

2050年カーボンニュートラルに向けた長期戦略と  
2030年46%削減を実現する「エネルギー基本計画」が必要である

第10回再生可能エネルギー規制総点検タスクフォースの意見へのRITEからの解説への返答  
(構成員提出資料)

令和3年6月28日  
再生可能エネルギー規制総点検タスクフォース  
大林ミカ、川本明、高橋洋、原英史

2021年6月3日に開催された第10回タスクフォース(TF)において、本TFメンバーは、意見書「2050年カーボンニュートラルに向けた長期戦略と2030年46%削減を実現する「エネルギー基本計画」が必要である」(TF意見書)を公表した。その後、TF意見書に対し、6月11日に、公益団法人地球環境産業技術研究機構(RITE)より「RITEの2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析への内閣府再生可能エネルギータスクフォースの指摘事項に対する解説」(RITE解説)をいただいた。今回、明らかになっていなかったいくつかの事柄についてRITEの解説がなされたことと、こうした形で公開されたことを歓迎したい。

しかしながら、TF意見書を誤解、あるいは指摘を理解していないと見られる記述があるため、「RITE解説」へのTFよりの回答を行う。

関係文書：

2021年5月13日 総合資源エネルギー調査会 第43回基本政策分科会

資料2 RITE：「2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析(中間報告)」

[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/2021/043/043\\_005.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/043_005.pdf)

2021年6月3日 第10回再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース

資料3-1 「2050年カーボンニュートラルに向けた長期戦略と2030年46%削減を実現する「エネルギー基本計画」が必要である」

<https://www8.cao.go.jp/kisei-kaikaku/kisei/conference/energy/20210603/210603energy04.pdf>

資料3-1 別紙参考資料集

<https://www8.cao.go.jp/kisei-kaikaku/kisei/conference/energy/20210603/210603energy05.pdf>

2021年6月11日 総合資源エネルギー調査会に提供の2050年カーボンニュートラル分析の追加情報および解説

「RITEの2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析への内閣府再生可能エネルギータスクフォースの指摘事項に対する解説」

<https://www.rite.or.jp/system/global-warming-ouyou/download-data/202106commentaryonretf.pdf>

1. まず始めに、RITE解説が、TF意見書について、<「限界費用」と「平均費用」を混同した誤解やモデルの理解不足に基づくものである>と結論づけていることは誤解である。TF意見書では、「53.4円/kWhという数値は、太陽光も風力もほとんど発電しないような稀な気象条件(曇天・無風期間)を想定した限界費用であり、発電電力の平均費用ではないとみられる」と記載しており、限界費用を発電コストとしていることは認識している。しかしながら、後述するように、限界費用で価格形成される電力市場を分析するのであれば、概念図だけではなく、具体的にどのような市場および需給構造を想定されているのかが明確にされていないことは不透明である。

わたしたちは、試算条件の詳細が明らかにされないまま結果のみが提示されていること、また誤ったメッセージを与えたまま国のエネルギー政策の行方が議論されようとしていることに大きな懸念を抱いている。実際に、各種のメディア報道、当該審議会委員の外部講演でのコメントなど、根拠なく「再エネは高すぎて現実的ではない」と喧伝されており、波紋をよんでいる。こうした状況を助長しているかのように見える経済産業省の責任も大きい。

## 2. 二酸化炭素（CO2）の海外輸出について：

### 【RITE 解説】

RITE の基本政策分科会資料のモデル分析では、提示したモデル前提条件の下で、2050 年カーボンニュートラルを実現できる最も費用効率的な対策を提示したものである。非電力の対策は、電力以上に対策が難しく対策費用を要するものであり、そのため、DAC を含め回収した CO2 を海外に輸送しても費用効率的と示されたものである。なお、ブルー水素（もしくはブルーアンモニア）を輸入することは CO2 の燃焼前回収・貯留にあたるので、燃焼後の回収 CO2 を海外に輸送し貯留することも、輸送手段が異なるものの、大きな視点では原理上差異はない。大量の CO2 の海外輸送が容易にできると考えているわけではないが、費用効率的な可能性があるオプションの評価を恣意的に除外することは、透明性のある科学的な評価に反するものと考えられる。

### 【TF 回答】

RITE のモデル分析において、「非電力の対策は、電力以上に対策が難しく対策費用を要する」ため、化石燃料を利用し続けて、CO2 を貯留するまたは DAC など回収して海外輸出をすることが、費用効率的と示されたことは理解した。CO2 を海外へ輸出し、そこで CCS を行うことと、海外において CCS を伴い発生させたブルー水素を輸入することについては、エネルギー利用の観点から原理上差異がないとの点も理解する。

しかし、まず、当 TF でも縷々指摘をしているとおり、現在の国際的なエネルギー政策の流れは、

1. 再生可能エネルギーによる電力の脱炭素化を進め、
2. さらに再エネ脱炭素化電力による非電力分野の電化を進め（セクターインタグレーション）、
3. その途上で、高温の産業需要、船舶や航空などの重交通など電化の難しい部分については、再エネ脱炭素化電力から製造した水素や合成燃料を利用していき、  
というものである。

つまりは水素を輸入するとしても、再生可能エネルギーで製造された水素や合成燃料を利用することが大きな方向性となっており、それが、「エネルギー効率的に高価な」エネルギーである水素を利用する際の鉄則である。再生可能エネルギー100%で電力を賄う際に、水素のキャリアとしての役割（需要側の柔軟性）を十分に発揮させることが重要である。

その他にも今回の RITE のシナリオでは、実際は電力のみを 100%再エネと設定し、他のセクターでは引き続き化石燃料をふんだんに使い続ける内容となっており、本質的な「再エネ 100%ケース」ではない（「参考シナリオ」含む7つのシナリオすべてにおいてそうした設定である）。

また、「費用効率的である」という説明について、現実的な想定なのかどうか懸念がある。「TF 意見書」でも指摘をしているが、経済産業省は現在の CCS 付き火力の発電コストを 16~18 円/kWh と推計し、将来 13~15 円/kWh まで削減することを目標としている（今回の RITE の試算では 13~16 円を想定）。しかし、すでに日本でも 2020 年に太陽光発電の入札価格として 10 円/kWh が登場しており、この価格に比べても十分高い（そもそもなぜ RITE の「再エネ 100%電力ケース」に、再エネがコスト低減する前提がおかれていないのか理解に苦しむ。再エネコストの低減を前提とする「再エネイノベーションシナリオ」においても、低減レベルが十分ではない。別途記載）。

さらに、CCS 付き火力発電であっても、回収装置がすべての CO2 排出を回収することはできない。IEA は、CCS 付き火力発電からも約 100-140g/kWh の CO2 が排出されるとしている。

アジアを含めた世界全体が脱炭素へ向かう方法を確認しているのに、発電量の 3 割におよぶ CCS 付き火力と産業部門における化石燃料利用と CCS を想定し、毎年 2 億トン以上の CO2 を海外に輸出することを想定するシナリオは、日本が目指すべき「2050年 CO2実質排出ゼロ」を分析したものとは言いがたい。

## 3. モデル分析について

### 【RITE 解説】

2050 年カーボンニュートラルを最も費用効率的に実現する手段を系統的に評価しているものであり、特定の技術に偏った対策は、却ってカーボンニュートラルの実現を困難にする可能性がある。IEA のシナリオは、地域分割した評価はしていると考えられるものの、世界を対象に欧州の視点が強い形で分析されているものと考えている。今回の RITE のモデル分析においては、再エネのポテンシャル・コ

ストや系統対策費用など、日本固有の事情をより良く分析することに留意して分析をしている。当然ながら、モデルの前提条件の想定によっては IEA の分析も RITE の分析も差異が生じるものであり、単純な予測をしているものではない。前提条件を踏まえ、それぞれのシナリオにおいて乗り越えなければならない課題を認識することが重要と考えられる。

**【TF 回答】**

シミュレーションの目的が、シナリオにおいて乗り越えなければならない課題を認識することであり、予測することそのものが目的でないことについては同じ認識である。しかし、前述のように、今回の RITE による分析結果は、世界で議論されているカーボンニュートラル社会のイメージ、具体的には変動型再生可能エネルギー電源が供給の太宗を占めるとされる形と大きく乖離していることに懸念がある。ここ 10 年で世界のエネルギー転換は驚くべき進化を遂げており、それは再エネのコスト低下だけではなく、高圧直流送電や電力市場のデジタル化など多岐にわたる。こうした進歩が、十分にシナリオに反映されていない。

TF 意見書でも指摘をしているとおり、諸外国で議論されている脱炭素政策と逆行するかのような政策がとられること、日本の電力コストをさらに下げられる余地があったのにも関わらず、今の政策決定によって、将来の可能性を失うことを危惧している。

**4. 「再エネ 53.4 円/kWh」への 5 つの疑問について**

**(1) 実勢やエネ庁推計すら上回る再エネ自体のコスト設定**

**【RITE コメント】**

まず、目標値と見直しには差異がある。その上で、この指摘で比べるべき数字は、ストックの数字ではなく、フローのコストである。RITE の 5 月 13 日の基本政策分科会資料の付録に記載のように、太陽光発電のフローとしてのコスト想定は、再エネイノベケースでは、2030 年に 6~9 円/kWh 程度を想定しており、政府のコスト目標の 2025 年 7 円は、本分析の再エネイノベケースでは 2030 年 6 円/kWh と比較すべき数字と考えられ、ほぼ整合的であり大きな差異はない。

**【TF 回答】**

フローのコストであることは理解している。その上で、「再エネイノベケース」において、「2030 年で 6-9 円/kWh 程度が設定されている」のは、昨年 2020 年にはすでに日本でも 10 円/kWh の入札価格が登場しているなど、現在のコスト下落傾向を考えれば十分ではない。この数値は、むしろデフォルトの数値として「参考シナリオ」に設定されるべきである。また、大幅な拡大を見込む「再エネ 100%電力」ケースにおいても、「再エネイノベケース」と同じく、より野心的な数値が前提とされるべきである（今の「再エネ 100%電力」ケースでは 10-17 円/kWh とされている）。IRENA が 2021 年 6 月に公表したコストレポートによれば、他国に比較して依然として日本の再エネコストは高いが、それでも、大型太陽光の導入コストは過去 10 年間で 81%下がっている。

**(2) 再エネ供給可能量を過少に設定することや、セクターインタグレーションなど多様な再エネの利用のあり方を考慮しないことの疑問**

**【RITE コメント】**

太陽光と風力の発電ポテンシャルは、GIS により推計しており太陽光と風力だけで現在の日本の全電力需要を上回るようなポテンシャルをモデル前提条件として想定している。その上で、経済合理的なエネルギーシステムをモデル最適化結果として求めているものであり、「予め太陽光と風力の発電電力量に上限」を設けるような設定はしてない。コスト最小化の結果として、再エネの比率がモデル計算により内生的に決まっている。また、「交通の電化にみられるようなセクターインタグレーションを拡大し、再エネから製造した水素や合成燃料も利用」するオプションもモデルでは考慮しており、実際にそのような結果が見られる。ただ、海外と国内の再エネのコスト差により、水素・アンモニアや合成燃料は海外製造を多く利用した方が全体費用を小さくできる、ということがモデルの計算結果として示されている。再エネタスクフォースのご指摘は当たらない。

### 【TF 回答】

コスト最小化の結果として、再エネの比率がモデル計算により内生的に決まっている点については TF でも理解している。その上で、1. GIS で計算された再エネポテンシャル、2. 内生的に決定された電力のデュレーションカーブ、の2点が公開されれば、さらに議論が深まると考える。

・RITE 分析における再エネポテンシャル量の設定値、シナリオ毎の電力デュレーションカーブ（計算結果）の開示を求めるものである。

また、前述のとおり、セクターインタグレーションについては、TF の考える国際的に議論されているセクターインタグレーションとは方向性が逆であるため、丁寧な説明が必要と考える。

### (3) 既存の研究に比べても、異様に高い統合費用推計の謎

#### 【RITE コメント】

本指摘内容については、別途 RITE が公表した「RITE の 2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析への IGES の指摘事項に対する解説」に詳細を記載しているので、そちらを参照されたいが、本指摘は、「平均費用」と「限界費用」を混同した議論である。基本政策分科会資料でも明記しているように、RITE の推計値は「限界費用」であり、「昨年 12 月 14 日に開催された基本政策分科会に日本エネルギー経済研究所が報告」されている推計値は「平均費用」であり、費用概念が異なっている。

電力の限界費用は、その状態（例えば再エネ 100%で電力が供給されている状態）において、1 kWh の電気を更に調達しようとするときに必要となる費用である。一方、電気料金は、従来、総括原価方式の下で、平均費用で形成されてきた。よって、平均費用の方が馴染み深いことは理解できる。しかし、電力自由化の下で、市場システムが導入されてきており、電力においても他の財同様に、限界費用での価格形成も進む可能性があり、限界費用での把握は重要と考えられる。

#### 【TF 回答】

TF 意見書では、RITE が示した計算結果が限界費用である可能性を認識し、その旨を記載しており、RITE 解説が、TF 意見書について、<「限界費用」と「平均費用」を混同した誤解やモデルの理解不足に基づくものである>と結論づけていることは誤解である。また、「電力自由化の下で、市場システムが導入されてきており、今後の電力においても他の財同様に、限界費用での価格形成も進む可能性があり、限界費用での把握は重要と考えられる」という RITE の指摘について、短期限界費用を主な価格シグナルとする市場設計が行われてきた点も承知しており、また、限界費用の把握が重要なことも同意するものである。

しかしながら、53.4 円/kWh の長期限界費用が電力コストとなる市場設計とはどのような市場なのか、当 TF メンバーには具体的な想像が難しい。それは、例えば、集中型容量市場のような形で、年間電力量が一括して取引されるような市場設計をイメージされているのか、そうであれば、電源別の長期限界費用を示して頂き、53.4 円/kWh を決定した電源が何か、その電源のコスト削減に向けたイノベーションはどうあるべきかなどの議論を深めていくことが肝要であると考えられる。

加えて、冒頭と繰り返しになるが、具体的には、RITE の「再エネ 100%」シナリオの 53.4 円/kWh は、長期限界費用であり、平均費用では 22 円/kWh 程度とされている。限界費用と平均費用には 1kWh あたり 30 円の差があるため、年間電力販売量を 1,000TWh とすると、毎年、発電事業全体では、約 30 兆円の利益が発生することになる。このような 53.4 円/kWh の値があたかも実際に発生する電力コストであるかのように焦点化し、「再エネ 100%」シナリオが不可能であるかのような印象を与えていることの問題を問うている。

・こうしたことから、RITE 分析におけるシナリオ毎の長期限界費用曲線（計算結果）の開示を求めるものである。

### (4) 「曇天・無風期間」想定の不透明さと対応策への疑問

#### 【RITE コメント】

今回の日本エネルギー経済研究所のモデル分析では、曇天無風期間において VRE が発電せずに不足する電力量を、事前に蓄電池などのリソースにより満たすべき kWh を確保しておくために、必要となる蓄

電池リソースを導入している（参考値のケースで 870GWh、再エネ 100%ケースで 3980GWh 程度）。なお、今回の分析では曇天無風期間が完全予見の下（先にいつ曇天無風期間があるかがわかっているとの仮定）でモデル計算を行っている。現実にはいつ、どの程度の期間、起こるかかわからないため、リスク回避的に対応する必要があると考えられ、今回のモデル分析結果よりもバックアップコストはさらに増大する可能性もあると考えられる。

また、ダイヤモンドレスポンス（DR）や水素製造、合成燃料製造は既に現在の分析において織り込まれている。ただし、国際送電については想定していない。更なる DR や EV の活用などによりコスト低減の可能性もあるが、コスト想定次第であり、こうした要素を織り込んだ分析には、透明性のある前提条件の説明が必要と考えている。また、こういったバックアップシステムの導入に際しては、当然ながら電源導入と同様に乗り越えるべき課題が存在する点に留意が必要である。いずれにしても、需要側の対策については、更に検討を深めていきたい。

#### 【TF 回答】

曇天無風期間について、日本エネルギー経済研究所のモデル分析により、システム統合費用の観点から必要蓄電池量等について議論したものであることの追加説明があった（「再エネ 100%電力ケース」で 3980GWh）。RITE コメントにもあるが、本 TF は、変動型再生可能エネルギーを主な電力供給源とするカーボンニュートラル社会では、再エネにより脱炭素化された電力が、運輸や産業・熱部分もセクターインタグレーションにより脱炭素化し、そこでは、蓄電池、VtoG、DR、再エネ電力による水素や合成燃料製造など、多様な「需要側の柔軟性」が重要となると考えている。この点については、RITE のさらなる検討・検証を期待したい。

なお、国際送電について、費用効率的な可能性があるオプションの評価を恣意的に除外することは、透明性のある科学的な評価に反するものと考える。

#### (5) モデルについての疑問

##### 【RITE コメント】

日本エネルギー経済研究所の電力需給モデルにおいて発電量プロファイルごとの統合費用を算出し、電力の需給バランスについては RITE DNE21+モデルにおいて評価している。RITE モデルにおいては国内は 1 地域区分であり、また電力需給についても 1 年を 4 時間帯のみの分割としており、詳細ではない。これは、むしろ再エネに対して現実よりも楽観的な結果を示しやすくなっており、ご指摘の意図とは真逆の傾向がある。

今回の分析ではそのような DNE21+の再エネが楽観的な推計になりやすいモデル特性を補うため、日本国内を地域分割し、日本国内の地域間連系線制約を考慮したり、より細かい時間解像度で分析しているモデルによって統合費用を算定し、それを DNE21+で利用することで、より現実に近い評価としたものである。なお、日本エネルギー経済研究所のモデルも、太陽光や風力の発電電力量や電力需要を完全予見の下（時間帯によって電力供給、需要ともに不確実性がなく予測どおりとなると想定）で解いており、この点においては、むしろ、再エネに対して、現実の状況よりも楽観的な結果を示しているとも考えられる。

##### 【TF 回答】

RITE モデルにおいて、国内 1 地域、年間を 4 つの時間帯に分割し、それを補う意味で日本エネルギー経済研究所の電力需給モデルにおいて発電量プロファイルを用いて統合費用を求め、それを RITE モデルに組み込んだことについて、さらに理解が深まった。また、日本エネルギー経済研究所の電力需給モデルでは蓄電池や水素発電なども考慮、また、DR については RITE モデルの総費用最小化計算においても考慮されていると考える。

しかし、本来であれば、RITE モデルにおいて発電量プロファイルを組み込み、系統統合費用を別途加えることなくシミュレーションを実施することが、今回のようなエネルギーシナリオの発電コストを議論する際に、より説得力のある結果を示すことができるのではないかと考える。つまり、変動型再生可能エネルギーが大宗を占め、需要側のさまざまな柔軟性も発揮されるケースにおいては、年間 8760 時間について、1 時間ごとの太陽光発電、風力発電を含む発電量と需要の変動をシミュレーションすることが必須である。その場合、時間毎（あるいは 30 分毎）に電力価格が発生することになり、価格は、一時的に高い時であれば非常に安価になる時もあり、市場制度がその変動を補う姿をシミュレートするのが

モデルの役割である。年間を4つの電力需要に分割する設定では代表できない。RITEのDNE21+が電力市場取引と言うよりも世界全体の燃料貿易を含めたシミュレーションモデルであることを考慮すれば、こうしたモデルの特長は十分理解できる。しかし、現在すでに前日スポット市場に見られる、再エネの拡大によりほぼ0円の卸電力価格が頻発するような変動型再生可能エネルギーが大宗を占める社会について議論を行うのであれば、RITEのDNE21+の結果のみではなく、幅広いシミュレーション結果を参考に議論することも必要ではないかと考える。

・RITEにおかれては、RITEモデルが想定するカーボンニュートラル社会の電力供給の在り方を、政府審議会やマスコミ、市民に広く示すため、シナリオ毎の電力デュレーションカーブおよび長期限界費用曲線を開示されることを求めるものである。

## 5. おわりに

本TFは一連の議論を通じ、カーボンニュートラル社会がどのようなものなのか、人びとの理解がより深まるよう、尽力していきたいと考えている。

また、さまざまなオプションが審議会等の場で検証・検討され、国際的にも遜色のないエネルギー政策が実現されることを望んでいる。