

発電ベンチマークの具体的水準等について

2025年12月

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部

本WGにおける検討の進め方

- これまで3回にわたって、発電事業者をめぐる最近の動向の確認や、業界からのヒアリングを実施して、ベンチマーク指標の検討にあたって考慮が必要な事項を整理した上で、ベンチマーク指標及び割当量の算定式の案について議論を行ってきた。
- 第4回では、具体的な水準や、議論が継続している論点について議論し、とりまとめを行う。

本日

第1回WG

- 発電ベンチマーク検討WGの設置
- 発電分野をめぐる最近の動向
- 今後の調査の実施

次回以降

(計2回程度)

- 業界からのヒアリング
- 対象範囲(対象者、対象電源、プロセスバウンダリー)
- 算定方法(混焼の扱い等)
- BM案提示

秋頃

小委員会

- BM水準の提示

秋以降

本年度最終回

- 具体的水準の提示
- とりまとめ

本日の御議論

- 第3回WGでは、これまでの議論も踏まえ、発電ベンチマークの算定式等の事務局案について、様々なご意見をいただいた。
- 本日は、第3回WGでご議論いただいた発電ベンチマークの算定式に発電事業者へのアンケート結果（発電電力量、CO2排出量）を当てはめた具体的な水準や第3回WGから議論が継続している論点について、ご議論いただきたい。

第3回WGでの主な議論①

(対象電源)

- 非化石燃料との混焼、専焼化が火力電源の低炭素化・脱炭素化の有力な選択肢。ETSを、火力脱炭素を後押しする制度と位置付けるのであれば、混焼分を活動量に含め、一定の評価を行なうことが妥当。
- バイオマス専焼プラントで助燃に化石燃料を使っている場合、化石燃料による発電分のみを活動量としてその部分にのみBMを適用するか、バイオマス専焼は火力ではないと位置づけるのであれば、今回の発電BMの対象でないと整理してGFの対象とすることもあり得る。
- 主たる燃料が非化石燃料となる場合、技術成熟度の観点からも今後検討が必要。
- 非化石燃料の混焼分を全て活動量に入れるのではなく、何割か係数を乗じる等、何等か検討を行うべき。
- 対策オプションはなるべく広めに入れるということは重要なので、今回のこの案はとても大事。水素・アンモニアの値差補填を受けて価格差が埋まっているのに、ETSでも（排出枠を）売って収益を得ることは本来あってはいけないこと。ただ、水素・アンモニアというのは高過ぎるので、なかなかすぐ入ってこないだろう。
- 今後検討されるCCSの取扱いについて、回収分を外部クレジットとして位置付ける場合は、利用制限によってCCSの取組みを阻害しない設計が必要。SHK制度で検討されているように回収価値という位置づけになるか。

第3回WGでの主な議論②

(副生燃料等の混焼の扱い)

- 主たる燃料が切り替わる場合について、ETSが副生物等からLNGへの燃料転換を促す役割が期待されているのかどうか、という点で判断。区分変更しない方がLNGへの転換により大きなインセンティブを与えられるが、LNG転換した時点で区分を変更する方が中立的。
- コークス炉ガスは水素が多いのでかなり原単位が低い。石油と同じカテゴリーに入れるのはいかがかなものか。

(割当量の算定式 (案))

- (全火力BM水準をミックスする割合の) $a\%$ について、2026～2028年は0ではなく、2,10,15や0,5,10とすることはできないか。 (石炭とLNG) 両方の立場への配慮、ETSの制度趣旨を考えて0というのは適切ではない。海外の投資家からのETSへの注目度は高く、0を並べてしまうと、日本がCNに対して積極的でないと受け止められかねない。当面の供給力確保との関係でも、0を0,5,10にしたとしても、石炭の退出の意思決定にはつながらないのでないか。
- LNGへの転換がすぐに実現することはないので、3年間ぐらいはa%を0にすることは安定供給との関係で賛成。排出枠を買うCPの水準によっては、石炭を閉じようというインセンティブが強く働いてしまう。(2029年と2030年が) 20,40と線形がいいかの議論もあるが、予見性を与えるのも重要なので異存なし。
- 最初3年間燃種別で、火力一本化にしていくというのは韓国と似ている。韓国は期間中のBM値は一定だが、日本ではBM水準を○%で絞っていくので、毎年少しづつ改善する設定。原単位を毎年改善していくのはチャレンジングな制度と理解。

第3回WGでの主な議論③

(再エネ導入に伴う出力調整)

- BMで調整することは複雑にすることになるので難しいと理解。非効率な運転となり、電源の事業性が低下しているのであれば、今後、ETSではないと思うが、何らかの形で事業者の不利益を解消し、電気の安定供給を実現する上で必要な電源の維持が可能となるような事業環境整備が必要。
- 稼働率が上がる場合、下がる場合の両方が考えられる。技術的な補正措置の必要性は認識するが、複雑化するため、調整しないという事務局案に賛同。逆に再エネ導入のインセンティブが働かない可能性あり。火力が重要な役割を果たすので、必要に応じて別途柔軟に検討をすることが必要ではないか。

(価格転嫁等)

- 価格転嫁について、今後整理していく必要はそのとおり。電力の場合は先物取引のように既に2026年の電力の取引が行われていると理解。円滑な経済活動のためにも早めに検討を行つてもらう必要。
- 価格転嫁は、この委員会のマターではないということなのでBMが決まった段階で議論。会計上の問題もあり時間がかかる。別途、小売料金まで行くのかも大きい課題。規制・経過措置料金があるのでコストがパススルーすることが重要。コスト転嫁の可能性、妥当性を含めて別の場で議論。
- 炭素価格次第では火力の運用や、維持・廃止の判断に影響を及ぼす。トランジション期間においては、脱炭素化と安定供給のバランスが取れる炭素価格が重要。

議論が継続している論点

継続論点 1 混焼の割当ての考え方 【論点③・④関係】

- ①主燃料が基準年度から切り替わる場合の取扱いについて
- ②副生燃料を混焼している場合の取扱いについて
- ③非化石燃料を混焼している場合の取扱いについて

継続論点 2 沖縄エリアの対応 【論点⑥関係】

継続論点 1 混焼の割当ての考え方

継続論点 1 混焼の割当の考え方（1）

①主燃料が基準年度から切り替わる場合の取扱い

- 第3回WGにおいて、複数の燃料を混焼している場合における割当について、主燃料の燃種別BMによって割当を行なうことが適当であるとの議論が行われた。ただし、燃料の混焼割合は、時間の経過と共に変化する可能性があるため、基準活動量の算定対象期間から、主燃料が切り替わった場合の対応については、あらかじめ決めておく必要がある。
- この点、より実態に即した割当を行い、制度によるインセンティブ構造の歪みを極力生じさせないようにするために、主燃料が切り替わった場合には、その年度の翌年度以降に適用する燃種別BMの変更を行うこととしてはどうか。加えて、当該年度の割当についても、第2回排出量取引制度小委員会において提示された、新設及び廃止に対する割当の調整方法と同様に、翌年度に調整（追加/控除）することとしてはどうか。

②副生燃料を混焼している場合の取扱い

- 副生燃料分については、将来的にはいずれの燃料も全火力BMに統合することを踏まえ、主燃料によらず、全火力BMにより割り当てることとしてはどうか。
なお、第4回排出量取引制度小委員会にて、副生燃料については、通常の燃料との排出量の差分をGF方式で割り当てる方法が示されており、副生燃料に対して発電BMでいかなる割当を行なったとしても最終的に副生燃料に対して割り当たる排出枠の量に差分は基本的には生じない。

【参考】論点④副生燃料等の混焼の扱い

- 燃種別ベンチマークの区分は、省エネ法ベンチマークを参考に、①石炭、②可燃性天然ガス及び都市ガス（以下単に「LNG」という）、③石油その他の燃料（以下「石油等」という）の3区分としてはどうか。
- 省エネ法では、発電設備に投入するエネルギー（※非化石エネルギーを含む）のうち、割合が最も高い燃料（主燃料）により、発電方式の分類を判断することとされている。
- 複数の燃料を混焼している場合、混焼分については、省エネ法の整理を参考に、原則として、主燃料の燃種別BMによる割当が適当ではないか。ただし、主たる燃料が切り替わる場合等の割当方法の詳細については、更なる検討が必要ではないか。

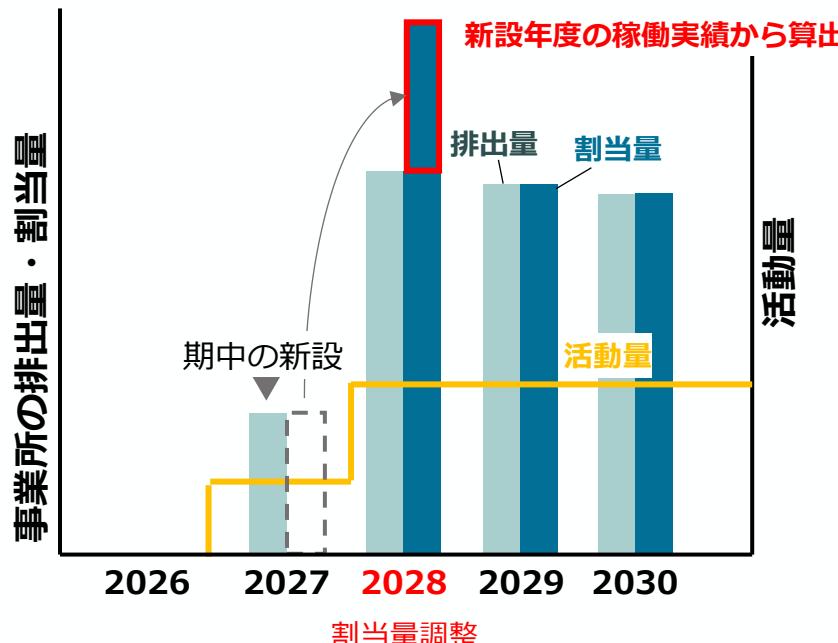
例) 石炭 (90%) + 重油 (10%) → 燃種別BMは石炭BMを適用

- また、発電BMの対象範囲（バウンダリー）に含まれる場合には、燃料種が製造プロセス等からの副生物（高炉ガス、コークス炉ガス等）であっても、発電BMによる割当を行う。
※詳細は第2回WG参照。
- 副生燃料の有効活用の観点から、通常想定される燃料との排出係数の差によって副生燃料が著しく不利とならないよう、別途、制度上の措置を講じることを排出量取引制度小委員会にて検討予定。

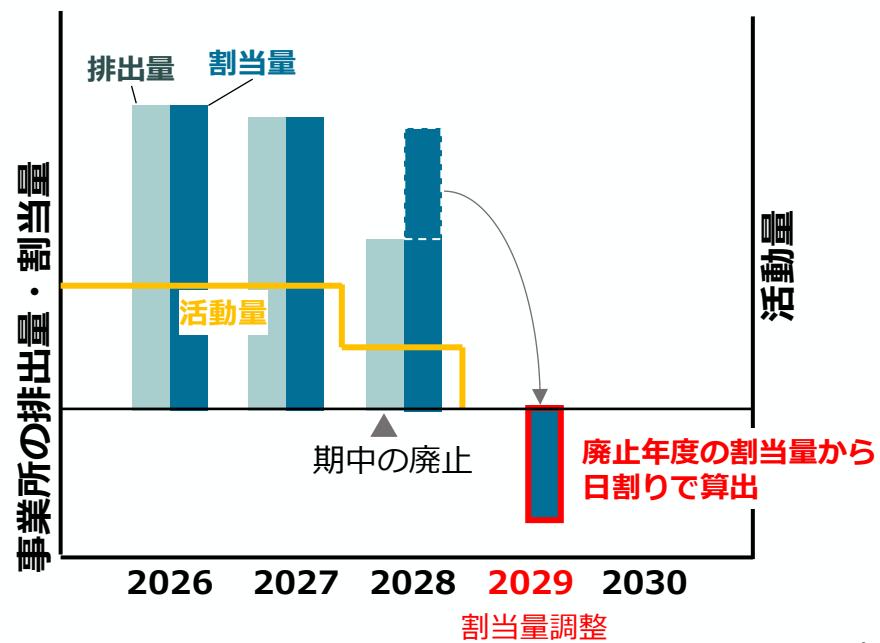
【参考】新設・廃止に対する割当量の調整方法

- ・ 新設の場合には、新設年度の活動量を1年分に換算し、翌年度以降の割当量を決定する。加えて、新設年度の活動量に応じた排出枠を翌年度に追加する。
- ・ 廃止された事業所については、翌年度以降割当は行わない。また、廃止年度に過大に割り当てた分については、翌年度に事業者全体の割当量から控除する。

事業所が新設された場合



事業所を廃止した場合



【参考】副生燃料：割当方法

- 副生燃料の利用に係る排出については、消費側のプロセスに対して、通常の燃料との排出量の差分をGF方式で割り当てることとしてはどうか。
- なお、燃料BM対象プロセスにおいては、燃料使用量を活動量として割当てを行うことから、燃焼効率の差については考慮せず、副生燃料とその他の燃料を切り分けたうえで、副生燃料について別途割当てを行うこととする。
- 適用するGF削減率については、副生燃料の削減手段が通常の化石燃料と比べて限定されていることを踏まえ、後述のプロセス由来排出のGF削減率を適用する。

製品BM対象

製品BM×活動量
+ 基準年度副生燃料調達量^{※1} × (副生燃料の排出係数 - 業種平均排出係数×0.85^{※2})
× (1 - GF削減率×経過年数)

燃料BM対象

燃料BM×副生燃料を除く燃料使用量
+ 基準年度副生燃料調達量×副生燃料の排出係数 × (1 - GF削減率×経過年数)

※1 上式による割当ては、製品BM対象プロセスから発生した副生燃料は対象とはせず、他の工程で発生した副生燃料を利用する場合にのみ行う。

また、一般に副生燃料の定義に該当する場合でも、輸出入が行われるなど、通常の燃料と同様に広く流通していると見做せるものについては対象としない。

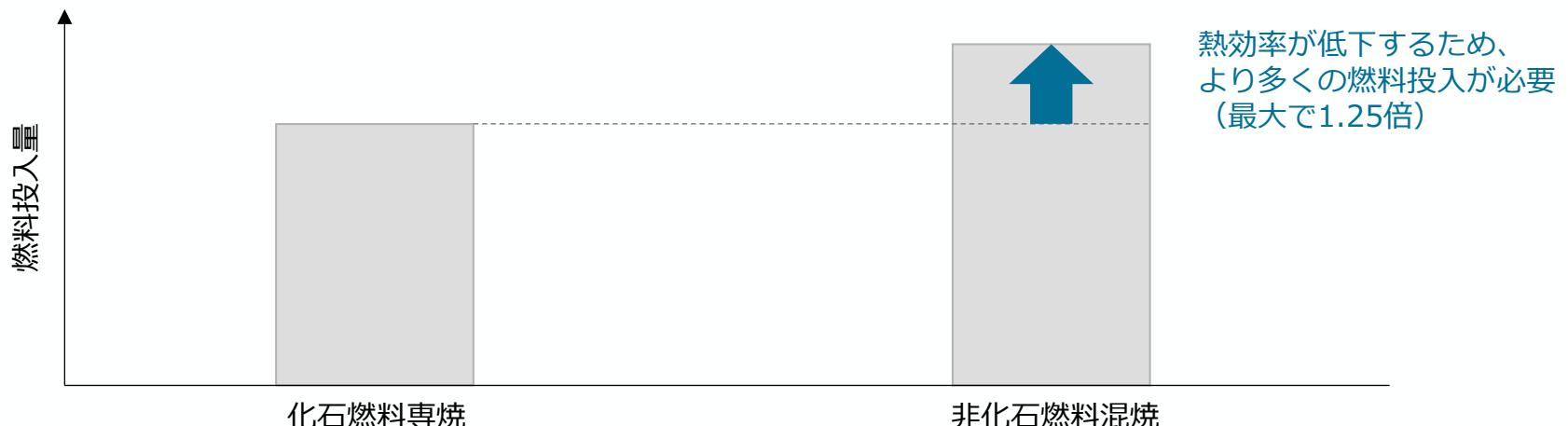
※2 国内発電事業者のLNG火力と副生燃料混焼設備との発電効率の比較により算出。

※3 高炉製鉄業やカーボンブラック製造業において検討されているように、BMの分子となる排出量に他のプロセスに供給する副生燃料の燃焼に係る排出も含め場合には、割当量から基準年度の副生燃料供給量にGF削減率を乗じた量を控除する。

継続論点 1 混焼の割当ての考え方（2）

③非化石燃料を混焼している場合の取扱いについて（1）

- 第3回WGでは非化石燃料の混焼について様々な御意見をいただいたが、総じて非化石燃料の混焼は着実に脱炭素化に向けた取組を進めるという観点から後押しするべき取組であるとの御意見をいただいた。こうした観点からは、非化石燃料の混焼を進めることで生じる発電効率の低下についての取扱いについても、検討を行う必要がある。
- 非化石燃料の混焼について、省エネ法では、最大2割程度、発電効率が低下することを想定し、エネルギー消費原単位等の算定において、非化石燃料の投入量に補正係数0.8を乗じることとしている。これは、非化石燃料を混焼する設備において、化石燃料専焼の設備と同等の発電電力量を得るために、最大で1.25倍の燃料投入が必要となるということを意味している。



継続論点 1 混焼の割当ての考え方（3）

③非化石燃料を混焼している場合の取扱いについて（2）

- 前頁の省エネ法における補正の考え方を参考に、ETSにおいても、非化石燃料を混焼することによって生じる発電効率の低下に対して補正を行うことを考えると、化石燃料による発電電力量に、1.25を乗じ、排出枠を割り当てる形で補正を行うことが考えられる。
- しかし、その方法では、①混焼率が20%以下の場合には、化石燃料専焼時を上回る排出枠が割り当てられるケースが生じ得る。
また、②混焼率の増加に応じて化石燃料の投入量は減少し、補正による割当量が減少することとなることから、あえて混焼率を下げるといったインセンティブを生じさせるおそれがある。
- このため、①及び②に対応しつつ、非化石燃料の混焼による発電効率低下に対応するため、
 - ✓ 混焼率が20%以下の場合においては、当該設備における全体の発電電力量を上限として補正を行うこととし、
 - ✓ 混焼率が20%を上回る場合においては、化石燃料の発電電力量に加えて、一律で、全発電電力量の20%相当を活動量に加算することとしてはどうか。具体的には、以下の算定式で排出枠を割り当てることとしてはどうか。

$$\text{割当量} = (\text{化石燃料による発電電力量} \times \text{発電効率の補正係数}) \times \text{目指すべき現単位 (発電BM水準)}$$

発電効率の補正係数 (①または②のいずれか小さい方)

$$\text{① } 1 / (1 - \text{混焼比率})$$

$$\text{② } 1 + (1 / (1 - \text{混焼比率})) \times 0.2$$

継続論点 1 混焼の割当ての考え方（4）

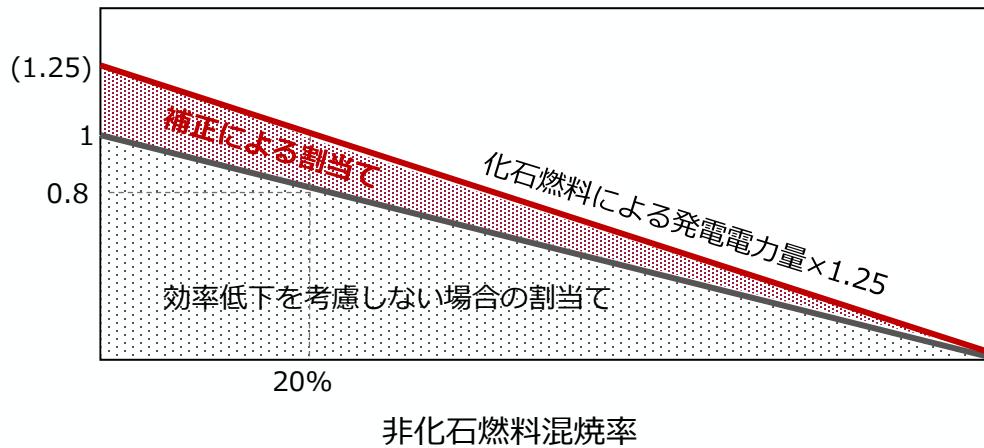
③非化石燃料を混焼している場合の取扱いについて（3）

- 第3回WGでは、非化石燃料の発電電力量についても、化石燃料の発電電力量とカウントすることを原則としてはどうか、という案について御議論いただいた。その方向性については、概ね賛同をいただいたが、他方で、主燃料が非化石燃料となる場合の取扱いなどインセンティブの与え方については、事業実態を踏まえ、更なる検討を行うこととされた。
- 前回御議論いただいたような排出枠の割当ての考え方もあり得るが、今回御議論いただいている発電効率の低下に対する補正措置を講じることを考えると、今回の補正に加えて、前回御議論いただいたような取扱いを行うこととすると、非化石燃料の混焼を行う事業者に、過剰なインセンティブが生じる可能性があることから、今回の補正を講じることを前提に、前回御議論いただいた非化石燃料に対する措置については行わないこととしてはどうか。
- なお、バイオマスの専焼設備として届出を行っている設備でも助燃等で一定の化石燃料を混焼しており、専焼設備として届出を行っている設備のバイオマス混焼比率が、混焼設備として届出を行っている設備の混焼比率を下回るケースも存在する。このため、専焼設備として届出を行っている場合についても、補正措置の対象としてはどうか。

【参考】補正係数の割当てイメージ

電源開発

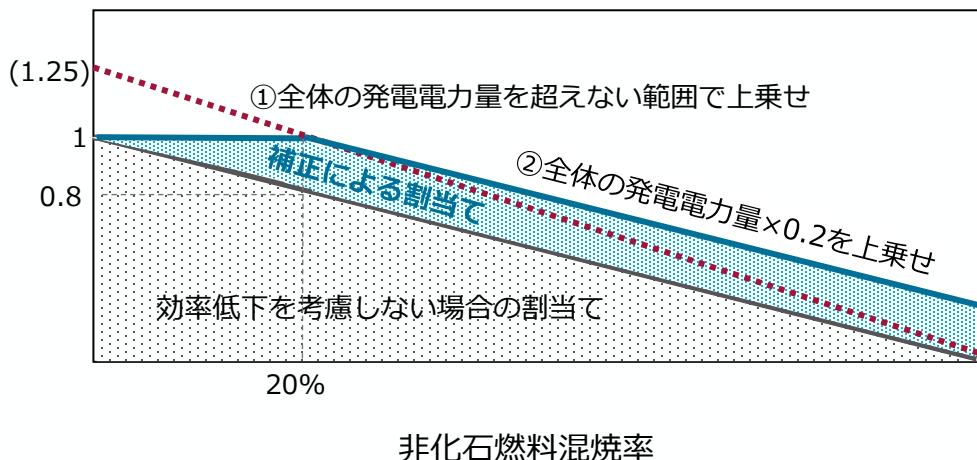
化石燃料による発電電力量×1.25とした場合の割当てイメージ



⇒混焼率の増加にともなって
補正係数による割当量が減少

p.14の補正係数とした場合の割当てイメージ

電源開発



⇒混焼率が増加しても
補正係数による割当量は減らない

【参考】論点③発電BMの対象電源（活動量の対象）

- 第2フェーズにおいては、CO₂排出源である火力発電に着目したBMとする案をご提示したところ。その考え方を踏まえると、発電BMにおける活動量は、火力発電の発電電力量とすることが適當だが、基準活動量の算定にあたり、非化石燃料分の発電電力量を活動量にカウントするかどうかが論点。
- この点、水素・アンモニア等の非化石燃料の化石燃料への混焼は、火力発電の脱炭素化に向けたステップとして現実的な手段であり、火力発電の脱炭素化を目指すETS制度において、非化石燃料分の発電電力量も活動量に含め、割当の対象とすることを原則とすることが適當ではないか。
- ただし、主たる燃料が非化石燃料となる等、非化石燃料の混焼割合が高い場合の取扱いについては、事業実態を踏まえ、更なる検討が必要ではないか。特に、バイオマスの専焼設備として届出を行っている設備において一定の化石燃料を混焼する場合には、化石燃料の混焼分の発電電力量のみを活動量にカウントすることが適當ではないか。

※非化石燃料は例えば、水素・アンモニア、バイオマス、廃棄物等。

※なお、CCSの取扱いについては、貯留量の算定方法等が定まっていないことから、発電分野以外も含め、将来的に検討。

継続論点②沖縄エリアの対応

継続論点②沖縄エリアの対応（1）

- 第3回WGにおいて、沖縄エリアについては、小規模単独系統であるという沖縄特有の事情を踏まえた対応を検討をすることと整理した。

第2回WGでの議論

- 全国と同じBMを適用することは難しいと理解。沖縄を特別扱いする必要はあるが、地域でというよりは、規模感でグループ分けするのがいいではないか。
- 沖縄は系統が切り離されており、大型で効率が良いものを使う選択肢がないというのが重要な要素。沖縄本島は制度から除外できなくとも一定の補正が必要。
- 沖縄の配慮が必要な一番の理由は、電力の安定供給のための周波数や電圧の維持。個別の発電機のみならず沖縄エリアの電力システムとしての配慮が重要。送配電網や環境も安定供給の上では重要な役割。
- 沖縄は、そもそもETSの枠から外した方がシンプルで楽かという気もするが、外すのが難しいというのもあるので、発電BMで算定式を別で用意するということになるか。

継続論点②沖縄エリアの対応（2）

- 沖縄エリアにおける発電事業は、小規模独立系統である等の事情によって、他エリアとは異なる事業環境に置かれている。例えば、再エネ、原子力等の脱炭素電源の適地が限られているため、火力発電への依存度が高いことや、他エリアに比べて需要規模が小さいため、火力発電の基数が限られており、電源の入れ替えがより固定的であるといった特殊性がある。
- また、発電事業の場合は、系統で接続された範囲への供給に限定されるため、広域融通外となる沖縄においては、他の事業者による電気の代替供給が困難となる。（この点、製造業においては輸送による供給が可能であり、事情が異なる。）
- こういった特殊性を踏まえ、（本WGで今回決定することとされている）2030年度までの沖縄エリアに設置されている火力発電に適用するBM水準は、同エリアにおける2023年度及び2024年度の燃種別の排出原単位の平均値を用いて燃種別BM水準を、各燃種別BM水準を同エリアの発電比率で加重平均して全火力BM水準を算出し、通常の発電BMと同じ式で割り当てることとしてはどうか。
- 他方、2050年カーボンニュートラルに向けては、沖縄エリアでの脱炭素化も重要。例えば、沖縄電力では、2050年CO2排出ネットゼロの実現に向けロードマップを策定し、2050年CNに向けて、再エネ主力化、火力電源のCO2排出削減に取り組んでいるところ。
- そのため、2030年度以降の割当方法については、定期的に、審議会等で沖縄電力の「移行計画」をモニタリングし、沖縄エリアにおける発電事業の脱炭素化の取組の進捗を確認した上で、全体のBM水準の見直しの議論を行うタイミングに合わせて、見直しを検討することとしてはどうか。

【参考】沖縄エリアの特殊性について

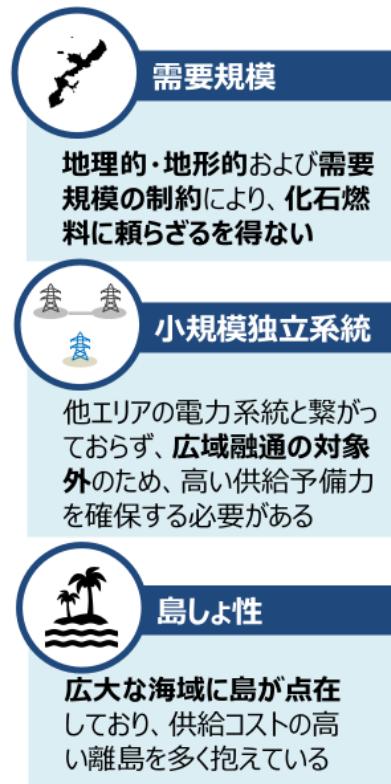
第2回発電BMW (2025年9月12日)
資料4 電気事業連合会説明資料より抜粋

沖縄エリアの特殊性について

13

- 離島県である沖縄エリアは構造的不利性を有しているが、その様な中にあっても電気料金を適正な水準に維持すべく、沖縄振興特別措置法に基づく配慮が措置されている。（石炭・LNGの石油石炭税の免税等）
- 電力市場においても、広域融通外のため電気の融通が起こり得ない状況にあることや、電源構成、供給力の在り方が異なる等の制約を踏まえ、9エリアと切り離された電力取引を行っている。

沖縄の構造的不利性



沖縄エリアの事業環境（9エリアとの差異）

- 電源構成の9割を占める火力で供給力を確保（本土火力比の2倍）
※CPにおける需要家のkWh当たり負担感約2倍
※原子力・水力の導入不可、再エネ導入の伸びは限定的
※LNG火力偏重不可
- 特段の支援なし
再エネ：FIT立地として不利 ※水力・地熱導入不可、風車・PV（台風対応、土地制約）、系統制約、輸送コストなどのため
原子力：無（本土：次世代革新炉、長期脱炭素AU等）
火力：無（本土：長期脱炭素AU等）
水素・アンモニア：無 ※スケールメリットが無く政策優先度低
- 火力電源数が限られるため、全ユニットが需給調整に参加（部分負荷運転、日間起動停止、週間起動停止）。CO2原単位悪化
- LNGも軽負荷期（夏以外）に稼働台数が制約されており（複数ユニットで出力分散）、調整力運用の影響を大きく受けた電源構成となる。
- 火力電源数が限られるため、約10年周期で発電所を開発
→CO2削減の経路が離散的となる。線形は不可
→技術のロックインが生じやすい
→1台のトラブルによる影響が大きく成熟した発電技術の導入が望ましい
→CP回避を意図した退場判断が不可（安定供給確保への影響大）
- 系統規模の観点から効率に優れる大規模機の開発不可
→石炭機はSub-C、LNGは20万kW級が導入可能な最高効率

【参考】沖縄電力 ロードマップ[®]

2050 CO2排出ネットゼロに向けた取り組み ロードマップ Ver.1 (2022.10)



※ 必要技術の確立と経済性の成立の両立が条件となります。条件の成立に向けても鋭意検討に取り組んでいきます。また、先進技術の開発ならびに導入には政策的・財政的支援が必要となります。

移行計画における記載事項

- 排出量取引制度の導入による投資効果を高める観点から、移行計画においては、具体的な投資計画等について毎年度提出を求め、これを公表することとしてはどうか。
- また、密接関係者と一体として届出を行うものや、GX関連の研究開発状況を踏まえた割当てを受けようとする事業者については、これらの措置の要件の一部として、移行計画に必要な事項を記載することを求めるこことする。

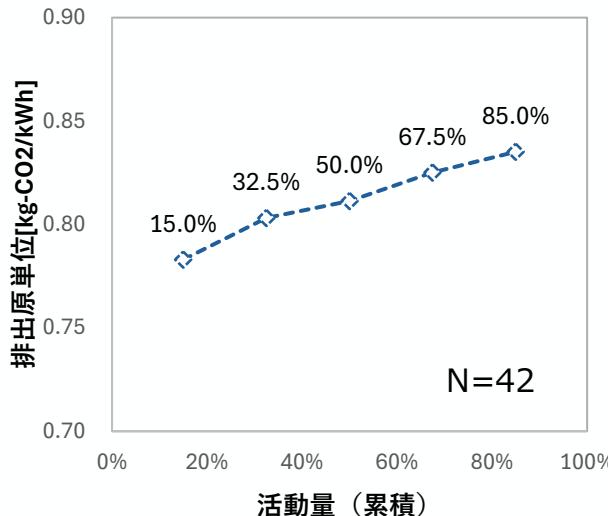
	項目	公表／非公表	【参考】 GXリーグで公表を 求めている関連事項
1. 2026~2030年の 排出量の見込み(目標)	① 直接排出 ② 間接排出 ③ 合計	○ ※2030年度の値のみ	2025・2030年度 目標を設定・公表
2. 排出実績	① 直接排出 ② 間接排出 ③ 合計	○	毎年度の実績を公表
3. 設備投資計画・実績	① 実施する削減対策 ② 該当する工場等 ③ 時期 ④ 脱炭素効果 (t-CO2/年)	✗ ※提出のみ。	—
4. 研究開発投資の状況 ※追加割当を受ける場合のみ記載。	① GX関連特許の出願情報 (出願番号等) ・GI基金PJ実施状況 ② 4. ①に該当する技術のGX技術区分 ③ 4. ①に関連する研究開発費の総額	○	イノベーション投資の 状況等を公表
5. その他の取組	① CN実現に向けた戦略等が記載された各社の公表文書 (中期経営計画等) ※ 研究開発に係る追加割当を受ける場合には、4. ②の技術区分に関する研究開発等の取組状況を記載。また、密接関係者と共同で届出を行う場合には、上記公表文書の対象となる組織境界に当該密接関係者を含める。	○	トランジション戦略を 公表

具体的水準

ベンチマーク指標の分布

数値は暫定値

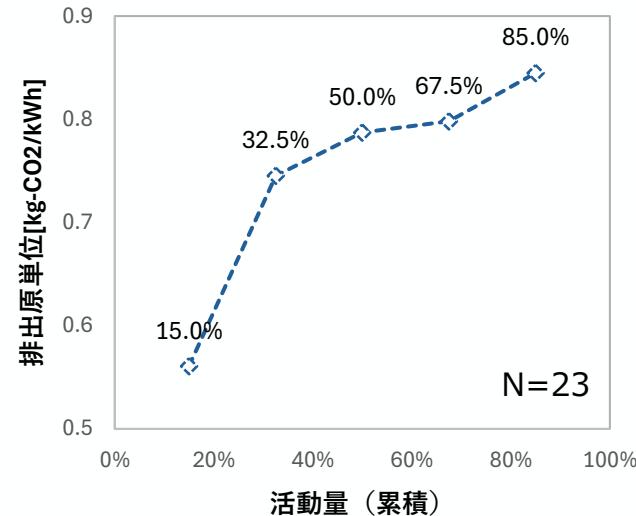
石炭



LNG



石油等



備考

- 火力発電所を有する発電事業者（市区町村、広域組合を除く）に対して行った調査のうち、2023年度及び2024年度の発電電力量及びCO2排出量の数値を使用。
- 排出原単位はCO2排出量÷発電電力量（発電端）により算出。
- 「石炭」には、石炭、「LNG」には、LNG、都市ガス、「石油等」には、重油、軽油、灯油、その他燃料油の数値を計上。
- 全火力BMについては、高炉ガス、コークス炉ガス、その他ガス、その他化石燃料といった副生燃料の数値も石油等に加えて計上の上、燃種毎の発電比率（告示制定時点で把握できる最新の発電比率（2023年度、2024年度を想定））により算出する。

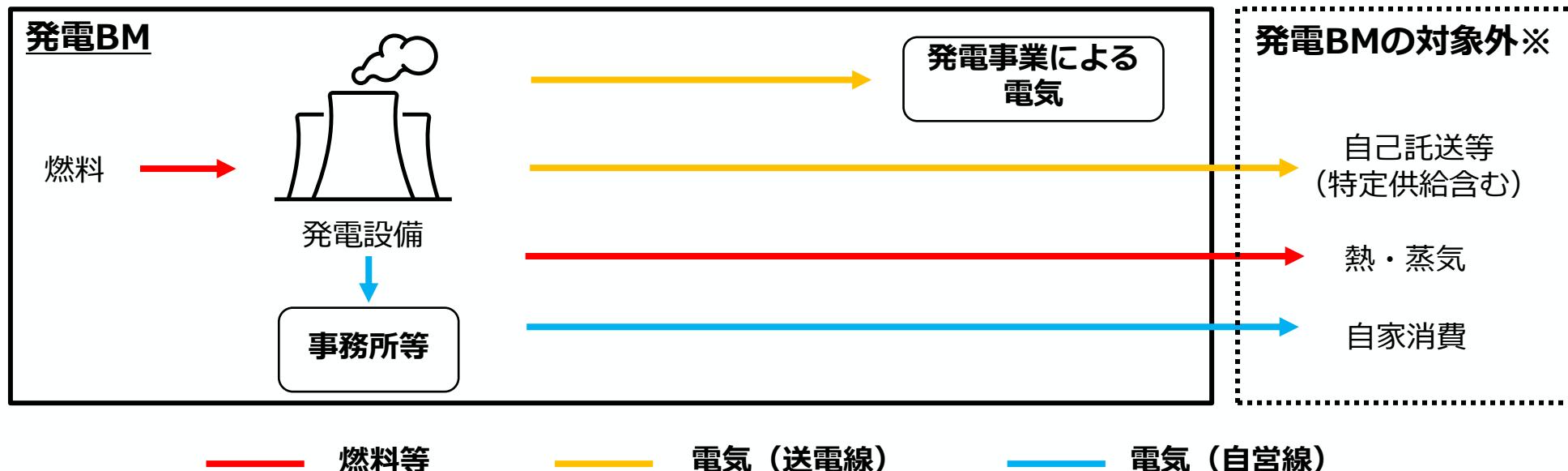
參考資料

発電BM策定の基本的な考え方

- 排出量取引制度を含む成長志向型カーボンプライシング構想は、2050年カーボンニュートラル（CN）の実現に向けた構想。委員からは、2050年CNの観点からはCO2を排出する火力発電のみならず、再エネ、原子力等も含めた全電源を念頭においた制度設計とすることが整合的であるとのご指摘があった。
- この点、2033年度からは、燃種・発電種別にかかわらず、発電事業者のCO2排出量の一部に対する有償オーケションが義務づけられる第3フェーズが開始される予定。第3フェーズ開始後は、CO2を排出することそのものに負担が課され、再エネ、原子力等の脱炭素電源による発電にインセンティブが働くことになるとを考えると、中長期的には、全電源を考慮した制度運用が想定されており、ご指摘と整合性のある制度設計となっている。
- 一方で、委員からは、制度開始当初については、足元の必要な供給力確保が重要であること、発電所の建設や火力発電の脱炭素化には一定の時間を要すること、これまでの取組との整合性等も考慮し、急激な事業環境の変化を避けながら、一定の時間をかけて火力発電のCO2排出量の削減を求めるようなBM水準の策定が重要ではないかとの御意見もいただいているところ。
- これらの御意見を踏まえ、第2フェーズにおいては、CO2排出源である火力発電に着目したベンチマークを定めることとし、①制度開始当初3年間は、燃種別のベンチマークを用い、②その後、徐々に、燃種別水準と全火力水準をミックスして全火力水準へとベンチマークを近づけ、③第3フェーズが開始する2033年度には全火力水準までベンチマークの水準を引き下げていくという基本的な考え方の下、具体的なベンチマークの設定を行っていくこととしてはどうか。
- こうした考え方により、急激な事業環境の変化を避けつつ、2050年に向け段階的に制度の強度を強めることで、エネルギーの安定供給の確保を大前提に、着実に2050年カーボンニュートラルの実現に向けた取組を進めていく。
- その際、燃種別ベンチマークの区分は、省エネ法ベンチマークを参考に、①石炭、②可燃性天然ガス及び都市ガス、③石油その他の燃料の3区分としてはどうか。

論点②発電BMの対象範囲（バウンダリー）

- 発電BMの対象範囲（バウンダリー）は、発電事業による発電電力量及びCO2排出量としてはどうか。自営線を通じた自家消費※分及び自己託送分（特定供給含む）は発電BMの対象外としてはどうか。
- 自家消費の定義については、発受電月報における自家消費の定義（所内電力量ではない自己の消費に供する電力量）を引用しつつ、製造BMの対象範囲と整合するよう検討。



※自社の製造BM対象プロセスにおいて使用する電力や熱・蒸気に係る排出は製造BM、その他はGFによって割り当て。

論点⑤割当量の算定式（案）

$$\text{割当量} = \text{基準活動量} \times \text{目指すべき原単位（発電BM水準）}$$

$$\text{発電BM水準} = \text{全火力BM水準} * a\% + \text{燃種別BM水準} * (100 - a)\%$$

全火力BM水準：燃種毎の発電比率※による**燃種別BM水準**の加重平均

※現時点で把握できる最新の発電比率を用いて算定

燃種別BM水準：発電事業者の燃種別BM指標の上位○%

基準活動量：発電電力量※の2023年度～2025年度の平均

※全火力BM水準に対しては火力の発電電力量、燃種BM水準に対しては燃種毎の発電電力量

※非化石燃料を混焼している場合は、発電効率の低下に対する一定の補正を行う

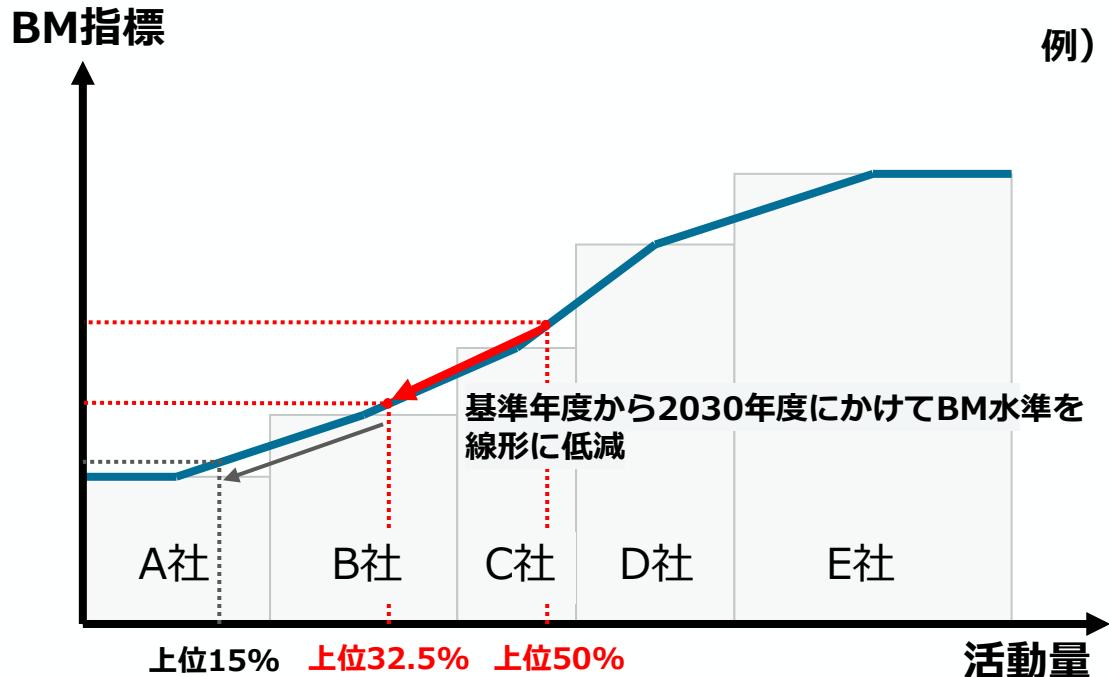
年度	2026	2027	2028	2029	2030
a	0	0	0	20	40

燃種別BM指標：石炭、LNG、石油等について、発電事業による燃種毎の直接排出量を燃種毎の発電電力量でそれぞれ除したもの

$$\text{燃種別BM指標} = \frac{\text{発電事業による直接排出量（燃種）}}{\text{発電電力量（燃種）}}$$

業種毎のBM水準の考え方

- 省エネ法等の取組を踏まえると、ある時点のトップランナー水準（上位15%程度）に業種全体として到達するまでには、10年程度を要する。
- 基準年度における標準的な排出原単位を上位50%水準とすると、5年後の2030年度時点のBM水準は、上位15%と50%の中間である上位32.5%とすることが妥当ではないか。
- なお、2030年度より前の各年度のBM水準については、基準年度（上位50%）と2030年度（上位32.5%）を線形補完して算出する。



例) 上位50% : 1.50t-CO₂/t、上位32.5% : 1.20t-CO₂/tの場合

年度	ベンチマーク水準 t-CO ₂ /t-製品
基準年度	1.50 (上位50%相当)
2026年度	1.44
2027年度	1.38
2028年度	1.32
2029年度	1.26
2030年度	1.20 (上位32.5%相当)

※ 業種毎の上位〇%水準は、事業者数ベースのパーセンタイル値ではなく、活動量による重みづけを行って算出。