

システム統合の一部を考慮した電源別コスト の試算の考え方

2024年11月29日

東京大学生産技術研究所 荻本和彦

立命館アジア太平洋大学/日本エネルギー経済研究所 松尾雄司

検討の目的

- **均等化費用（LCOE）**により算出される電源コストは、電源ごとの固有の費用に基づいて、資本費や燃料費といった電源のコスト構造の比較に使用することができる。LCOEは、理解しやすい反面、それによる表現には限界がある。
- 具体的には、各電源から生産される電力が、需要に対してどのように有効に使われるかは、電力システムの構成や地理的・時間的な需要の構造に依拠するが、LCOEはそういった電力需給の変化に伴うコストを考慮することができない。
- また、現実的に、すでに電力システムは存在しており、今後の電源構成を検討していくにあたって、ゼロからの設備形成を想定するわけではないため、ある電源を導入した際に、電力システム全体として追加的にかかるコストも評価していく必要がある。

本検討で取扱う、

- **システム統合の一部を考慮した電源別コスト（LCOE*）**では、ある電力システムの構成に対し各種の電源を一定量（限界的に）増加させたとき、電力システム全体で変化する費用をとらえ、これを当該電力を増加させた正味の発電電力量で除した費用を、当該電源の追加によって発生するコストと定義することができる。
- 本検討では、電力需給解析を用いてLCOE*を計算する。すなわち、一定の条件のもとで、ある電源を電力システムに受け入れるための費用を含めた電源コストを評価する。
- この評価によって、例えば、現状の電力システムの構成に、さらに太陽光を追加した場合に発生する、火力の起動停止や揚水損失などのコスト、さらには各電源を電力システムに受け入れるための手法として一定程度社会実装することが想定される施策を反映した、電源別のコスト比較を行うことができる。

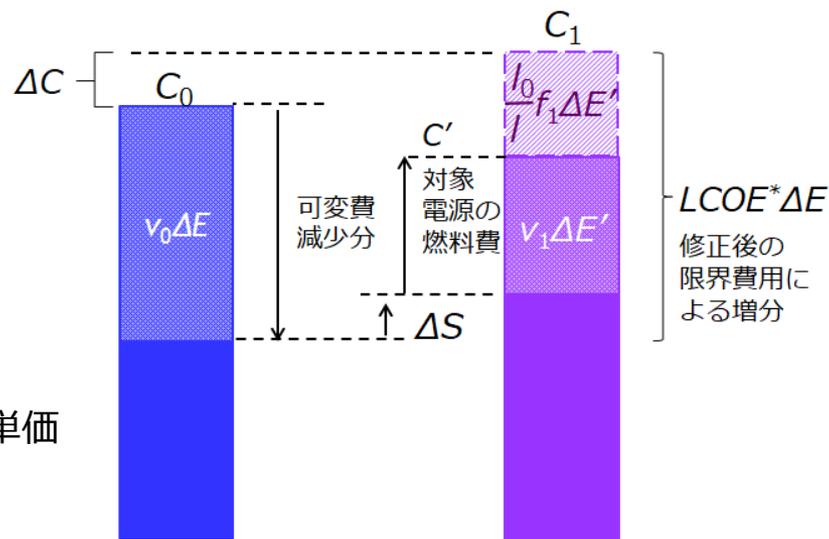
システム統合の一部を考慮した電源別コスト(LCOE*)の計算方法

出典：2021.9 発電コストWG報告書より一部変更

- 電力需給解析モデルでは、ある年の電力システムの構成における発電設備は既設分・計画分のみと想定し、電源追加前の資本費分は考慮せず、以下を計算する。
 - 追加前後の運用費用（下図 C_0 および C' ）
 - 追加電源による火力発電電力量の減少分（下図 ΔE ）
- C' に追加電源の資本費である $l_0/l f_1 \Delta E'$ を加え C_1 を算出する。
- 下図によるLCOE*の定義から、 $C_1 - LCOE^* \Delta E = C_0 - v_0 \Delta E$
- 追加電源の修正された限界費用LCOE*は両辺を ΔE で除して $(C_1 - C_0) / \Delta E + v_0$ で与えられる。

記号

- C_0, C_1 : ベースの運用費用、電源追加後の総費用
 C' : 電源追加後の運用費用
 $\Delta C (=C_1 - C_0)$: 電源追加による総費用の変化
 ΔS : システム安定化のためのディスパッチ等費用
 ΔE : 追加電源の有効な発電電力量
 (火力の発電電力量減少分)
 $\Delta E'$: 追加電源の本来の発電電力量
 v_0 : ベースの電力システム構成における限界運用費の単価
 f_1, v_1 : 追加電源の固定費・可変費の単価
 l : モデル計算時の追加電源の設備利用率
 l_0 : 均等化費用LCOE算出時の想定設備利用率
 LCOE : 均等化費用
 LCOE* : システム統合の一部を考慮した電源別コスト



燃料費がある場合の年間の総費用のイメージ
 (PV、風力の場合は、 $v_1 \Delta E'$ はゼロとなる)

解析条件

対象電源

- 事業用太陽光（PV）、陸上風力、着床式洋上風力、原子力
- LNG火力、脱炭素火力（CCS付火力等）
- 蓄電池と自然変動電源を併設したプラント

前提とする電力システム構成

- 一般送配電事業者の供給区域（エリア）ごとの2040年の電力システム構成に関する分析結果（※）を参考に、変動再エネの設備容量変化の影響を把握するための複数ケースを設定

※日本エネルギー経済研究所の電源構成モデル（コスト最小化モデル）

LCOE*試算の際の発電量微小追加の設定

- 発電設備容量を一定量増加させてLCOE*を試算
- PVと風力については、エリア分布に基づいて比例配分
- 原子力発電、火力発電については、各エリアの年間の需要電力量に比例

システム運用

- 火力・エネルギー貯蔵は経済負荷配分、原子力はマストラン、PVと風力は可変費ゼロのために火力に優先してディスパッチが行われる
- 連系線の運用容量の制約を考慮
- 調整力（一次～三次②）の確保を考慮

解析条件（続き）

解析条件

- 2019年度の需要曲線、PV・風力出力パターン（送配電会社公開データ）
- 2040年度を想定した電源容量データ
- 燃料費等：現在議論中の2024年発電コスト検証の諸元を使用
- 均等化費用LCOE：2024年発電コスト検証の2040年の諸元を使用（CO2対策費、政策経費含む）
- 調整力 必要量：現行の需給調整力市場での必要量、将来のシステム構成の変化等から推定
供給量：石炭火力、ガス火力、その他揚水、蓄電池など
- HP給湯機の沸き上げやEV充電による需要シフト（デマンドリスポンス）を想定

今回反映されていない要素

- 需要・再エネなど分散資源を活用した調整力
- 地内送配電網の損失と運用容量
- 各種資本費要素（連系線、送配電網増強、再エネバックアップ用電源、送配電網接続）

電力需給解析手法

MR（広域需給調整プログラム），株式会社J-POWERビジネスサービス

広域需給調整プログラムMR(Multi area Regulation Program)について

8760時間の電力需要と再生可能エネルギー発電出力に対して、需給および需給調整力の充足、連系線容量など電力系統運用上の制約を満たしメリットオーダーとなる費用最小化を行い、発電機の起動停止/負荷配分や揚水/蓄電の充放電スケジュール、連系線融通、再エネ出力制御等の運用をシミュレーションする。

＜入力データ＞

- 電力需要データ
- ユニット緒元
- 連系線容量
- 再エネ発電データ
- 燃料価格
- 調整力必要量
- など

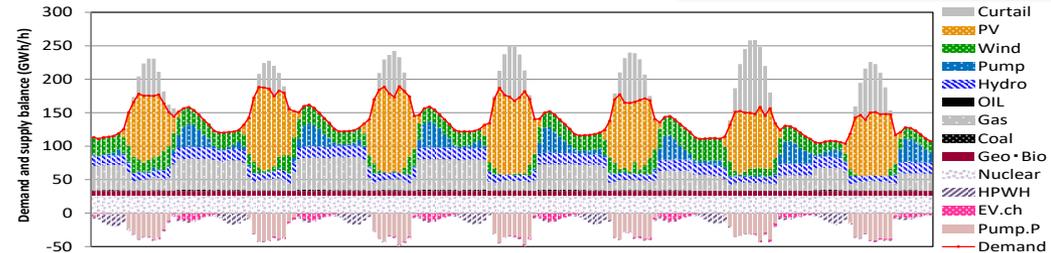
＜シミュレーション＞

- 目的関数：費用（燃料費+起動費+CO2対策費）最小化
- 制約条件：エリア需給バランス制約
 発電機出力上下限制約
 発電機起動停止（最低出力）制約
 需給調整力確保制約（一次～三次②5商品）
 連系線容量制約
 エネルギー貯蔵量制約
- など

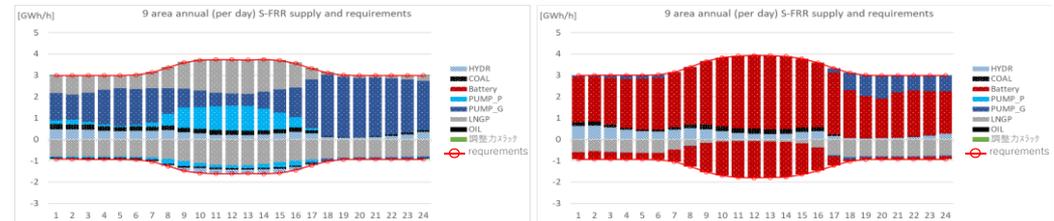
＜計算結果＞

- ユニット発電出力
- 燃料費
- 起動費
- 再エネ出力制御量
- 調整力供給
- 連系線融通
- CO2排出量
- など

- ✓ 連系線で接続された日本全国10エリアの電力需給を模擬
- ✓ 所与の電力需要・電源構成のもと、可変費（燃料費、起動費、CO2対策費）をコストとして最小費用の運用を解析。
- ✓ 負荷配分の決定において、各ユニットの起動費・最低運転電力、火力の低出力運転時の発電効率の低下を考慮可能。
- ✓ 複数の需給調整力や系統慣性を考慮可能。
- ✓ 連系線運用の決定において、連系線容量の範囲内でエネルギーと調整力の融通の配分を計算可能。
- ✓ 日本製の解析プログラム



a. 1週間の負荷配分



b. 二次調整力①の供給 (左/右:蓄電池供給無し/あり)

図:MRの解析結果イメージ