

システム統合を反映した電源別限界コストの試算

2021年8月3日

東京大学生産技術研究所
日本エネルギー経済研究所

荻本和彦
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、エネルギーミックスや地理的・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、

- **電源別限界コスト（LCOE*）**では、あるエネルギーミックス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電源別限界コスト（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、現状のエネルギーミックスに、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。

システムコスト・電源別限界費用から得られる示唆

※ システムコストを考慮した評価指標の多く（VALCOE, Enhanced levelized cost, System LCOE_HUE, 相対限界System LCOEなど）は、「電源別限界費用」の評価を試みるものと整理される。これらの指標の評価により、以下のような理解が得られる。

- 各電源のコスト（経済性）は単一の値によって示されるものではなく、**それが存在するエネルギーミックスの状況に応じて変化する**。
- ある電源の限界費用が他電源よりも低い場合にはその導入量を拡大させることが経済合理性をもち、高い場合には経済合理性を失う。換言すれば、「最適なエネルギーミックス」においては理論上、全ての電源の限界費用が同じ値をもつ。
- ある電源の導入量が小さい場合にはその限界費用は比較的安く、**導入量が大きくなるにつれて限界費用は上昇する**。特に、均衡点（＝最適なエネルギーミックスにおける導入量）を超えて導入を進めると限界費用が著しく上昇し得るため、**単一の電源に過度に依存するシナリオは多くの場合、総コストの上昇を招く**。
- 資源制約や社会的要因等によって導入が均衡点以前で抑えられている電源は、他電源よりも低い限界費用をもつ。逆に、政策的理由により均衡点を超えて導入が進められている電源は、他電源よりも高い限界費用をもつ。
- 電源別限界費用の評価は、建設費や運転維持費、最大設備利用率といったLCOEと共通する要素に依存する。このため、電源別限界費用の評価を行うためにも、**まずはLCOEを正確に評価することが重要**となる。

LCOEの限界を越える電源評価法「システム価値」

IEAの“System Integration of Renewables, An update on Best Practice”

(2017) (翻訳は、NEDOより公開中:https://www.nedo.go.jp/library/system_integration_of_renewables.html)

では、LCOEの限界とそれを越える方法について、次のように述べられている。

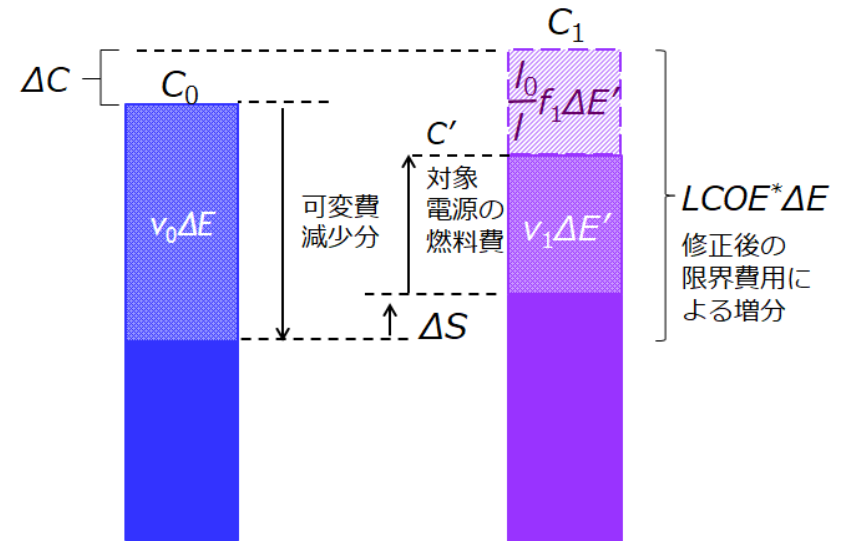
- LCOEを指標にすると、いつ、どこで、どのように発電したかが分からない。「いつ」は、達成可能な発電の時間的プロファイル、「どこで」は発電所の位置、「どのように」は発電技術の種別による電力システムとの関係を意味する。いつ、どこで、どのようにという点で各技術が異なる場合、**LCOEに基づく比較は十分でなく、誤解を招く可能性もある**。LCOEのみに基づく比較は異なる供給源から発電された電気が同じ価値を持つことを暗に仮定している。
- 電力の価値は、いつ、どこで発電されるかによって決まり、VRE(変動再生エネルギー)の割合が高い電力システムでは特にそうである。豊富な発電量が比較的低い需要と同時に発生すると、その時点の電力の価値は低くなる。逆に、発電量があまり得られず、需要が高い時間では、電力の価値は高くなる。**システム全体の電力の価値を考慮することで、VRE統合と電力システム改革の課題についての新しい展望が開かれる**。
「システム価値」は、任意の発電技術の追加によって得られる正味の利益として定義される。

システム統合を反映した電源別限界コスト(LCOE*)の計算方法

- 電力需給解析モデルでは、2030年のエネルギーミックス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 | : 系統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 | : ベースのエネルギーミックスにおける 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, LCOE* | : 均等化費用と統合を反映した電源別限界コスト |



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)

電源別限界コスト(LCOE*)の要素分解

$LCOE = f_1 + v_1$ に対し、

$LCOE^* = (C_1 - C_0) / \Delta E + v_0$ は ΔS の導入により以下のように分解される。

$LCOE^* \cdot \Delta E = \Delta S + v_1 \Delta E' + l_0 / l \times f_1 \Delta E'$ (下図参照) より、

$$LCOE^* = \Delta S / \Delta E + \Delta E' / \Delta E (v_1 + l_0 / l \times f_1)$$

$$= LCOE + \textcircled{1}(\text{ディスパッチ等}) + \textcircled{2}(\text{発電電力量}) + \textcircled{3}(\text{設備利用率})$$

① $\Delta S / \Delta E$

ディスパッチ (燃料種※・運転点・起動停止など) による費用の変化

※ 調整力の差による石炭からガスへの代替など

② $(v_1 + l_0 / l \times f_1)(\Delta E' / \Delta E - 1)$

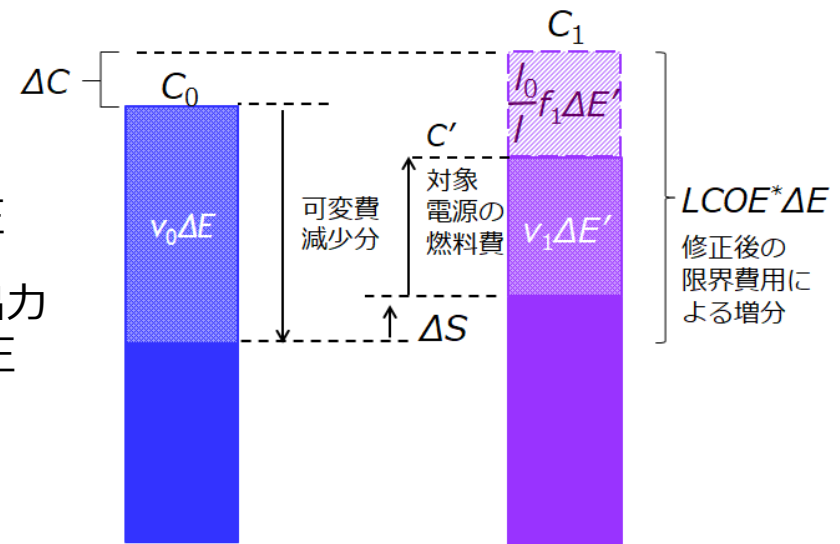
均等化費用(LCOE)算定時とモデル計算時の設備利用率の差異により固定費分を補正したLCOE

$(v_1 + l_0 / l \times f_1)$ に対する有効な発電電力量率による補正

揚水発電の損失や連系線などの損失、PVや風力の出力抑制により ΔE が減少すると、LCOEが増加方向に補正される。

③ $f_1(l_0 / l - 1)$

②の補正に用いた設備利用率の差異による均等化費用(LCOE)の固定費分に対する補正



燃料費がある場合の年間の総費用のイメージ (再掲)

解析条件

対象電源

- PV、風力、原子力
- ガス火力、石炭火力

前提とするエネルギーミックス

- 2021年の2030年エネルギーミックス
- PV, 風力の分布：電力広域的運営推進機関の2021年供給計画の設備容量比例

設備増加の設定

- 発電設備容量を一定量（ベースシナリオのPV発電電力量の2%）増加させてLCOE*を試算（5%増加を検算済み）
- PVと風力については、電力広域的運営推進機関の2021年度供給計画の取りまとめの設備容量のエリア分布に基づく比例分布
- 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

- PVと風力は優先給電、火力は経済負荷配分、原子力はマストラン
- 連系線の運用容量の制約を考慮
- 二次調整力（LFC:負荷周波数制御）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）
- 2030年度を想定した電源容量データ
- 燃料費：発電コスト検証WG(2021)相当
 - 原子力：1.7円/kWh
 - 石炭：4.3円/kWh (1.71円/Mcal)、ガス：6.0円/kWh (3.31円/Mcal)
- 均等化費用LCOE：発電コスト検証WG(2021)の2030年値（CO2対策費、政策経費含む）
- 調整力 必要量：需要の2%
 - 供給量：石炭火力±2%、ガス火力：±8%など

注1) 燃料費は各ユニットの平均コストであり、個別のユニットの発電コストは発電効率により異なる。

2) 再エネを需要側エリアに分布させることで、電源別限界コストLCOE*の値は変化する可能性あり。

今回反映されていない要素

- 再エネの短周期変動による二次調整力、予測誤差による三次調整力②の必要量
- 需要・再エネなど分散資源を活用した調整力
- 地内送配電損失
- 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

解析条件（続き）

太陽光・風力発電の導入量

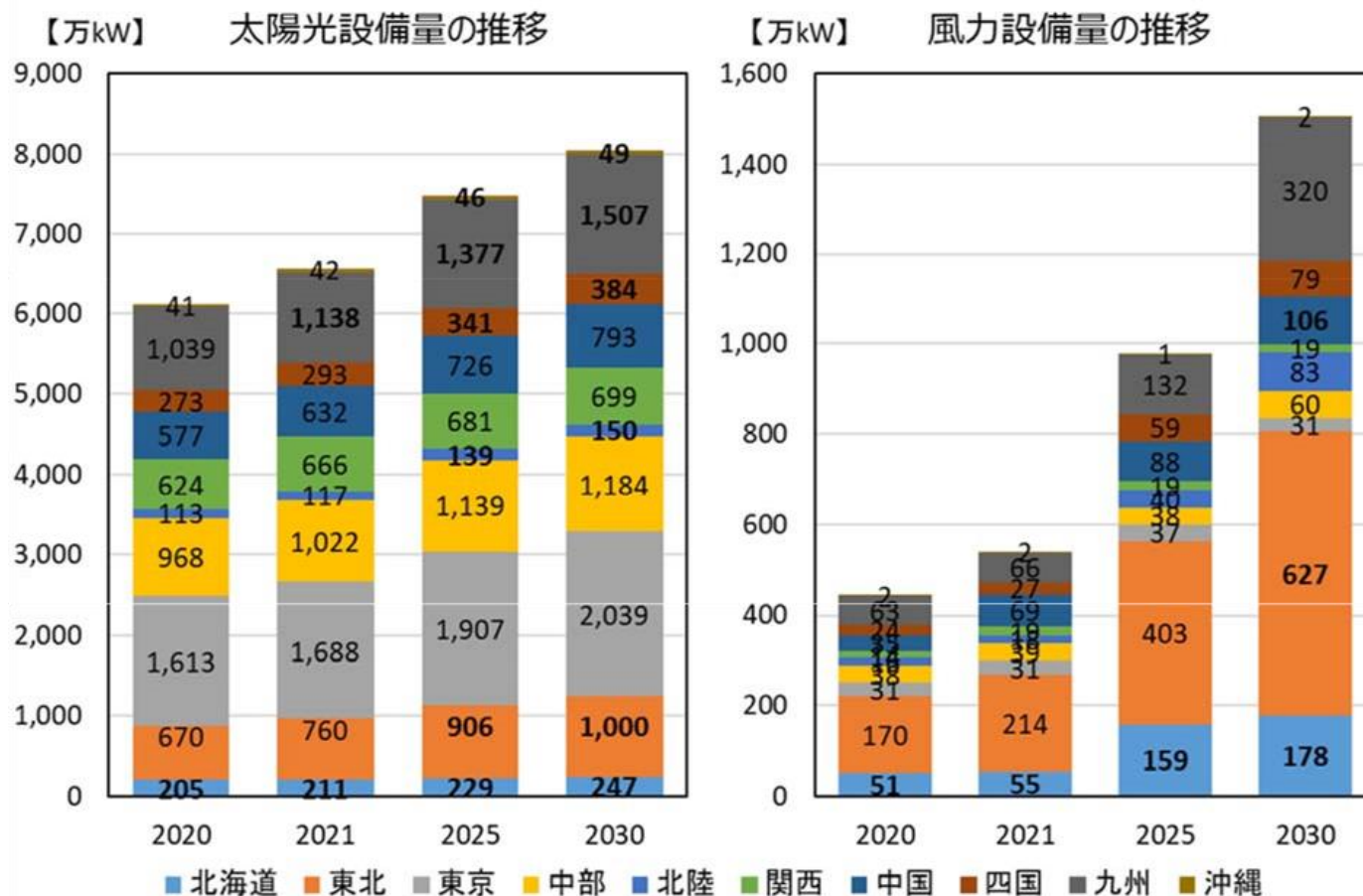


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

電力広域的運営推進機関:2021年度供給計画の取りまとめ(2021.3)

解析条件（続き）

連系線の運用容量

電力広域的運営推進機関による2030年度の計画値を使用した。

4. 2023～2030年度の連系線の運用容量（長期）

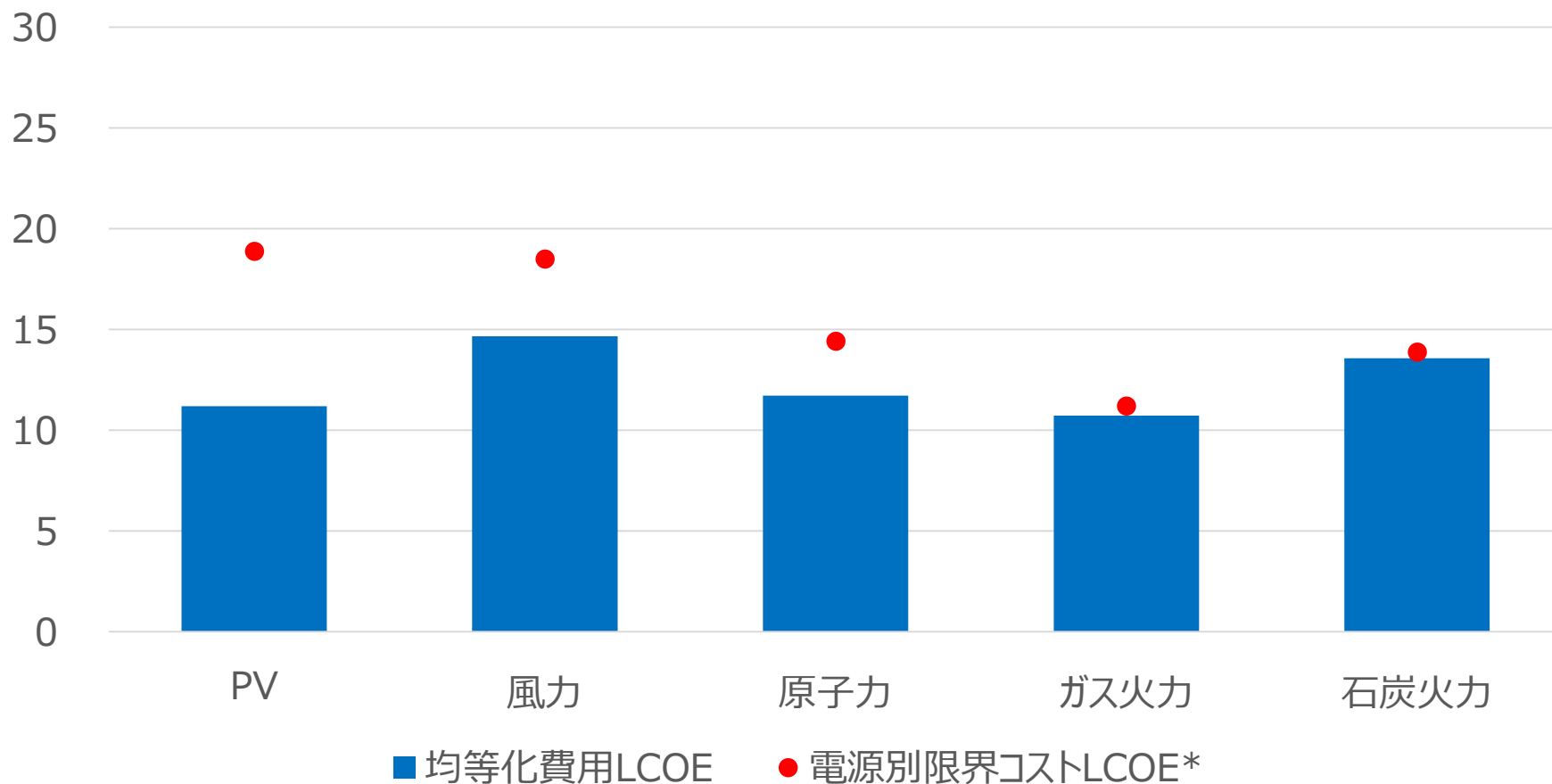
12
(万kW)

| 連系線 | 潮流方向 | 2023年度 | 2024年度 | 2025年度 | 2026年度 | 2027年度 | 2028年度 | 2029年度 | 2030年度 |
|------------|--------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 北海道本州間連系設備 | 北海道向 | 90(①) | 90(①) | 90(①) | 90(①) | 90(①) | 90(①) | 90(①) | 90(①) |
| | 東北向 | 90(①) | 90(①) | 90(①) | 90(①) | 90(①) | 90(①) | 90(①) | 90(①) |
| 東北東京間連系線 | 東北向 | 236(①) | 236(①) | 236(①) | 236(①) | 236(①) ¹⁾ | 631(①) | 631(①) | 631(①) |
| | 東京向 | 565(②) 【460(②)】 | 565(②) 【460(②)】 | 565(②) 【460(②)】 | 565(②) 【460(②)】 | 565(②) ²⁾ 【460(②)】 | 1028(②) 【460(②)】 | 1028(②) 【460(②)】 | 1028(②) 【460(②)】 |
| 東京中部間連系設備 | 東京向 | 210(①) | 210(①) | 210(①) | 210(①) | 210(①) | 300(①) | 300(①) | 300(①) |
| | 中部向 | 210(①) | 210(①) | 210(①) | 210(①) | 210(①) | 300(①) | 300(①) | 300(①) |
| 中部関西間連系線 | 中部向 | 250(④) 【200(④)】 | 250(④) 【200(④)】 | 250(④) 【200(④)】 | 250(④) 【200(④)】 | 250(④) 【200(④)】 | 250(④) 【200(④)】 | 250(④) 【200(④)】 | 250(④) 【200(④)】 |
| | 関西向 | 134(④) 【35(④)】 | 134(④) 【35(④)】 | 134(④) 【35(④)】 | 134(④) 【35(④)】 | 134(④) 【35(④)】 | 134(④) 【35(④)】 | 134(④) 【35(④)】 | 134(④) 【35(④)】 |
| 北陸フェンス | 北陸向 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 |
| | 中部・関西向 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 |
| 中部北陸間連系設備 | 北陸向 | 30(①) | 30(①) | 30(①) | 30(①) | 30(①) | 30(①) | 30(①) | 30(①) |
| | 中部向 | 30(①) | 30(①) | 30(①) | 30(①) | 30(①) | 30(①) | 30(①) | 30(①) |
| 北陸関西間連系線 | 北陸向 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 | 150(④) 【70(④)】 |
| | 関西向 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 | 190(②) 【140(④)】 |
| 関西中国間連系線 | 関西向 | 425(③) | 425(③) | 425(③) | 425(③) | 425(③) | 425(③) | 425(③) | 425(③) |
| | 中国向 | 278(①) | 278(①) | 278(①) | 278(①) | 278(①) | 278(①) | 278(①) | 278(①) |
| 関西四国間連系設備 | 関西向 | 140(①) | 140(①) | 140(①) | 140(①) | 140(①) | 140(①) | 140(①) | 140(①) |
| | 四国向 | 140(①) | 140(①) | 140(①) | 140(①) | 140(①) | 140(①) | 140(①) | 140(①) |
| 中国四国間連系線 | 中国向 | 120(①) | 120(①) | 120(①) | 120(①) | 120(①) | 120(①) | 120(①) | 120(①) |
| | 四国向 | 120(①) | 120(①) | 120(①) | 120(①) | 120(①) | 120(①) | 120(①) | 120(①) |
| 中国九州間連系線 | 中国向 | 278(①) 【162(④)】 | 278(①) 【162(④)】 | 278(①) 【162(④)】 | 278(①) 【162(④)】 | 278(①) 【162(④)】 | 278(①) 【162(④)】 | 278(①) 【162(④)】 | 278(①) 【162(④)】 |
| | 九州向 | 23(④) 【0(④)】 | 23(④) 【0(④)】 | 23(④) 【0(④)】 | 23(④) 【0(④)】 | 23(④) 【0(④)】 | 23(④) 【0(④)】 | 23(④) 【0(④)】 | 23(④) 【0(④)】 |

【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくすると予想される値を示す。（東北東京間（東京向）は、2022年度における最小値を参考記載）
 () 内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。
 1) 2027年第二連系線運用後は、631万kW（相馬双葉幹線1回線熱容量相当）になる見込み。
 2) 2027年第二連系線運用後は、1028万kW（「東北東京間連系線に係る広域系統整備計画」(2017.2.3策定)に基づく）になる見込み。

解析結果：電源別限界コスト（LCOE*）

均等化費用(LCOE)と電源別限界費用(LCOE*)（円/kWh）

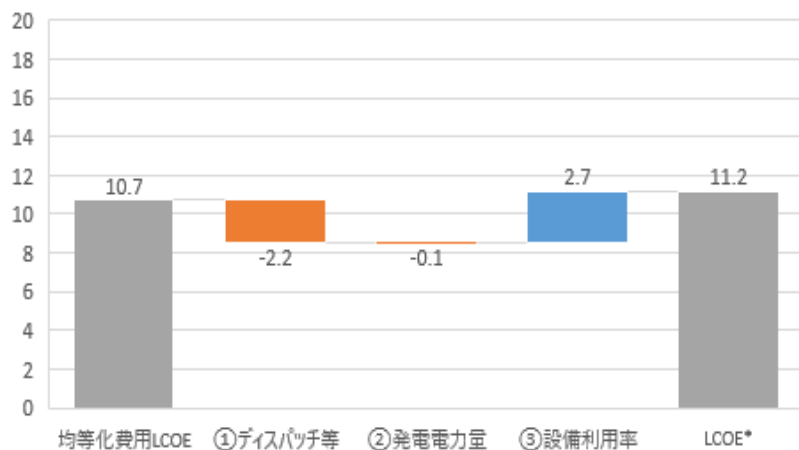


今回2030年エネルギーミックス上での試算結果

解析結果：電源別限界コストの変化要素（LNG火力の場合）

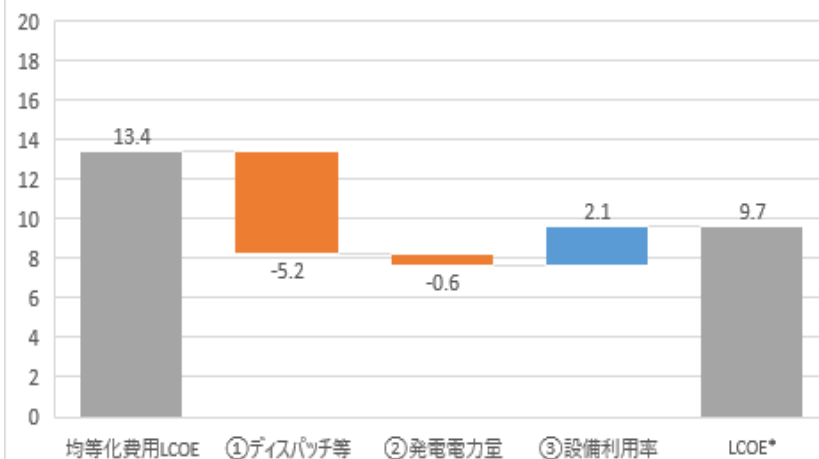
- 均等化費用(LCOE)から電源別限界コスト(LCOE*)の変化は、三つの要素に分解される。
 - ① 系統安定化のためのディスパッチ等（燃料種・運転効率・起動停止など）の費用変化
 - ② 蓄電ロスや、出力抑制などの電力量損失による変化
 - ③ 設備利用率の変化によるLCOE上での固定費変化
- 2021年、今回の新しいエネルギーミックスにおける試算では、LNG火力の場合、高い調整力が供給され、調整力が低い他の電源の発電できる量が増えることで①が低下し、均等化費用(LCOE)で想定された70%より低い設備利用率となることで③が増加し、仕上がりではほぼ相殺している。
- 前回分析した2015年エネルギーミックスの場合に比べ、LNGの燃料費見通しが大きく低下（10円→6円）したことで、①の下がり幅が小さくなり、LCOE*が上昇した結果となっている。

LNGの電源別限界コストの変化要素



今回2030年エネルギーミックス

LNGの電源別限界コストの変化要素_2015ベース

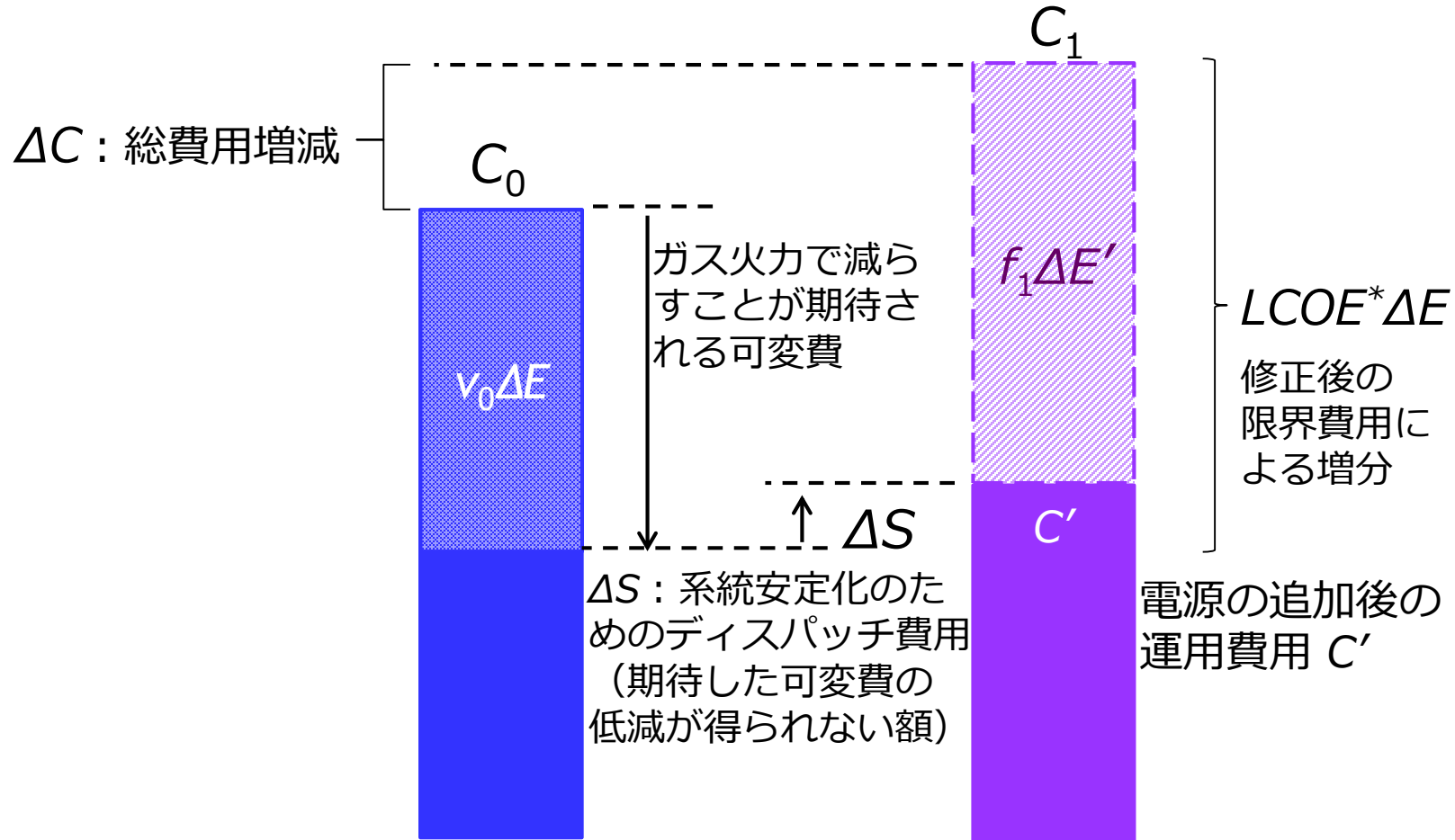


前回2030年エネルギーミックス

参考 電源別限界コスト (LCOE*) のイメージ 太陽光・風力の場合

(ベースの総費用)

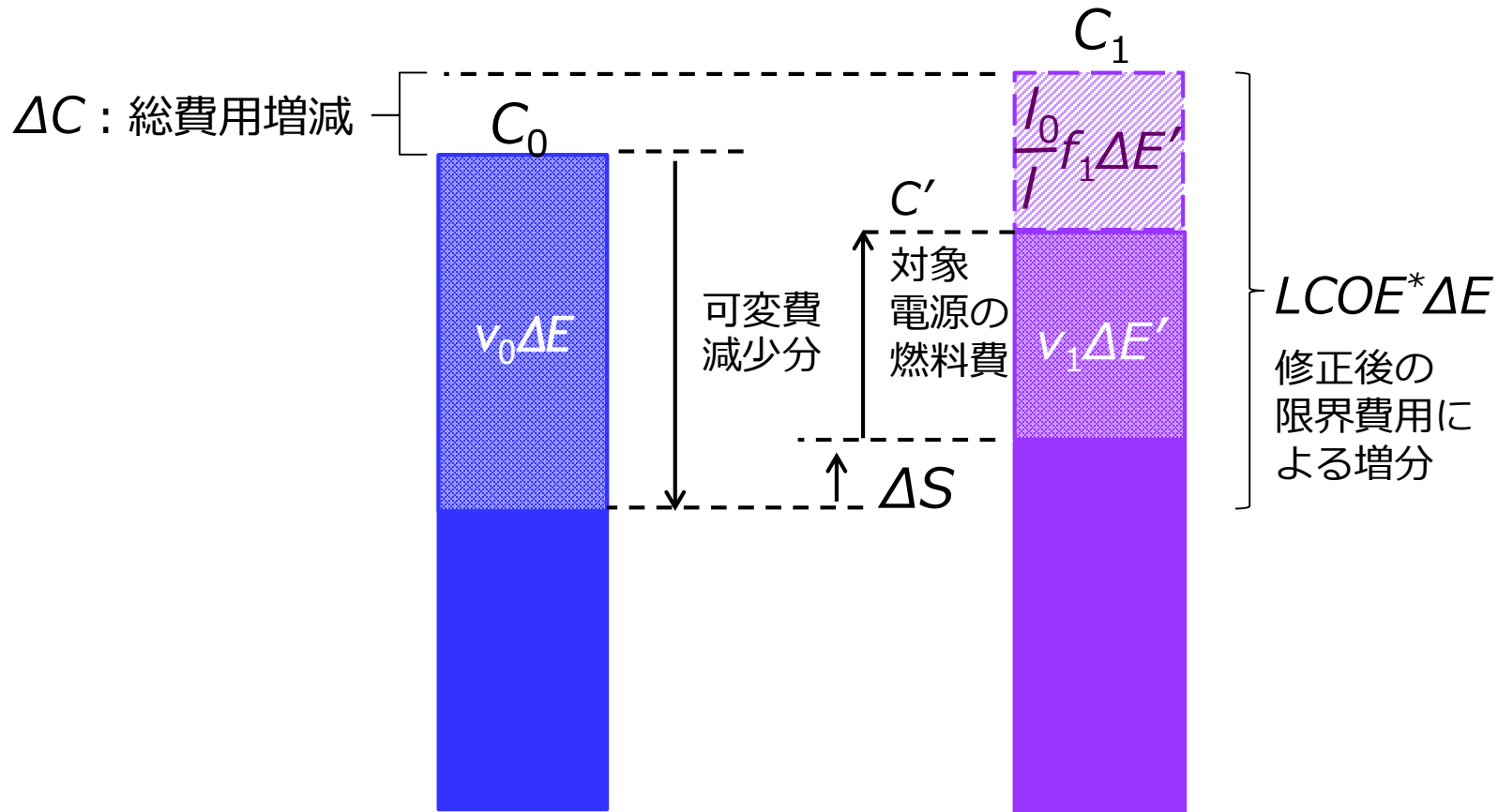
(追加後の総費用)



参考 電源別限界コスト (LCOE*) のイメージ 原子力の場合

(ベースの総費用)

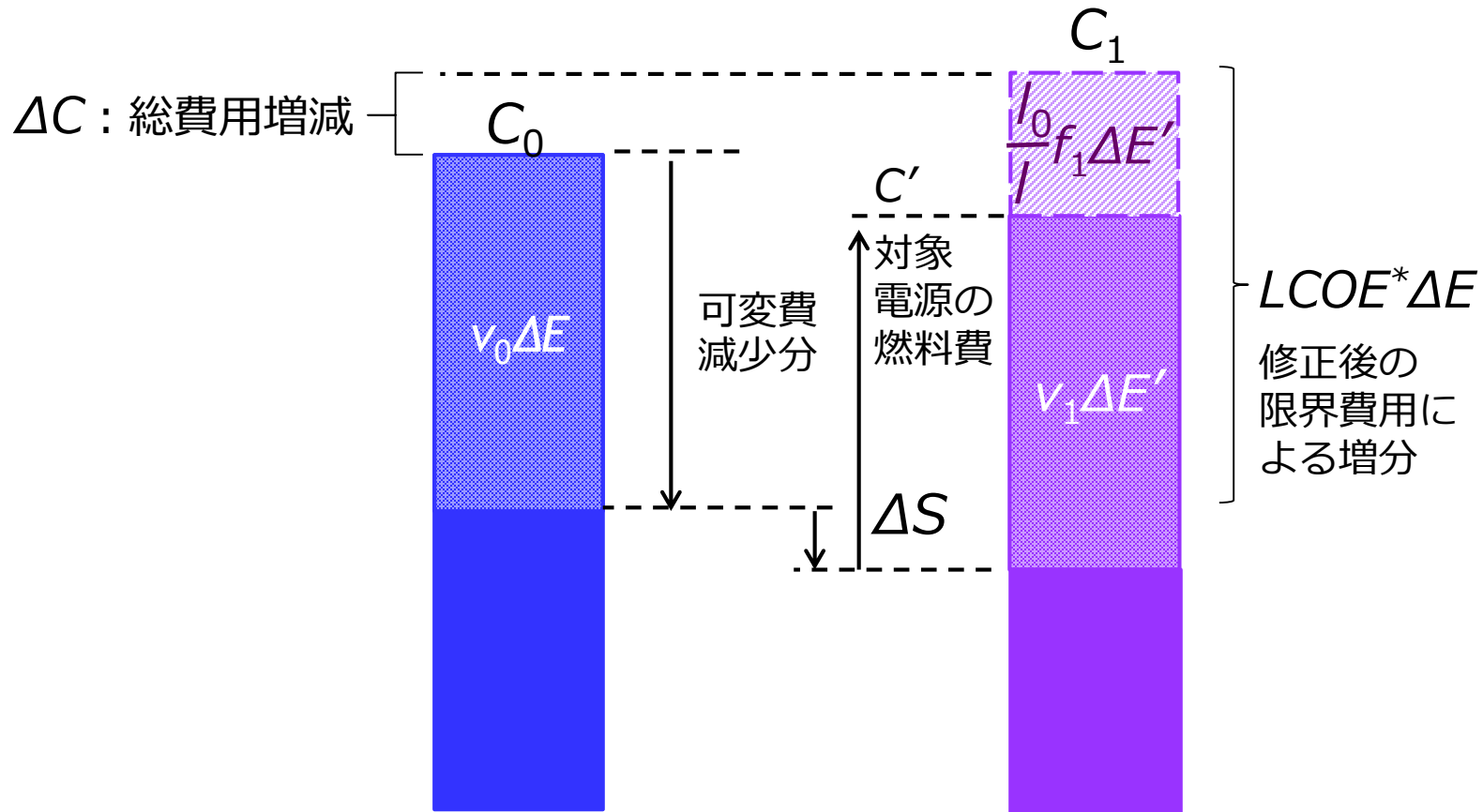
(追加後の総費用)



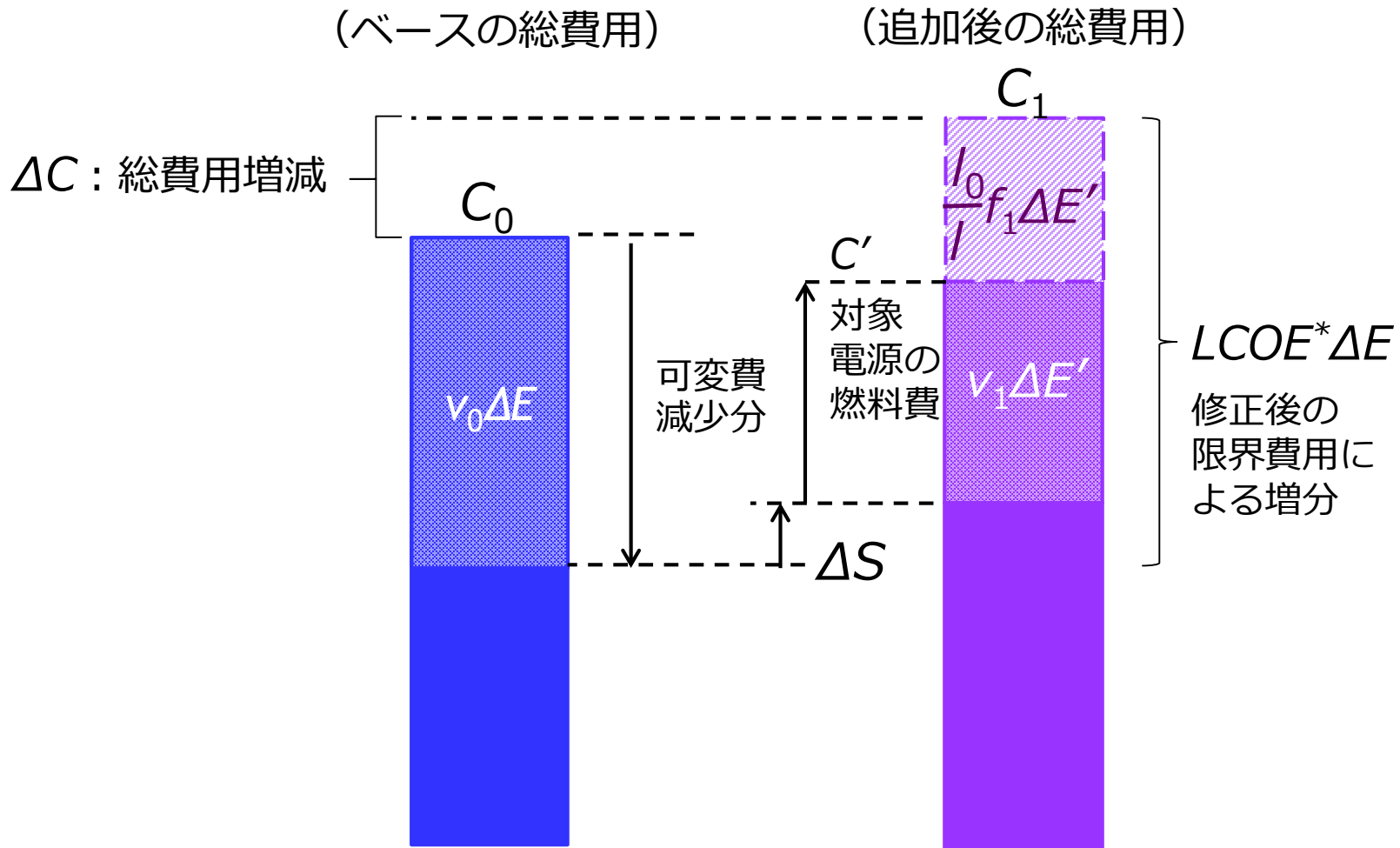
参考 電源別限界コスト (LCOE*) のイメージ ガス火力の場合

(ベースの総費用)

(追加後の総費用)

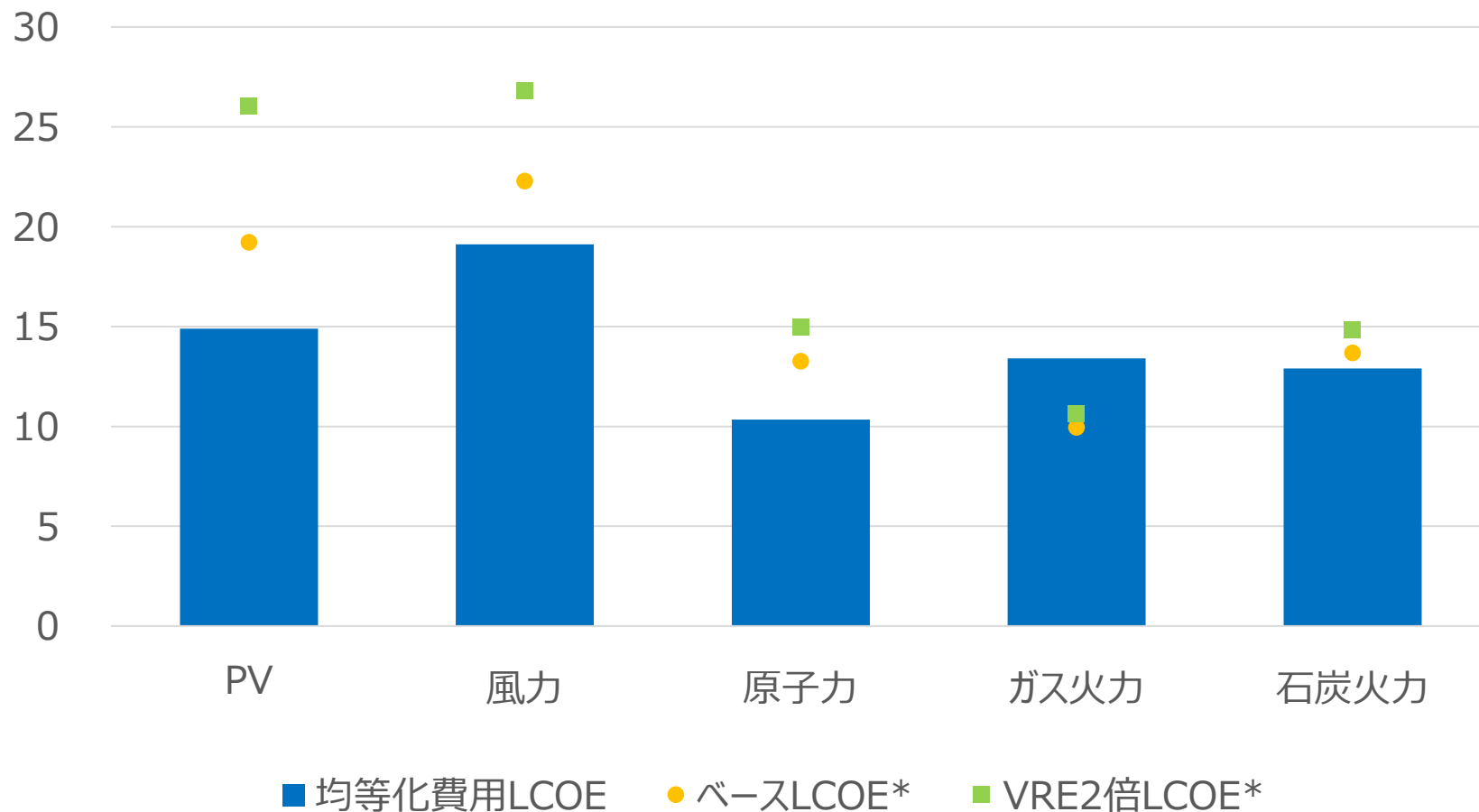


参考 電源別限界コスト (LCOE*) のイメージ 石炭火力の場合



参考：前回結果 電源別限界コスト (LCOE*)

均等化費用(LCOE)と電源別限界コスト(LCOE*) (円/kWh)



ベース：前回2030年ミックス(2015年試算)、VRE2倍：PV・風力2倍