

# 電気事業分野における地球温暖化対策の進捗状況の 評価の結果について（案）

平成 30 年 3 月 日  
環 境 省

## 目次

1. 背景及び評価の目的	2
(1) これまでの経緯	2
(2) 電力の低炭素化を巡る世界の潮流	4
(3) 電気事業を取り巻く事業環境の変化	6
(4) 評価の視点	6
2. 進捗状況の評価等	7
(1) 我が国における火力発電所の新增設計画	7
(2) CO <sub>2</sub> 排出量及び CO <sub>2</sub> 排出係数の状況	8
(3) 電力業界の自主的枠組の評価	12
(4) 政策的対応の評価	14
(5) パリ協定の下での長期大幅削減に向けて	17
(6) その他の論点	18
3. 総括—今後の課題	19
(参考) バイオマス混焼について	21

# 1. 背景及び評価の目的

## (1) これまでの経緯

電気事業分野は、我が国の二酸化炭素排出量の中でも 4 割程度を占め、他部門の削減努力にも大きく影響を及ぼすことから、地球温暖化対策上非常に重要な分野である。

東日本大震災後、電力需給のひっ迫や、燃料コスト増による電力コスト上昇懸念等を踏まえ、安定的かつ効率的な電力の供給が求められる中、平成 24 年 9 月に策定された「新しい火力電源入札の運用に係る指針」(経済産業省)において、一般電気事業者が火力電源を自社で新增設・リプレースする場合は、1000kW 未満及び離島電源の場合を除き全て入札を実施することとされた。火力入札では、石炭火力の落札の可能性があるが、石炭火力は安定供給、経済性に資する一方、温室効果ガスの排出量が多く環境面で課題があることから、環境省及び経済産業省は、「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議」を設置し、電力の安定供給の確保、燃料コストの削減、環境保全に取り組むための対応について議論を行ってきた。その合意結果を、平成 25 年 4 月に、「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」

(平成 25 年 4 月 25 日経済産業省・環境省。以下「局長級取りまとめ」という。)として取りまとめ、「燃料調達コスト引き下げ関係閣僚会合(四大臣会合)」(平成 25 年 4 月 26 日)の承認を得た。局長級取りまとめにおいては、その中で示されている要件を満たした実効性のある枠組みの構築を促すとされた。

平成 27 年 7 月に電気事業連合会加盟 10 社、電源開発株式会社、日本原子力発電株式会社及び特定規模電気事業者(新電力)有志 23 社が策定した電気事業分野の「自主的枠組みの概要」及び「電気事業における低炭素社会実行計画」が公表された。しかし、当該自主的枠組みには、掲げられた目標を如何にして達成するのかという実効性の観点から詰めるべき課題があることから、環境大臣は、石炭火力発電所の建設計画に対して、環境影響評価法(平成 9 年法律第 81 号)に基づく環境大臣意見として、「現段階において、是認することはできないため、早急に具体的な仕組みやルールづくり等が必要不可欠」と指摘した。

その後、平成 28 年 2 月 8 日に、電気事業連合会加盟会社、電源開発株式会社、日本原子力発電株式会社及び特定規模電気事業者(新電力)有志は、「電気事業における低炭素社会実行計画」で掲げた目標の達成に向けた取組を着実に推進するため、「電気事業低炭素社会協議会」(以下「協議会」とい

う。)を設立した。

また、環境省と経済産業省が連携して政策的な対応について検討を行い、2030年度に向けた取組の内容として、平成28年2月9日に、環境大臣と経済産業大臣が合意した内容（以下「平成28年2月合意」という。）を公表した。具体的には、電力業界の自主的枠組みに対しては、引き続き実効性・透明性の向上等を促していくとともに、政府における政策的対応として、エネルギーの使用の合理化等に関する法律（昭和54年法律第49号。以下「省エネ法」という。）や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（平成21年法律第72号。以下「高度化法」という。）の基準の設定・運用の強化を行うこと等により、電力業界全体の取組の実効性を確保することを含め、引き続き局長級取りまとめに沿って実効性ある対策に取り組むこととしている。

さらに、2030年度の削減目標やエネルギーミックスと整合する排出係数0.37kg-CO<sub>2</sub>/kWhという目標の達成に向けて、これらの取組が継続的に実効を上げているか、毎年度進捗状況を評価することとしている。平成28年度の評価結果を、平成29年3月21日に公表したところである。

なお、火力発電所の設置計画に対する環境影響評価法に基づく環境大臣意見においては、平成28年2月合意以降、これを踏まえ、省エネ法に基づく目標達成の遵守、達成状況の自主的な公表、目標を達成できないと判断した場合の事業の見直し等を述べている。加えて、パリ協定発効以降の石炭火力発電所計画に関する環境影響評価に係る環境大臣意見では、地球温暖化における石炭火力発電を巡る国内外の状況が極めて厳しい中で、環境保全面からの事業リスクが極めて高いことを改めて自覚し、事業実施を再検討することを含め、事業の実施についてあらゆる選択肢を勘案して検討すること等を述べている。また、直近の意見では、とりわけ、2030年度のベンチマーク指標の目標との関係では、具体的な道筋が示されないまま容認されるべきものではなく、事業者において目標達成に向けた具体的な道筋の明確化が必要不可欠であり、政府としても、明確化に向けた検討状況を適切にフォローアップ、評価していく必要があることを述べている。

環境省は、平成28年度に続き、平成29年度の進捗状況の評価を行うため、平成29年（2017年）12月12日に開催された産業構造審議会産業技術環境分科会地球環境小委員会資源・エネルギーワーキンググループにおいて、協議会から電力業界の自主的枠組みにおける取組等について説明を聴取するとともに、平成30年（2018年）2月7日には協議会との間で意見交換を

行った。また、平成 30 年（2018 年）3 月 12 日には、環境政策・エネルギー政策の有識者等からの意見を伺った。これらの結果等も踏まえ、取組の進捗状況について、平成 29 年度の評価を行った。

## （２）電力の低炭素化を巡る世界の潮流

我が国も締結しているパリ協定において、産業革命前からの平均気温の上昇を 2℃より十分下方に保持し、1.5℃目標を追求する目的を達成するため、世界共通の長期目標として、今世紀後半に温室効果ガスの人為的な排出と吸収のバランスを達成することとされている。気候変動に関する政府間パネル（IPCC）によれば、人為起源の CO<sub>2</sub> の累積排出量と平均気温上昇にはほぼ比例の関係があることから、気温上昇を抑えるためには CO<sub>2</sub> の累積排出量を一定の範囲内に抑える必要がある。現行ペースで CO<sub>2</sub> を排出すると、2℃目標達成のために残されている CO<sub>2</sub> の累積排出量を約 30 年で使い切ってしまう、化石燃料の埋蔵量の約 3 分の 2 は単純には燃焼できないという試算がある。

火力発電所は長期的な稼働が見込まれる大規模排出源であり、このような施設に効果的な温室効果ガス削減対策を行わないまま建設・稼働していけば、CO<sub>2</sub> 排出量の高止まりを招くおそれがある。火力発電の中でも CO<sub>2</sub> 排出量が多いのが石炭火力発電であり、その排出原単位は、最新鋭のものでも天然ガス火力発電の約 2 倍である。

このため、諸外国では石炭火力発電及びそれからの CO<sub>2</sub> 排出を抑制する流れがある。フランス、英国、カナダ等は、2020 年から 2030 年にかけての石炭火力発電の廃止に向けた政策方針を発表している。ドイツは、褐炭を用いた石炭火力発電所の停止等、石炭への依存度を低減させていく方針としている。また、世界最大の温室効果ガス排出国である中国においても、石炭火力発電の新增設の抑制や一部建設計画の取消し等を打ち出している。米国については、火力発電規制やシェールガス等に関する動向は注視する必要があるが、経済性の観点から石炭火力発電は優位にはならないとの見方がある。さらにインドも、国の電力計画案において、既に建設中のもの以外、少なくとも 2027 年までは石炭火力発電所の新設は不要との見通しを公表している。韓国においては、大統領が稼働 30 年を超える石炭火力発電所 10 基を 2022 年までに廃止する方針を表明している。国際エネルギー機関（IEA）は、インドや東南アジアにおいては、増大するエネルギー需要を満たす上で低コスト燃料である石炭を選択肢から除外することは容易でないと指摘する一方

で、市場や気候変動政策によって引き起こされる環境規制の変化の結果として、石炭を始めとする化石燃料の開発や活用へ投資をしても、その投資先の資産から、投資期間中に十分な利益を回収できない「座礁資産」になるリスクがあることを紹介している。

こうした中で、海外、とりわけ先進国では、一部の金融機関や機関投資家等において、このような化石燃料関連銘柄を売却したり化石燃料関連資産に対する投融資を引き揚げる行動（ダイベストメント）や、投融資先企業の経営者等との対話を通じて当該資産に対する投融資の妥当性の検証を促す等、投融資先企業の取組に影響を及ぼす行動（エンゲージメント）が見られる。2013年に石炭火力への融資を原則として廃止する方針を打ち出した世界銀行は、2017年12月、2019年以降は石油やガスの採掘にも原則として融資しないことを表明した。民間でも、ドイツ銀行グループ、アクサ、アリアンツ、チューリヒ、ロイズといった大手金融機関が、続々と、石炭火力からのダイベストメントを決めている。

加えて、欧州のエネルギー業界では、世界の脱炭素化や火力発電事業の不振等を背景に、大手企業による火力分野から再エネ分野への事業転換の動きが出てきている。例えば、イタリア最大の電力会社エネルやスペイン最大の電力会社イベルドローラは再エネの拡大と火力発電の縮小等低炭素電源の拡大を掲げている。また、ドイツの（製造会社）シーメンスや米国のゼネラル・エレクトリックは火力発電事業の人員削減を発表している。

平成29年11月のCOP23（国連気候変動枠組条約第23回締約国会議）においては、英国及びカナダが、現存する従来の石炭火力発電所の段階的廃止を目指し、各国の政府、自治体、企業と連携して取り組むため、脱石炭発電連合（Powering Past Coal Alliance）を設立した。この連合には、平成29年12月時点で計58の国・自治体・企業が加盟し、COP24（国連気候変動枠組条約第24回締約国会議）までに加盟国等を50まで拡大することを目指すとの目標を既に達成している。

国際機関の報告書等においても、パリ協定の目標達成のためには石炭火力の段階的廃止が必要との指摘がある。国際エネルギー機関（IEA）によれば、既存及び予定された施策をベースとした新政策シナリオ（New Policies Scenario）においては世界全体の石炭火力の需要及び供給が増加するとしている<sup>1</sup>一方、世界の平均気温の上昇を2℃未満に抑える2℃目標と整合的な持続可能な開発シナリオ（Sustainable Development Scenario）においては世

---

<sup>1</sup> IEA “World Energy Outlook 2017” p.123-124

界全体の石炭火力の需要及び供給が減少するとしており、対策なし石炭火力発電所（例：CCS なし）は 2040 年に 90%減少する<sup>2</sup>との見通しを示している。また、国連環境計画（UNEP）の報告書によれば、2°C目標の達成のためには、低稼働や休廃止等による石炭火力の段階的廃止や、CCS の追加導入が必要とされている。加えて、世界全体の石炭火力の新增設計画や建設中の案件の大半が集中している国として、発展途上国等とともに日本も挙げられている<sup>3</sup>。

### （３）電気事業を取り巻く事業環境の変化

電力システム改革は、電気事業者を取り巻く環境に大きな影響をもたらしている。特に小売部門は、平成 28 年 4 月から全面自由化されたが、新規参入が大幅に増加し、登録小売事業者の数は、平成 30 年 3 月 8 日現在計 464 事業者に上っている。旧一般電気事業者も従来の供給エリア外での小売展開を進めており、事業者間の競争が激化している。

また、発電部門については、旧一般電気事業者のみならず、ガス・石油等の大手エネルギー事業者や、鉄鋼・化学といったエネルギー以外の業種の事業者も競争力のある電源確保のニーズ等から火力発電の新增設を計画しており、特に、原子力発電の稼働停止が長期化する中、安価なベースロード電源とされる石炭火力発電の新增設計画が目立っている。

発電部門、小売部門の双方において、多数の事業者間での競争が繰り広げられるとともに、取引所取引の増大等、取引の流動化も進みつつある。電力市場は、少数の事業者による協調的・固定的な構造から、多数の事業者による競争的・流動的な構造へと変化しつつある。

### （４）評価の視点

こうした背景を踏まえて、電気事業分野における地球温暖化対策の進捗状況の評価においては、2030 年度の削減目標やエネルギーミックスと整合する 2030 年度までに排出係数 0.37kg-CO<sub>2</sub>/kWh という目標の達成に向けた取組が進捗しているか否か評価するため、CO<sub>2</sub> 排出量の増減や排出係数の改善・悪化の状況とその要因を分析する必要がある。また、足下の状況のみならず、2030 年度の目標達成に向けた達成の見通しも評価する必要がある。さらに、パリ協定では、長期目標等を達成するため、NDC（各締約国が決定する貢献）は従来からの前進を示すこととされており、地球温暖化対策の後

<sup>2</sup> IEA “World Energy Outlook 2017” p.143

<sup>3</sup> UNEP “The Emissions Gap Report 2017” p.38-39

退はあり得ない。

これらの考え方を踏まえると、地球温暖化対策計画（平成 28 年 5 月 13 日閣議決定）に定められた 2030 年度の削減目標の確実な達成はもとより、2050 年及びその後を視野に入れた脱炭素化の取組が不可欠である。特に、電力部門の排出量は我が国の CO<sub>2</sub> 排出量の約 4 割を占める最大の排出源であり、また、電力部門における CO<sub>2</sub> 排出係数が相当程度増加することは、産業部門や家庭部門における省エネの取組（電力消費量の削減）による削減効果に大きく影響を与えるため、電力部門の低炭素化の取組は、脱炭素化に向けて、非常に重要である。加えて、とりわけ石炭火力発電は一旦建設されれば経済的観点からは高稼働させるインセンティブが働くことから、石炭火力による長期的な排出のロックインの可能性を十分に考慮して、脱炭素化の取組を考える必要がある。

## 2. 進捗状況の評価等

### （1）我が国における火力発電所の新增設計画

我が国における石炭火力発電の発電設備容量は約 4,991 万 kW 相当<sup>4</sup>（2016 年度（平成 28 年度））、発電電力量は 3,498 億 kWh<sup>5</sup>（同）であり、CO<sub>2</sub> 排出量（同）は約 2.74 億トン<sup>6</sup>である。2030 年度の削減目標や電源構成に照らせば、2030 年度には石炭火力発電からの CO<sub>2</sub> 排出量を約 2.2～2.3 億トン程度に削減する必要がある。しかしながら、現在、全国に石炭火力発電所の新設・増設計画が多数存在し、環境省の調べによると、その合計は約 1850 万 kW（2018 年（平成 30 年）3 月時点）に上る。仮にこれらの計画が全て実行され、原子力発電所が長期停止し再エネの導入が低調である等の場合において、稼働率 70%で稼働し、かつ、既存の老朽石炭火力発電所が稼働から 45 年で一律に廃止されると仮定すると、石炭火力発電からの CO<sub>2</sub> 排出量は、2030 年度の削減目標や電源構成と整合する排出量（約 2.2～2.3 億トン）を 6800 万トン程度（2030 年度の排出量全体の約 7%に相当）超過してしまう。足元の稼働率や近年の環境影響評価法に基づく従来型石炭火力発電所の環境アセスメント事例（6 件）における想定稼働率の平均が約 80%程度とされていることを踏まえれば、実際の排出量は更にこれを上回ることも想定される。

<sup>4</sup> 2016 年度総合エネルギー統計（速報値）における発電電力量を、設備利用率 80%（平成 29 年第 1 回火力WG資料における 2016 年度の平均設備利用率）で割り戻した数値

<sup>5</sup> 2016 年度総合エネルギー統計（速報値）

<sup>6</sup> 2016 年度総合エネルギー統計（速報値）

こうした新增設が計画されている石炭火力発電の多くは、2020年以降に運転開始が予定されており、現状の排出量や排出係数等の数値のみをもって取組の進捗状況を楽観視することには大きなリスクがあることに留意が必要である。

低効率の火力発電所については、休廃止・稼働抑制を図る必要があるが、電力広域的運営推進機関が取りまとめた「平成29年度供給計画の取りまとめ」（平成29年3月）においては、電源構成の推移の見通しについて「今後予定されている電源開発に伴い、石炭、LNGは、リプレース計画等による増減はあるものの増加している。」とされ、平成38年度末（2026年度末）までの石炭火力の廃止計画は、6地点106.0万kWにとどまる。国全体で2030年度の削減目標の達成に向けた道筋が明確化できているとは言い難く、今後は、より着実に低効率火力の休廃止・稼働抑制が行われる必要がある。

他方で、電力広域的運営推進機関が公表した「全国及び供給区域ごとの需要想定（平成29年度）」（平成30年1月17日）によると、需要電力量は、2019年度（平成30年度）まで増加傾向にある一方、2020年度（平成31年度）以降は低下傾向にある。

こうした中、現在の計画通りに石炭火力発電所が建設されると、各設備の稼働率を相当程度低くしなければ、2030年度の削減目標・エネルギーミックスを達成できない可能性がある<sup>7</sup>。

## （2）CO<sub>2</sub>排出量及びCO<sub>2</sub>排出係数の状況

（排出量及び排出係数）

協議会が2018年（平成30年）1月31日に公表した2016年度のCO<sub>2</sub>排出実績によると、排出係数（調整後）は0.516kg-CO<sub>2</sub>/kWh、CO<sub>2</sub>排出量（調整後）は4.30億トンであり、2015年度の排出係数0.531kg-CO<sub>2</sub>/kWh、CO<sub>2</sub>排出量4.41億トンからは低減している。

地球温暖化対策の推進に関する法律（平成10年法律第117号）の算定・報告・公表制度に基づく小売事業者の全国平均係数は、2016年度で0.518kg-CO<sub>2</sub>/kWhとなり、2015年度の0.534kg-CO<sub>2</sub>/kWhから低減している。

CO<sub>2</sub>排出量については、2016年度総合エネルギー統計（速報値）によれ

<sup>7</sup> 例えば、「総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会省エネルギー小委員会火力発電に係る判断基準ワーキンググループ」の資料によれば、石炭火力の新增設計画1688万kW（平成29年10月現在）が全て実現し、経年火力が50年で運転停止すると、2030年度における設備利用率は63%となり、2016年度における平均設備利用率である80%や2030年度のエネルギーミックスにおける火力発電の稼働率である68%を下回っている。



ば、火力発電全体で 5 億 546 万 tCO<sub>2</sub> であり、前年度（5 億 270 万 tCO<sub>2</sub>）より増加した。とりわけ石炭火力発電及び LNG 火力発電からの排出は、それぞれ、2 億 7,330 万 tCO<sub>2</sub>（2015 年度）から 2 億 7,426 億 tCO<sub>2</sub>（2016 年度）へ、1 億 6,760 万 tCO<sub>2</sub>（2015 年度）から 1 億 7,716 万 tCO<sub>2</sub>（2016 年度）へと増加している。

#### （要因分析）

排出係数の低減の要因として、協議会に対するヒアリングでは、四国電力の伊方原子力発電所 3 号機の運転開始、全電源に占める火力発電比率の低下等が挙げられた。なお、太陽光の発電電力量は増加したが、濁水により水力の発電電力量が減少した結果、太陽光発電の伸びが相殺され、再エネは前年度とほぼ同程度であった。また、ヒアリングでは、今後の排出係数の見通しに関し、原子力発電所の再稼働、再エネの導入量の見込み及び電力需要の見通しといった不確定要素が挙げられており、協議会は今後、削減目標の確実な達成に向け、これらの課題の解決に向けた道筋を可能な限り明確化する必要がある。加えて前述のとおり、新增設が計画されている火力発電所のうち、石炭火力発電の運転開始は 2020 年度以降であるので、足下の CO<sub>2</sub> 排出量や排出係数は改善しているものの、今後も同様に改善していく蓋然性は必ずしも高いとは言えない。

発電設備容量については、太陽光や風力が前年度より増加しており、火力全体の設備容量も前年度より増加している。また、発電電力量について、平成 28 年度（2016 年度）総合エネルギー統計（速報値）によれば、水力の発電量が減少する一方、太陽光、風力及び原子力の発電量が増えている。火力全体からの発電電力量は微増しており、内訳を見ると、石油火力が減少する一方で、石炭火力と LNG 火力からの発電量が増加している。

(発電設備容量(年度末)：万 kW) <sup>8</sup>

	平成 27 年度(2015 年度)	平成 28 年度(2016 年度)
火力	19,080	19,391
太陽光	562	911
風力	281	320
水力	5,003	5,006
原子力	4,205	4,148
地熱	52	53
その他	0	6

※バイオマス、廃棄物は火力に含まれる。

(発電電力量：億 kWh) <sup>9</sup>

	平成 27 年度(2015 年度)	平成 28 年度(2016 年度)
石炭	3,473	3,498
天然ガス	4,185	4,248
石油	1,055	976
(参考)火力計	8,713	8,722
太陽光	348	510
風力	56	96
水力	871	789
原子力	94	181
地熱	26	25
バイオマス	99	101

(事業者の電源構成等に関する情報開示)

排出係数の改善・悪化の要因を把握する上で、調達電源の構成の透明性は重要である。さらに、個社による排出係数や電源構成の開示は、消費者が、価格だけでなく CO<sub>2</sub> 排出量や再エネ導入量、石炭火力発電依存度等にも注目して電力を選ぶことで、電力会社の環境面での競争を促すことにもつなが

<sup>8</sup> 出典：平成 27 年度は、「平成 27 年度電力調査統計」。自家発電設備を含む発電事業届出認可最大出力。平成 28 年度は、「平成 28 年度電力調査統計」

<sup>9</sup> 出典：平成 28 年度、平成 29 年度ともに総合エネルギー統計。

る。平成 29 年（2017 年）6 月 27 日の電力・ガス取引監視等委員会第 19 回制度設計専門会合における資料によれば、平成 29 年（2017 年）4 月 24 日時点で電源構成を開示済みの事業者は 150 社（全事業者中 41.7%）、開示予定の事業者は 35 社（同 9.7%）、CO<sub>2</sub> 排出係数を開示済みの事業者は 124 社（同 34.4%）、開示予定の事業者は 48 社（同 13.3%）であり、過去数回の調査では開示済みの事業者数が増加しているものの、引き続き、更なる透明性の向上が必要である。小売事業者においては、電力の小売営業に関する指針においても望ましい行為として位置づけられている「排出係数の表示」及び「電源構成の開示」について、積極的に取り組む必要があり、協議会にも更なるその促進が期待される。

なお、平成 29 年 2 月 7 日に変更の閣議決定がなされた「国及び独立行政法人等における温室効果ガス等の排出の削減に配慮した契約の推進に関する基本方針」では、電気の供給を受ける契約のうち、入札に付する契約については、入札に参加する者に必要な資格として、電源構成及び CO<sub>2</sub> 排出係数の開示の状況が追加された。これにより、国及び独立行政法人の入札に付する電気の供給を受ける契約については、電源構成及び CO<sub>2</sub> 排出係数の開示が必要となることから、引き続き、小売電気事業者の情報開示の促進が期待される。

他方、電力自由化の中で、従来開示されていた情報が開示されなくなっている状況がある。かつては、都道府県別・市町村別かつ契約種別の電力販売量・排出係数等の情報が、電気事業者から地方自治体に提供されていたものの、近年になって一部提供されない状況が続いている。これらの情報は、地域における地球温暖化対策の推進に当たり、温室効果ガス排出量を算定するための基礎として極めて重要なものである。この重要性については、電気事業者において理解が広がっており、情報提供に伴う課題や懸念事項の把握・整理が進展しつつある点は評価できる。今後は、そうした整理も踏まえつつ、地方自治体への情報提供のあり方として、電力業界としての更なる自主的な取組の早急な実施が望まれる。一方で、全国知事会及び全国市長会並びに多くの地方自治体から情報提供の仕組みづくりを国に求める要望が提示されている状況も踏まえ、今後の制度的検討も必要であると考えている。その際には、事業者の労力やコスト、情報提供に係るシステム構築等の費用増による電力料金への影響も踏まえて、電力業界からの参画も得ながら慎重かつ丁寧に議論する必要があると考えている。

### (3) 電力業界の自主的枠組の評価

(協議会の目的・活動内容)

協議会は、電力業界が実効性ある地球温暖化対策を行うため、低炭素社会の実現に向けた自主的枠組みを構築して、電気事業における低炭素社会実行計画を掲げた上で、会員事業者が、独自かつ個別に実行計画に取り組むことを促進・支援することで電力業界全体において実効性ある地球温暖化対策を推進することを目的として組織されている。

協議会においては、「政府が示す 2030 年度の長期エネルギー需給見通しに基づき、2030 年度に国全体の排出係数  $0.37\text{kg}\cdot\text{CO}_2/\text{kWh}$  程度(使用端)を目指す。」こととしており、この目標の達成に向け、「安全確保を大前提とした原子力発電の活用」、「再生可能エネルギーの活用」、「火力発電の高効率化等」、「電力小売分野でのお客さまへの省エネ・省  $\text{CO}_2$  サービスの提供」等について取り組むこととしている。

(カバー率)

その実効性の確保の観点から、協議会が電気事業者を十分にカバーした組織となっていることが重要である。協議会の会員数は 42 社 (2018 年 (平成 30 年) 3 月現在) であり、販売電力量ベースでは 98.1% のカバー率となっている。これは、昨年度の 99% 超と比較すると低減している。また、小売事業者数ベースでは 10 分の 1 未満にとどまる (2018 年 (平成 30 年) 3 月 8 日時点) で登録小売電気事業者は 464 社。うち協議会会員は 36 社。)。今後も小売事業者が増える中、カバー率の維持及び向上に関して、実効的な対策を継続的に講じる必要がある。

さらに、協議会は、発電電力量ベースでは、8 割程度のカバー率であり、決して低くはないものの、発電事業者の参加が少ない (2018 年 (平成 30 年) 3 月 8 日時点) で発電事業届出事業者は 654 社。うち協議会会員は 24 社。)。排出係数  $0.37\text{kg}\cdot\text{CO}_2/\text{kWh}$  という目標の確実な達成に向けて、発電事業者側からも低炭素化に向けた取組を促進し、実効性を確保する観点から、発電事業者の参加も積極的に促し、取組状況の報告を求めることが望まれる。また、近年の火力発電所の新增設計画の主体は特別目的会社 (SPC) となっているケースが多いが、現時点で SPC は協議会の会員となっておらず、協議会のデータ集約の対象となっていない。親会社がガバナンスを効かせるとし

ても、それを担保する方策がないように見受けられる。

### (PDCA)

協議会は、理事会において、個社から提出された取組計画の進捗状況を確認し、PDCA サイクルを回して目標達成に向けた取組を進めることとしている。具体的には、今年度初めて、会員事業者の取組計画において、取組が計画に基づいて適切に行われ、今後の対応方針が示されているかという観点で、理事会による評価が行われた。その結果、「全ての会員事業者が PDCA を回している」と評価され、現時点では会員事業者に指導を行った例はないとのことであった。ただし、この評価は、協議会が定めた自主的な行動計画である「低炭素社会実行計画」に基づき、各社が非化石エネルギーの利用拡大、電力設備の効率向上等に係る 1 年間の取組を振り返ったかどうか、今後どう取組を進めて行くかどうかを、協議会としてチェックするものであり、いわば各社が自らの取組をチェックしたことを協議会としてもチェックするものと言える。その取組内容には定性的なものも含まれ得るため、業界全体の 2030 年度の排出係数目標である  $0.37\text{kg-CO}_2/\text{kWh}$  の達成に向けて、具体的、定量的に各社がどのような計画を立て、取組をチェックし、その見直し等につなげていくのか、また、それら各社の取組の総和として、協議会が業界全体の目標達成に向かっているかを評価する、という意味での PDCA サイクルになっているとは必ずしも言えない現状である。2030 年度に向けた自主的取組の進捗を促進するとの PDCA の目的に照らせば、会員事業者に可能な限り定量的な取組目標の設定を求め、定量的に定められた業界全体の排出係数目標が達成できるか否かを具体的に評価し、かつ、協議会として各社の取組を促していく仕組みが必要と考えられる。なお、ヒアリングによれば、各社の取組を促す具体的な仕組みとして、各社の取組の良好事例の共有化を実施したとの報告があった。

電力自由化の下で、協議会会員は相互に競争関係にあり、協議会内での情報の共有、必要な取組量の分担等の調整、どのような場合に個社の取組が不十分と判断するのか、個社の取組が不十分な場合に協議会を通じてどのように個社の取組の深掘りを促すのか等については、現時点では、明らかでない。協議会に対するヒアリングにおいては、2030 年度目標との乖離が大きくなった場合、各社の分担に関する議論が必要となる可能性があるとのことであったが、どのような場合に目標との乖離が大きくなったと判断するのかについては現時点でも必ずしも明らかではない。

このため、早急に定量的な目標も含めて協議会による PDCA の評価基準を明確にし、独占禁止法の規定に抵触等することなく、協議会が会員の履行をどう担保していくかという方策を明らかにしなければ、2030 年度の削減目標の達成に向けた協議会の PDCA の実効性には、疑問があるものと考えざるを得ない。

#### (4) 政策的対応の評価

##### ①省エネ法ベンチマーク指標

省エネ法ベンチマーク B 指標は、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ため、石炭、LNG、石油等の目標値（それぞれ、41%、48%、39%）を、エネルギーミックスの電源構成（全体の電源構成において、石炭 26%、LNG27%、石油 3%で火力合計で 56%）で加重平均して、44.3%以上との目標値が設定されている。CO<sub>2</sub> の排出削減の観点では、LNG 火力の発電効率が石炭火力の発電効率を上回るとの前提に立って、石炭火力の増大及びこれに伴う排出の増加を抑制する効果が期待されている。

省エネ法に基づく平成 29 年度定期報告において、平成 28 年（2016 年）4 月にベンチマーク制度が導入された後初めて、ベンチマーク制度の達成状況について、発電事業者からの報告が行われた。平成 28 年度（2016 年度）の達成状況については、発電効率を評価するベンチマーク A 指標・B 指標について、全事業者の加重平均値で、それぞれ 1.23、53.4%であり、2030 年度の目標値であるそれぞれ 1.00 以上、44.3%以上との指標を大きく上回っている。事業者数としては、A 指標、B 指標とも達成している事業者が 20 社、A 指標のみ達成している事業者が 4 事業者、B 指標のみ達成している事業者が 9 事業者、いずれも未達成なのが 23 事業者である（平成 29 年度総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会省エネルギー小委員会火力発電に係る判断基準ワーキンググループ（以下「火力 WG」という。）資料より）。

エネルギーの使用の合理化を目的とする省エネ法では、発電効率（得られる電力エネルギーを投入エネルギーで除したもの）の算出に当たって、化石エネルギーの使用の合理化という観点から、副生物やバイオマスの混焼時に、投入する副生物やバイオマスのエネルギー量を分母となる全体のエネルギー量から除外することとしている。このため、当該算出方法により、混焼率が高くなるにつれて省エネ法における発電効率も増大するため、平成 29 年度定期報告においては、省エネ法における発電効率が非常に大きくなる事例

がみられたとされている（「火力 WG」資料より）。前述のとおり全事業者の加重平均値が目標を上回っているのは、これが影響しているものと考えられる。

とりわけ、再エネの固定価格買取制度（FIT）による経済的インセンティブも働くバイオマスについて、比較的大規模の石炭火力でもバイオマス混焼をする計画が出てきていることを踏まえると、熱効率の改善の適正な評価が困難となる可能性がある。平成 29 年度火力 WG では、混焼を行った場合の省エネ法における発電効率に、燃料種別に一定の上限値を設けることが提案された（なお、提案された上限値を用いた場合、平成 28 年度のベンチマーク指標の加重平均値は、A 指標は 0.98、B 指標は 43.6%となる。）。

石炭火力と LNG 火力の発電効率の差（例えば、火力発電効率 A 指標における石炭火力発電効率の目標値は 41.00%、LNG 火力発電効率の目標値は 48.00%である。）を踏まえると、この算定式の下では、石炭火力に、分母となる全体のエネルギー量に対して 1～2 割に相当するエネルギー量の副生物やバイオマスを混焼することで、ベンチマーク指標を LNG 並みに引き上げることができると考えられる。一方、CO<sub>2</sub>排出量については、石炭火力は最新鋭のものでも排出係数が天然ガス火力の約 2 倍であり、排出係数を LNG と同等のレベルに改善するためには、大幅に混焼率を高める必要がある。このため、副生物やバイオマスの混焼でベンチマーク指標を達成したとしても、CO<sub>2</sub>の排出の削減は担保されない。（別添「(参考) バイオマス混焼について」参照）

また、LNG 火力を多く有する発電事業者等はベンチマーク B 指標を達成し、又は達成に近い状況にあると考えられるが、今後、非化石電源の導入が進めば、火力の部分負荷運転が増え、メリットオーダー<sup>10</sup>に従い、石炭火力より熱効率は高いが可変費の高い LNG 火力の稼働率が低下することが予想され、加えて、設計熱効率に対する実効熱効率が低下することも想定される。その結果、ベンチマーク B 指標の改善が停滞し、又は B 指標が低下する可能性がある。したがって、高度化法の非化石電源比率と省エネ法のベンチマーク B 指標の同時達成が容易ではない可能性があることに留意しておく必要がある。

これらを踏まえ、足元のベンチマーク指標の改善状況だけでなく、将来的な見通しを踏まえて評価を行う必要がある。ベンチマーク指標の改善には

---

<sup>10</sup>平成 29 年度火力 WG 第 1 回の資料によると、設備利用率が 60%以上の場合、石炭火力の発電単価が LNG 火力の発電単価を下回ることとなる。

設備投資や低効率設備の休廃止等が必要となるが、単年度の実績だけでは将来の目標達成の蓋然性の評価は適切でない。平成 29 年度火力 WG においては、「中間目標値を設定するのではなく、目標達成に向けたベンチマーク指標の改善動向を毎年度確認していく」こととされているが、2030 年度の目標の確実な達成に向けた取組の着実な進捗の担保という観点で、懸念が残る。

計画中のものを含めて石炭火力以外の火力発電を有していない発電事業者については、石炭火力発電と LNG 火力発電を同等程度活用することを想定している火力発電効率 B 指標を単独で達成することは困難となる可能性が高い。そのような発電事業者が B 指標を達成するための方策の一つである省エネ法の共同取組の考え方については、平成 29 年度火力 WG において十分に議論が尽くされていないが、事業者がベンチマーク指標の達成の見通しを立てる上で必要となることから、経済産業省においては、ベンチマーク指標の達成の見通しを立てる上で、可能な限り早急に考え方を明らかにする必要がある。

環境アセスメント対象の発電事業者には、省エネ法ベンチマーク指標の取組状況や更なる取組内容を公表することを求めている。平成 28 年 2 月合意以降の環境影響評価法に基づく環境大臣意見において、ベンチマーク指標の目標達成に向けた取組内容・達成状況を自主的に公表することを求めた火力発電所は 15 件（2018 年（平成 30 年）3 月現在）あるところ、省エネ法上の定期報告が今年度から実施されたことも踏まえ、現状での達成状況及びその達成に向けた今後の取組内容が明らかとなるよう、できる限り具体的な内容を公表することが求められる。

また、環境影響評価法及び地方公共団体の環境影響評価条例の対象とならない小規模火力発電等についても、「小規模火力発電等の望ましい自主的な環境アセスメント 実務集」（平成 29 年 3 月環境省）において、ベンチマーク指標の取組内容・達成状況を公表することが、望ましい手順として示されている。

## ②高度化法非化石電源比率

非化石電源比率に関しては、高度化法に基づく目標達成計画の最初の提出期限が平成 30 年（2018 年）7 月末となっているため、現時点では各小売事業者の達成状況は明らかでない。

他方、国全体の総発電量における非化石電源比率は 17%程度（総合エネルギー統計）であり、2030 年度に 44%以上との目標と現状の間には依然大



きな開きがある。

高度化法の非化石電源比率も共同達成が認められるが、具体的な方策等は未だ示されておらず、また、目標達成の確度を高めるために設けることとされている「定量的な中間評価の基準」も未だ定められていない。経済産業省においては、共同達成の考え方の明確化及び中間評価基準の策定に引き続き取り組んでいただきたい。

なお、再エネについては、2030年度のエネルギーミックスにおける22～24%のうち、約15%まで導入が進んでおり、太陽光や風力等のFIT認定や環境影響評価手続も急速に進捗している。しかし、コストや系統制約、自然破壊や地元との不調和等の課題があり、再エネを主要なエネルギー源へと押し上げるには、課題解決のために国を挙げた努力が必要となる。【P】環境省としても、本年3月に発表した再エネ加速化・最大化アクションプランに沿って、消費者・企業・自治体等と連携して、地域資源である再エネを地域が主役となって活用する取組を加速化・最大化していく。

原子力発電については、地球温暖化対策計画に掲げた方針を踏まえて取り組むこととされている。

## （5）パリ協定の下での長期大幅削減に向けて

パリ協定の2℃目標に向けて、今世紀後半に温室効果ガスの人為的な排出と吸収のバランスを達成していく上では、今後、2030年度を超えて、長期的にCO<sub>2</sub>排出を大幅に低減させていく必要がある。我が国としても、2050年までに80%削減を目指すこととしているところである。その中で、電力はエネルギーの中では脱炭素化と親和性があり、それを前提に、最終エネルギー消費の多くを電力によってまかなう電化を推進していく必要がある。

こうした絵姿を実現するためには、再エネを主力電源化するとともに、火力発電についてはCCSが必要となる。求められる変化の水準は、2030年度までのものとは比べものにならない。2030年度に向けての排出削減の取組の延長線では実現が困難であり、社会経済的・技術的なイノベーションによる大胆な転換が不可欠である。電気事業分野においては、2030年度目標の達成はもとより、それを超えた長期大幅削減の道筋を明らかにした上で、その実現に向けて取り組む必要がある。

CCSについては、IEAによると、世界の化石燃料火力発電については、2020年以降CCSの導入が見通されている<sup>11</sup>。IPCCによれば、2100年に大

---

<sup>11</sup> IEA “Energy Technology Perspectives 2017” p.103-104

気中の温室効果ガス濃度が約 450ppmCO<sub>2</sub> 換算に達するシナリオの典型は、一時的にオーバーシュートし、今世紀後半における CCS 付きバイオエネルギー・植林の利用と広範な普及に依拠している。今世紀後半の実質排出ゼロに向けて、CCS は世界で必要不可欠な技術である<sup>12</sup>。

平成 25 年の「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」において、2050 年目標との関係として、①国は 2020 年頃の CO<sub>2</sub> 回収・貯留 (CCS) の商用化を目指した技術開発の加速化を図り、貯留適地調査等について早期に結果が得られるよう取り組むとともに、②商用化を前提に、2030 年までに CCS を導入することを検討し、出来るだけ早期に CCS Ready (将来の適切な時期に CCS 設備の追設が可能となるよう準備すること) の導入を検討すること等を定めている。しかしながら、2020 年頃の CCS の商用化、2030 年までの CCS の導入のためには、国内における回収・輸送・圧入・貯留の一連の CCS のプロセスの実証と貯留適地調査等の更なる加速化が必要な状況にある。CCS は、2050 年 80%削減及びその先の実質排出ゼロに向けて不可欠の技術であり、世界の脱炭素化を牽引していくためにも、いち早く CCS を商用化していくことが、我が国の CCS 技術の国際競争力を高めるものと考えられる。CCS に有効利用技術を加えた CCUS については、エネルギー・環境イノベーション戦略 (平成 28 年 4 月 19 日) の下、その技術ロードマップが取りまとめられている (平成 29 年 9 月 6 日)。CO<sub>2</sub> の各種分離回収技術や貯留技術の開発・実証に加え、CO<sub>2</sub> の船舶輸送の実現可能性調査や技術課題の特定、大規模実証試験を通じた有効性の検証が実施すべき事項として位置づけられるとともに、各技術について目標年度より早期の実現に努めることとされた。これを踏まえ、貯留適地調査の強化、分離回収・輸送 (船舶によるものを含む)・貯留の CCS 一貫実証を進めるとともに、2030 年までの石炭火力への CCS 導入等に向けて、国内・国外における将来の CCS の在り方を念頭において、火力発電を有する主要な事業者の協力も得て、国として、必要な調査・技術開発等に関する包括的なロードマップを早急に策定する必要がある。

## (6) その他の論点

自家発自家消費の電力については、エネルギーミックスにおける 2030 年度の発電電力量や電力由来 CO<sub>2</sub> 排出量 (3.6 億トン) には含まれている一方、2 月合意における自主的枠組や省エネ法等の電気事業分野の政策的対応の対

<sup>12</sup> IPCC 「第 5 次評価報告書第 3 作業部会報告書 政策決定者向け要約 (SPM)」 p.10-12

象となっていない。現在、自家発自家消費の電力からの CO<sub>2</sub> 排出量は電力由来 CO<sub>2</sub> の約 1 割強を占めるとみられ、決して無視できる規模ではない。また、自家発自家消費の電力の CO<sub>2</sub> 排出原単位は一般に系統電力の原単位に比して高いとみられ、改善のための方策が相対的に限られるといった状況等を踏まえると、看過できない課題となり得る。我が国の温室効果ガス削減の目標・計画の達成に向けて、自家発自家消費の設備を有する事業者は、各業界で策定した低炭素社会実行計画の下で温室効果ガス排出削減に取り組むことを表明している。電気事業分野においては、前述のエネルギーミックスとの整合性を確保しつつ、我が国の温室効果ガス削減の目標・計画の達成に向けて、実効性・透明性を確保する取組が進められているところ、自家発自家消費の電力に関しても業界の実態に応じて、実効性・透明性を確保する取組が進められることが必要となる。

### 3. 総括—今後の課題

今回の進捗状況の評価は、平成 28 年 2 月合意から 2 年が経過する中で、2 回目の評価として実施したものである。その間、パリ協定の発効、協議会における取組の PDCA の進捗、省エネ法に基づく初めての定期報告の提出等、様々な状況の変化や新たな動きが見られた。今回の評価では、そうした状況も踏まえ、平成 28 年 2 月合意の枠組みが 2030 年度の削減目標の達成に向けて実効を上げているか、可能な限り定量的な評価を試みたところである。その結果、平成 28 年 2 月合意の枠組みに関し、いくつかの懸念や課題があることが明らかとなった。

平成 28 年 2 月合意の柱の一つは電力業界の自主的枠組みであるが、電力システム改革で電気事業者を取り巻く環境が激変し、会員が相互に競争関係にある中、協議会の PDCA には、各社に取組を促していくという履行担保の実効性の観点で様々な課題があると言わざるを得ない。

また、もう一つの柱である政策的対応のうち、省エネ法ベンチマーク指標については、初めての定期報告の結果やバイオマス・副生物の混焼に係る課題に鑑みれば、当該ベンチマーク指標によって CO<sub>2</sub> 排出削減を担保する制度設計には課題がある。また、高度化法については、現時点で入手可能な情報からは 2030 年度に向けた取組が進捗していると評価することは難しい。

パリ協定が発効し、今世紀後半には実質ゼロ排出を達成しなければならないことを踏まえ、長期的な大幅削減に向けた道筋を早期に描き、これを実現していくことが急務である。

2030 年度に向けた目標の達成や、その後の長期大幅削減の道筋を早期に見通す必要があるとの切迫感を持って、今後の取組強化に期待して進捗を注視していくとともに、今後、取組に進捗が見られない場合に目標の達成が困難になることのないよう、関係省庁が連携して施策の見直しを含めて検討すべきであり、地球温暖化対策を担う環境省としても積極的に取り組む必要があると考えている。

(参考) バイオマス混焼について

エネルギーの使用の合理化を目的とする省エネ法は、副生物及びバイオマスの混焼について、双方とも（化石）エネルギーの有効活用に資することから、ベンチマーク指標の算出に当たって、投入する副生物及びバイオマスのエネルギー量を全体のエネルギー量から除外することとしている。当該算出方法によれば、混焼率が高くなるにつれて省エネ法における発電効率は増大する。

バイオマスを発電に用いる場合の「省エネ法における発電効率」の算出方法

$$\frac{\text{発電専用設備から得られる電力エネルギー量}}{\text{発電専用設備に投入するエネルギー量} + \text{発電専用設備に投入するバイオマスのエネルギー量}}$$

※いずれも設計上における定格運転時の値

(出典) 第1回火力WG資料(平成29年10月10日)

このとき、バイオマス混焼石炭火力の省エネ法における発電効率が、LNG火力の省エネ法における発電効率を超えてしまう場合においては、省エネ法ベンチマークB指標に本来期待される、LNG火力より発電効率の劣る石炭火力を抑制してエネルギーミックスの電源構成に誘導するという機能を果たさない。石炭火力とLNG火力の発電効率の差（例えば、火力発電効率A指標における石炭火力発電効率の目標値は41.00%、LNG火力発電効率の目標値は48.00%である。）を踏まえると、この算定式の下では、石炭火力に、分母となる全体のエネルギー量に対して1～2割に相当するエネルギー量の副生物やバイオマスを混焼することで、ベンチマーク指標をLNG並みに引き上げることができると考えられる。

＜エネルギーミックスと燃料種ごとの発電効率の目標値の関係＞

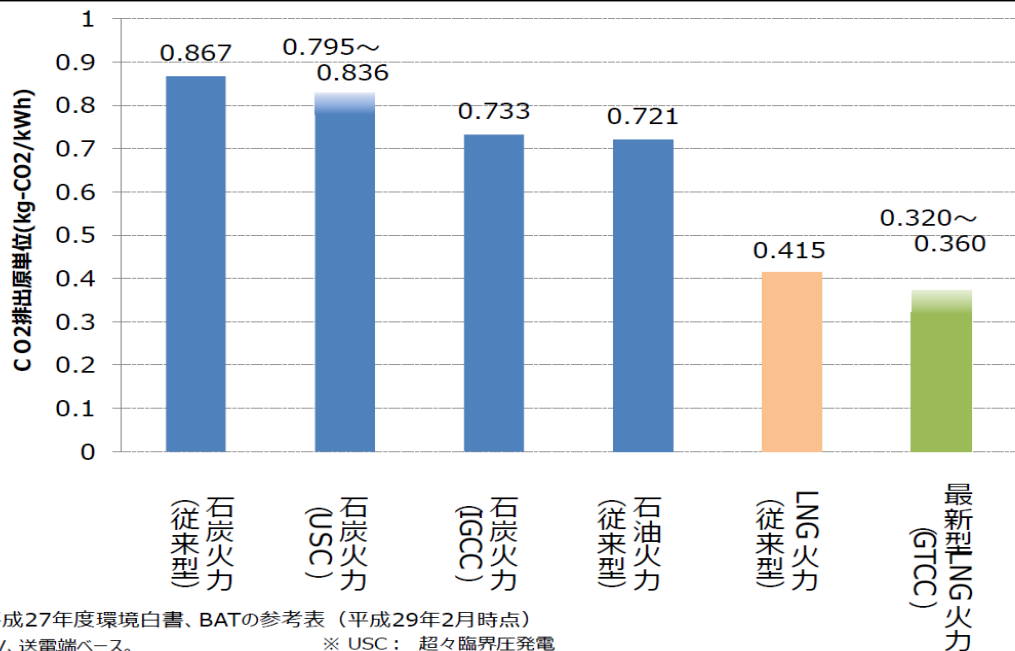
	エネルギーミックス	火力発電効率A・B指標における 各電源の目標値
	発電効率 (運転時)	発電効率 (運転時)
石炭火力	41%	41%
LNG火力	48%	48%
石油等火力	39%*	39%

(いずれもHHV、発電端)

※石油等については緊急時の対応としての役割で運転時ではなく設計時

(出典) 火力WG 最終取りまとめ (平成 28 年 3 月 29 日)

一方、CO<sub>2</sub> 排出量については、石炭火力は最新鋭のものでも排出係数が天然ガス火力の約2倍であり、排出係数を LNG と同等のレベルに改善するためには、大幅に混焼率を高める必要がある。



出典：平成27年度環境白書、BATの参考表（平成29年2月時点）  
 注1：HHV、送電端ベース。 ※ USC：超々臨界圧発電  
 注2：石炭火力（USC）、最新型LNG（GTCC） ※ IGCC：石炭ガス化複合発電  
 は、設備容量により排出原単位が異なる。 ※ GTCC：ガスタービン複合発電

このため、副生物やバイオマスの混焼でベンチマーク指標を達成したとしても、CO<sub>2</sub> の排出の削減は担保されない。