働年数40年以上の設備容量は3,839MW（9%）と相対的に小さくなっている。LNG火力は、稼働年数10年未満が18,820MW（26%）と最も大きな割合を占めており、直近10年で最新鋭のLNG火力が多く投入されたことによって、LNG火力単体において、A指標の達成に大きく貢献したものと考えられる（図7参照）。また、LNG火力の40年以上の設備容量は15,345MW（21%）と石炭火力と比較すると大きいため、A指標、B指標を共に引き上げるポテンシャルは十分にあるといえるだろう。

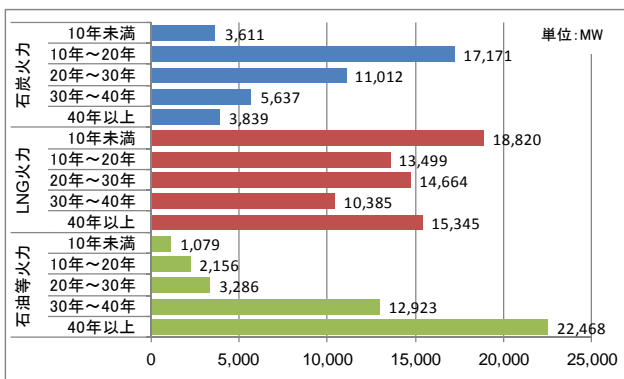


図8 稼働年数別の発電設備容量<sup>8)</sup>

ベンチマーク指標における発電効率の算定では、高炉ガスや固形物廃棄燃料などの副生物、コージェネレーション、バイオマス混焼の3つは、図9に示す算定方法によって大きな優遇を受けている。具体的に、副生物を用いた発電やバイオマス混焼については、投入する副生物及びバイオマス燃料のエネルギー量を投入エネルギー量から控除でき、コージェネレーションについては、発電専用設備から得られた熱エネルギーのうち熱として活用されるものが評価される。

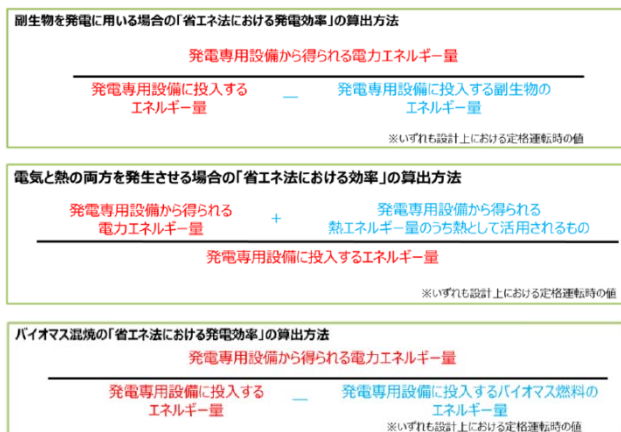


図9 バイオマス混焼等の算定方法<sup>5)</sup>

2017年10月に開催された平成29年度火力発電に係る判断基準ワーキンググループでは、ベンチマーク指標の達成状況が明らかになった。対象事業者54社のうち、19社がA指標、B指標を共に達成、21社が共に未達成、A指標のみ達成が6社、B指標のみ達成が9社、という結果となった。事業者の発電設備容量別に見たベンチマーク指標の達成状況を図10のとおり示す。A指標、B指標ともに150万kW以下の中小規模事業者の達成率は50%を超えた一方、150万kWを超える大規模事業者では達成率が大きく低下した。なお、50万kW以下の小規模事業者のうち、A指標、B指標を共に達成した6社が、バイオマス、副生ガス等の混焼によって発電効率が著しく上昇（A指標：2.00以上、B指標：100%以上）して達成しており、小規模事業者ほどバイオマス、副生ガス等の混焼発電を行った効果が大きく効いていることが考えられる。

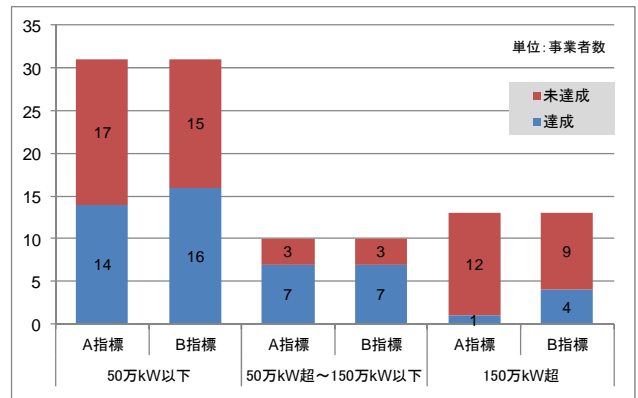


図10 発電設備容量別のベンチマーク指標の達成状況<sup>9)</sup>

ベンチマーク指標は、2030年度のエネルギーミックス達成へ向けて、電気事業者による地球温暖化対策の自主的な取組みの実効性確保のための補完措置として、高度化法と両輪になって機能しなければならない。バイオマス混焼等の優遇施策によって本指標の蓋然性、つまり本指標による火力発電の新陳代謝のインセンティブ付けが大きく損なわれるような事態は避けなければならない。対策として発電効率等に上限値を設定する等の議論が行われており、今後の議論の行方に注目していく必要がある。

### 3.4 急増するバイオマス発電

長期エネルギー需給見通し策定の基本方針にもあり、再エネの導入拡大と国民負担の抑制の両立は非常に重要である。エネルギーミックスだけでなく国民負担抑制の観点からも、急増するバイオマス発電の現状について捉えておく必要がある。FITの設備認定を受けたバイオマス発電設備の推移（累積）を図11のとおり示す。認定設備は2016年度末までに12,420MWに達し、エネルギーミックスで想定する6,020～7,280MWの2倍の水準に達した。また、

認定設備の内訳を見ると、一般木質・農作物残さ（輸入材、パーム椰子殻等）が11,470MWと全体の90%以上を占め、エネルギーミックスで想定する2,740~4,000MWを3~4倍上回っている。

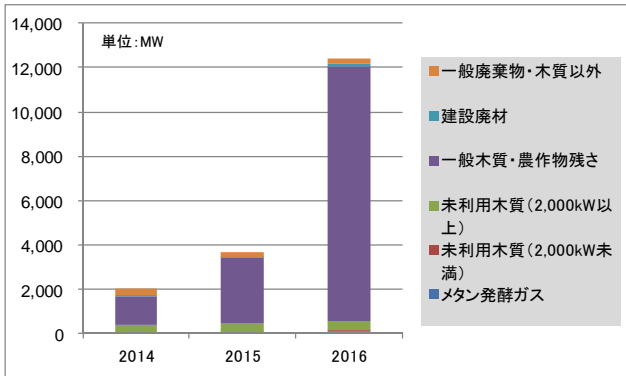


図11 バイオマス発電認定設備の推移 (累積) <sup>10)</sup>

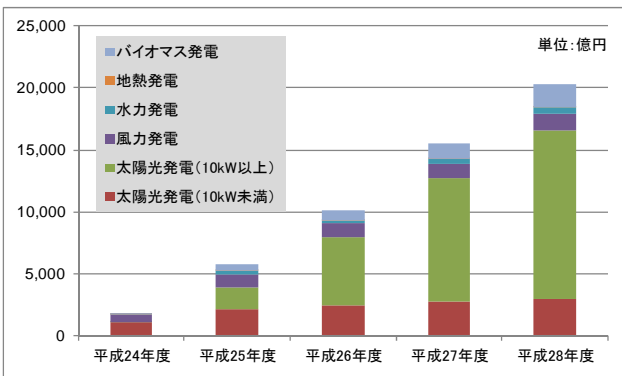


図12 FIT買取費用の状況 (単年) <sup>10)</sup>

次に、FIT買取費用の推移を図12のとおり示す。FIT制度開始年の2012年度時点で1,782億円だったものが、2016年度には2兆円を超え、累積では5兆円を超える水準に達した。この内バイオマス発電が占める買取費用は4,412億円と全体に占める割合はまだ小さいが、図11のとおり、一般木質・農作物残さは、2016年度の1年間だけで約8,500MWもの設備が認定されており、この分だけでもFIT買取費用は年間1兆円<sup>2)</sup>を超える水準となる。

バイオマス発電は他のFIT電源と比較すると、発電に燃料を必要とする限界費用の高い電源であり、設備認定全体の90%以上を占める一般木質・農作物残さは、主に海外からの輸入に頼る。また、バイオマス発電は費用の大半を燃料費が占めるため、バイオマス発電普及のために需要家が電力使用量に応じて負担している再エネ賦課金は、輸入バイオ燃料のためにその大半が費やされ、国富が海外に流出していると捉えることも可能である。本件については早急に対策を取ることが求められる<sup>3)</sup>。

<sup>2)</sup> 設備認定量：8,500MW、設備利用率：70%、FIT価格：24円で計算  
<sup>3)</sup> 調達価格等算定委員会で議論、検討中。

## 4. 結論

### 4.1 高度化法及び省エネ法の規制措置の実効性

3. でのエネルギーミックスの検証・考察を踏まえ、高度化法及び省エネ法の規制措置によってエネルギーミックス達成の蓋然性を高めていくために対処すべき課題等を整理した。

#### (1) 高度化法 (非化石電源比率 44%)

図5のとおり、2026年度において原子力が21%稼働すれば、日本の非化石電源比率は41.8%と、高度化法で求める44%にほぼ到達する水準となることがわかった。稼働年数40年以上を含む原子力の再稼働が順調に進めば、非化石電源比率44%の達成は蓋然性の高いものとなる。

ただ、高度化法は事業者単位で非化石電源比率44%の達成を求めている点に留意が必要である。非化石電源へのアクセスという点で、みなし小売電気事業者（旧一般電気事業者）と新電力の間には大きなギャップがある。このギャップへの対処策として、政府の審議会では、原子力、一般水力、石炭火力といったベースロード電源の市場供出や非化石価値取引市場の創設について議論が進行中である。特に非化石価値取引市場は、実電気の価値と非化石価値を切り離し、非化石価値を証書化することで取引可能にし、小売電気事業者等は非化石電源比率目標の達成へ向け同証書を活用することが可能になる。FIT電源については、2017年度に発電したFIT電気から取引対象とし、非FIT電源についても2019年度を目途に取引対象とすることが検討されている。

そして、非化石価値取引市場が2030年へ向けて機能するためには、十分な非化石価値証書の量が必要である。仮に原子力からの発電電力量全てが市場に供出されるとし、図6のデータに基づき、原子力が21%稼働した場合、非化石価値証書も21%（1,966億kWh）分発行されることになる。量という観点から非化石電源の中でも原子力が占める重要性は明らかである。

#### (2) 省エネ法 (ベンチマーク指標)

表3のとおり、日本全体では2016年度時点でA指標は0.981と未達成だったが、B指標は目標値44.7%と達成していることがわかった。しかし、ベンチマーク指標は各事業者に達成を求めていること、また同指標は各業界で全体の約1~2割の事業者が満たす水準を示した指標であることに留意が必要であり、政府は事業者の取組みの進捗状況等を細かくチェックしていくことが求められる。

そして、発電効率は発電所の設備利用率の向上、最新鋭の高効率電源の投入、老朽火力の休廃止等が無い限り改善は難しい。設備利用率の向上の観点では、太陽光や風力と

いった変動性電源のグリッドへの大量流入によって、火力発電の設備利用率は中長期的に低下していくことが予想される。また、最新鋭の高効率電源の投入等についても、電力自由化に伴う競争激化や需給構造の変化等によって、運転開始までに辿りつくことは容易ではない。

では、どうすれば達成のインセンティブが働くのか。対策の1つとして事業者クラス分け評価制度（SABC制度）の拡充が挙げられる。しかし現実には、ベンチマーク達成事業者は優良事業者として経済産業省のHP上等で表示されるだけである。当然、省エネ投資に関する事業者の経営判断は経済性が大前提となり、優良事業者に評価されるだけではインセンティブとはならない。また、政府は省エネ投資促進に向けた支援補助金等の措置を講じているが、電力供給業におけるベンチマーク指標に限れば、こうした補助金の活用も困難である。

こうした課題を抱えながらも、ベンチマーク指標の達成を2030年へ向けて担保していくためには、事業者の取り組み努力が正当に評価される仕組みでなくてはならない。特にイコールフットリングの観点からバイオマス混焼等の優遇措置の見直しは必要である。さらに、先にも述べた発電所の設備利用率の向上や最新鋭の高効率電源の投入、そして老朽火力の休廃止等の本来あるべき対策によって取り組みが評価される必要があると同時に、事業者によって電源構成や規模が大きく異なり、達成へ向けての取り組み負荷も大きく異なることを考慮した形で制度が見直されていくことが求められる<sup>4</sup>。

## 4.2 エネルギーミックスはどうあるべきか

2014年4月のエネルギー基本計画策定から3年以上が経過し、現在はエネルギー政策基本法で定める新たなエネルギー基本計画検討の時期に入っており、基本政策分科会で議論が進められるとともに、長期的なエネルギー政策の方向性を検討するため、エネルギー情勢懇談会が新たに設置された。この間、2020年以降の地球温暖化対策の国際的な枠組みであるパリ協定が採択、批准され、国内では地球温暖化対策計画を閣議決定し、国の排出削減目標の実現へ向けた道筋を明らかにし、長期目標として2050年80%削減を目指すことを明記した。

こうした状況を踏まえ、エネルギーミックスはどうあるべきなのか。日本のエネルギー政策の基本である「3E+S」<sup>5</sup>の観点から、2030年という一断面ではなく2050年という長期的な視点でエネルギーミックスを議論すべきであると

考える。2050年を見据えたエネルギー政策の方向性を定めることは、エネルギー情勢懇談会でも検討の柱となっており、また、フランスや英国ではガソリン車やディーゼル車の販売を禁じる方針を示しEVへ舵を切る等、インフラとしての電力の重要性は長期的に高まっていくことは確実性が高い。こうした動きによって、特に環境適合性の観点から、供給電力の低炭素化は社会的要請として大きくなり、これに伴って原子力発電の果たす役割も大きくなっていくだろう。

長期地球温暖化対策プラットフォーム報告書によると、2050年80%削減は、現状及び近い将来に導入が見通せる技術、つまり再エネ・原子力・CCS付火力による電力の100%非化石化等、をすべて導入したとしても達成できない水準であるとし、既存の対策で立ち向かうには限界があると指摘<sup>12)</sup>している。つまり、再エネと原子力双方の最大限活用による供給電力の低炭素化は目標ではなく前提であり、更なるイノベーションの必要性が指摘されている。このため、2030年のエネルギーミックスのみに捉われず、2050年を見据えた原子力政策の見直しも含め、原子力発電の新設、リプレースの議論等を活発に行える環境作りが重要になる。

## 参考文献

- 1) 経済産業省；長期エネルギー需給見通し，(2015)，7
- 2) 経済産業省；長期エネルギー需給見通し関連資料，(2015)，69，72
- 3) 経済産業省；産業構造審議会 資源・エネルギーワーキンググループ（平成27年度）議事録，(2015)，49
- 4) 経済産業省；火力発電に係る判断基準ワーキンググループ（平成29年度第1回）資料4，(2017)，4
- 5) 経済産業省；火力発電に係る判断基準ワーキンググループ最終取りまとめ，(2016)，22-23
- 6) 電力広域的運営推進機関；平成29年度供給計画の取りまとめ，(2017)，16
- 7) 経済産業省；電力調査統計，(2017)
- 8) 日本電気協会；平成28年版電気事業便覧，(2016)，204-216
- 9) 経済産業省；火力発電に係る判断基準ワーキンググループ（平成29年度第1回）資料5，(2017)，1-3
- 10) 経済産業省；固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト，(アクセス日2017.10.08)
- 11) 経済産業省；火力発電に係る判断基準ワーキンググループ（平成27年度第4回）議事録，(2016)，19
- 12) 経済産業省；長期地球温暖化対策プラットフォーム報告書概要，(2017)，1

<sup>4</sup> この点について長野は、「B指標（44.3%）は、国全体で達成できれば良い目標値であって、これを個社に課すことに若干の論理的矛盾がある」と指摘している<sup>11)</sup>。

<sup>5</sup> エネルギー安定供給（Energy Security）、経済性（Economic Efficiency）、環境適合性（Environment）、安全性（Safety）