

190722 部門A研究会報告：再エネの統合コストに関する今後の研究方針について

作成者： 東愛子（尚絅学院大学）

1. 統合コストを測る意義とは何か？
 2. 統合コストとは何か？
 3. 統合コストはどのように測ることができるのか？統合コストの実際（先行研究の結果）
 4. 統合コストと電力市場デザインはどのようにつながるか。統合コストを減らす政策オプションとは？
 5. 今後の研究方針
 6. 先行研究一覧
-

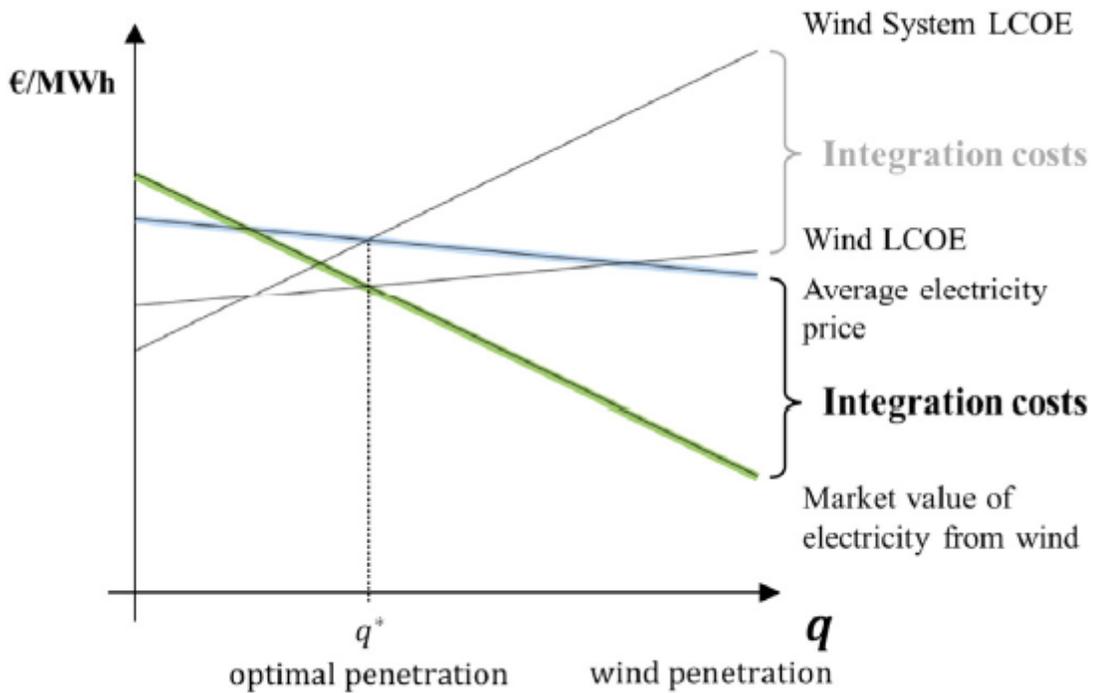
1. 統合コストを測る意義とは何か？

- 変動電源（VRE）の特性として、不確実性、地理的特性、変動性があり、電力システムにVREを接続するときには、これらの特性に対応するために電力システム全体でコストが発生する。
 - どのようなコストが発生するのかを測ることができれば、主要なコストドライバーを明らかにして、解決すべき問題の優先順位をつけることができる。（ID425）
 - また、異なる市場デザインにおいて統合コストがどのように違うかを比較できれば、これまでの制度比較から得られた仮説を実証し、望ましい電力市場設計を提言に有益。
-

2. 統合コストとは何か？：Balancing cost, Grid cost, Profile cost (see, ID413, ID425)

(1) 統合コストの定義

- 統合コストとは、VREの直接コスト（=LOCE）ではなくて、隠れたコスト、システムコスト。
- cf)LCOE（Levelized Cost Of Electricity、均等化発電原価）。LCOEは建設費や運転維持費・燃料費など発電に必要なコストと利潤などを合計して、運転期間中の想定発電量をもとに算出。
- 統合コストは2通りで計算できる。
- ① 風力の統合コスト＝平均電力価格－風力の価値
- ② 風力の統合コスト＝風力のシステムLCOE－風力のLCOE
- 厚生を最大にする風力導入量は市場価値と限界費用が一致した点（風力の価値＝風力のLCOE）
- したがって①②より、最適な風力導入量において、平均電力市場価格＝風力のシステムLCOE。



ID425 Fig2 を抜粋

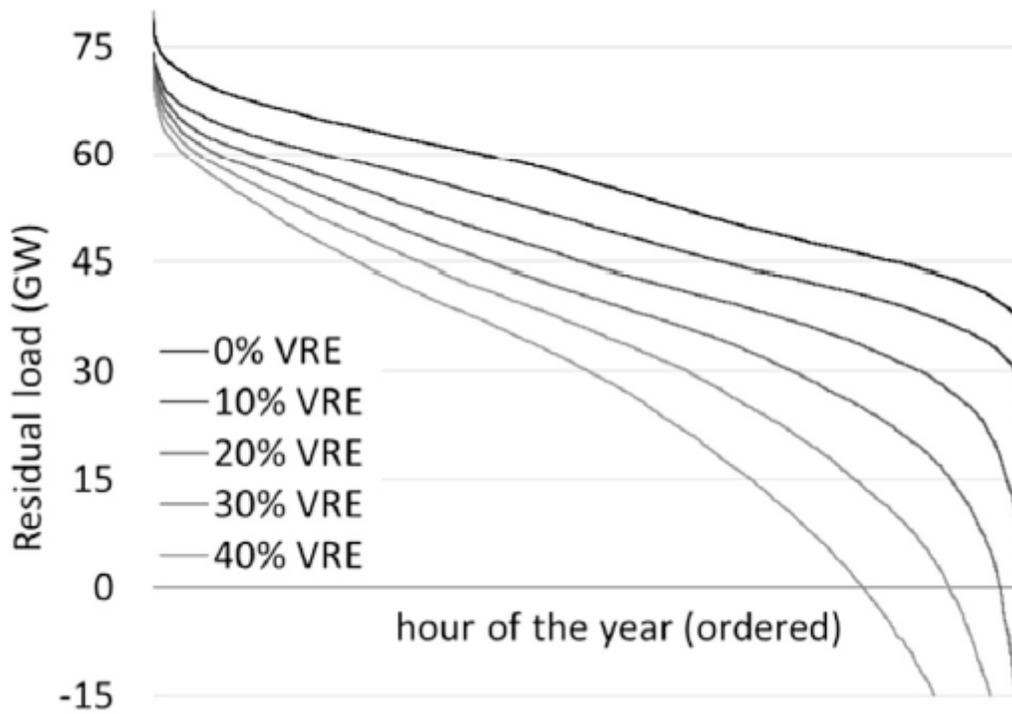
(2) 統合コストの分類

① Balancing cost : 調整サービスに関連するコスト増分

- 前日市場の計画値と実働値の乖離によって発生。調整の限界費用を意味する。
- VREの予測エラーがなければ、調整コストはゼロになる。
- DAM価格とリアルタイム価格（IDM価格orインバランス料金）の乖離。
- 完全な市場ならば、調整コストの限界コストは容量コスト+エネルギーのactivationコストによってあらわされる。

② profile cost : VREの変動によって発生するコスト（ランピング増加、部分負荷運転増加、稼働率低下など）

- 柔軟性影響
 - 火力の生産量調整にかかるコスト。（部分負荷運転やランピングに要する費用など）→計画通りに行われる調整はプロフィールコストに入り、計画外で行われる調整は調整コストに入る。
- 稼働率影響
 - VREが増加すると火力の稼働率が低下。稼働率が低下によるコスト増分。
 - 柔軟性影響のコストと比較すると、稼働率影響のコストは20倍にも及ぶので、稼働率影響によるintegration costは最も重要な要素。



③ Grid cost

- 発電の地理的特性によって減少する市場価値。

3. 統合コストをどのように測るか？ 先行研究における統合コストの推計

① Balancing costの推計 (see, ID410, ID412)

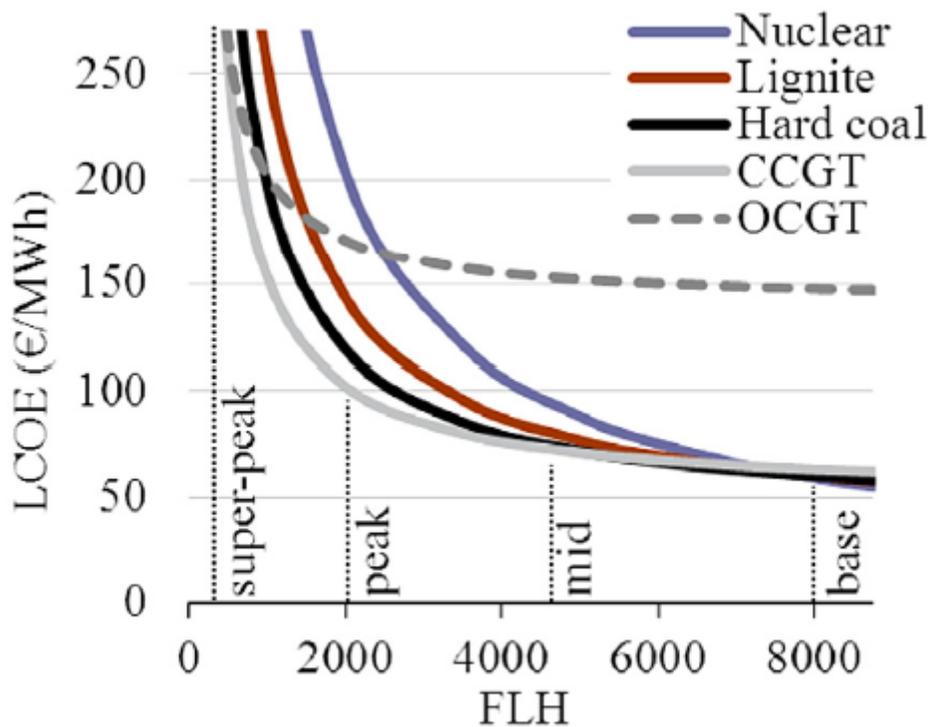
- Stochastic unit commitment model : 風力の予測エラーがある場合とない場合でシステムコストの相違を分析
- 市場価格分析 : 風力の予測エラーとインバランス料金の関連性、DAM価格とIDM価格のスプレッド
- → (例) ID410、モデル分析ではVREの増加に伴って調整コストが増加する結果となるが、市場価格分析では増加しない結果に。その要因として、インバランス精算方法や調整市場制度設計が影響をしていると分析。
- →ただし、制度要因が調整コストにどの程度影響するのかについて、モデル分析の結果と市場価格分析の比較などは行われていない。

② profile costの推計 (see, ID425)

- VREが増加すると火力の稼働率が低下。稼働率が落ちるとcapital cost (€/MWh)が増加。
- またVREのcurtailmentが増えれば、VRE自体のcapital costも増加。80€/MWh→85€/MWh
- (長期の視点) VREの導入率によってどの電源がどの程度利用されるかが変化し、それによって投資の視点も変化する。利用率によってLCOEも変化する。

Calculating the utilization effect.

VRE share (% of consumption)		0%	10%	20%	30%	40%
(1)	Thermal capacity (GW)	80	74	73	73	72
(2)	Thermal generation (TWh)	489	440	391	342	293
(3)	Utilization of thermal capacity (%)	70%	68%	61%	54%	47%
	Utilization of thermal capacity (FLH)	6100	6000	5300	4700	4100
(4)	Thermal capital costs (€/kW*a)	200	200	200	200	200
(5)	Thermal capital costs (€/MWh _{thermal})	33	34	38	42	49
(6)	Increase of thermal capital costs ("marginal costs") per VRE generation (€/MWh _{VRE})	0	10	30	34	38
(7)	Installed VRE capacity (GW)	0	36	72	110	154
(8)	Potential VRE generation (TWh)	0	49	97	149	208
(9)	VRE Curtailment (TWh)	0	0	0	2	13
(10)	VRE capacity costs (€/MWh _{VRE})	80	80	80	81	85
(11)	Increase of VRE capital costs ("marginal costs") per VRE generation (€/MWh _{VRE})	0	0	0	4	12
(12)	Utilization effect (€/MWh _{VRE}) (6) + (11)	0	10	30	38	51

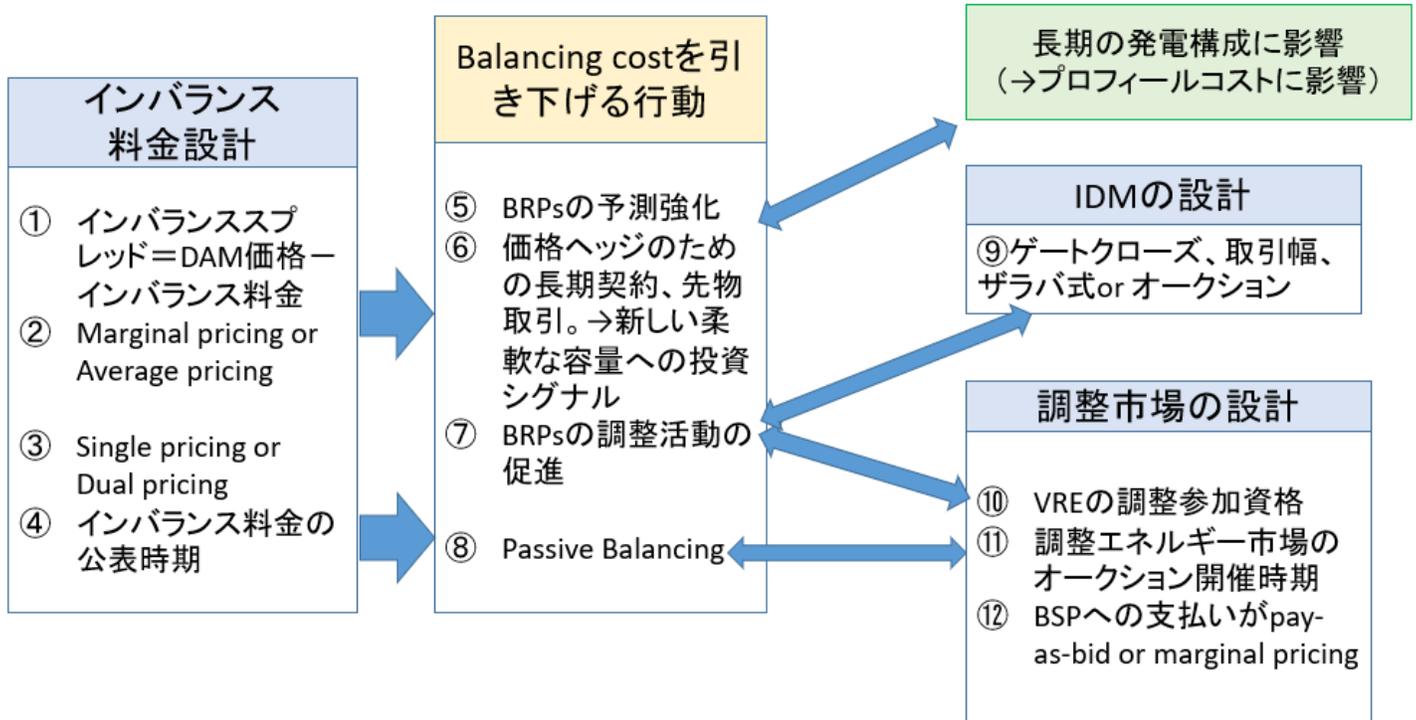


4. 統合コストと電力市場デザインはどのようにつながるか。統合コストを減らす政策オプションとは？ (see, ID412, ID413)

①調整コストを解決する制度的オプション

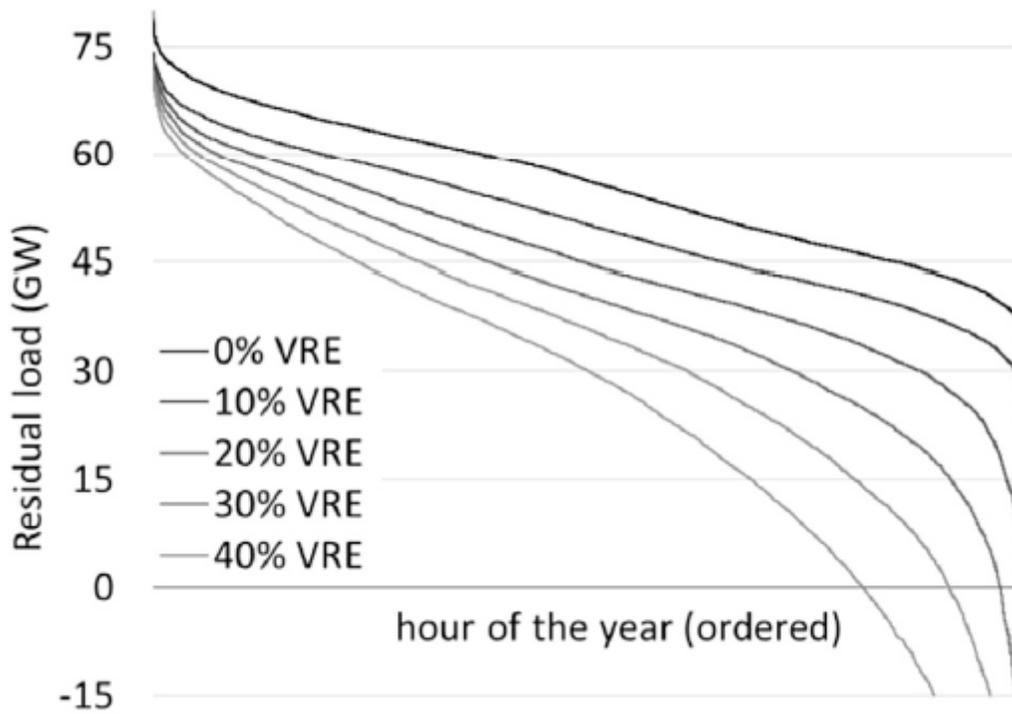
- TSO間の協調、DRや蓄電の整備
- VRE発電事業者の調整活動や責任遂行の強化
 - インバランス料金設計
 - IDM制度設計
 - 調整市場制度設計

Balancing costの低減と電力市場制度の関係



②Profile costの減少を促す制度的オプション

- 火力の必要要求量を下げるとプロフィールコストは下がる。
- ⊖送電容量制約
- ⊖容量市場の設計（過剰容量がプロフィールコストを上げる。過剰容量があるとスポット市場の価格高騰が生じず、火力LCOEが上がってプロフィールコストが増加する。）
- ⊕DRや蓄電などの他の柔軟オプションへの投資
- ⊕市場の流動性



5. 今後の課題（先行研究から残された課題）

1. 電力市場制度の違いが統合コストに与える影響を比較できるか？
2. 制度変更によってDAMやその他電源の利用率、調整としての利用率がどのように変化しているのか。→それによって現行の設備構成においてプロフィールコストはどの程度発生しているのか→長期の視点：再エネの導入率や予測精度の向上、制度変更による調整力の減少などを踏まえたうえで最適な発電構成はどのようになるか？
3. ID425では、integration costに含まれる調整コスト、profile cost、グリッドコストはそれぞれ独立で単純総計できると仮定されているが、実際には相互に作用するはず。integration costの要素間の相互作用がコスト削減にどのように作用するかを、理論的実証的に検討する必要がある。
4. 日本における統合コストの推計。

6. 統合コストに関する先行研究

- ID410 : Hirth, L., Ziegenhagen, I. (2015) "Balancing power and variable renewables: Three links", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.50, pp.1035-1051.
 - 市場価格データを用いた調整コストの分析。ドイツの2011–2014データを用いて、インバランス料金とスポット市場価格の関係を分析し、平均的にインバランス料金がスポット市場価格を下回っていたことを明らかにしている。このような現象が生じると、事業者が計画値を守るインセンティブが損なわれ、裁定取引の機会を生んでしまう。Hirth and Ziegenhagenはこのような現象が生じる原因として、ドイツのインバランス料金が限界費用ではなく平均価格で設定されるがゆえに、リアルタイムの需給バランス状況を正確に反映していないことなど、調整市場の制度設計の失敗を挙げている。ただし、このような調整市場デザインが、調整コストにどの程度影響を与えているのかのコスト分析は行われていない。

- ID412 : Michael Joos and Iain Staffell (2018), Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 86, pp 45-65.
 - ドイツとイギリスの短期のintegration costに焦点を当てる。送電混雑マネジメントコストと調整コストを推計。コストに与える市場制度要因を示す。ただし、2国間の制度の違いがコストにどのような差をもたらしているかの比較は行われていない。
- ID413 : Jing Hu, Robert Harmsen, Wina Crijns-Graus, Ernst Worrell, Machteld van den Broek (2018), Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design, 81, pp2181-95.
 - 統合コストに関する先行研究をレビュー。特に、電力市場制度のどのような要素が、どの統合コストに影響するかを示し、VREの市場統合に影響する障害を示す。
- ID425 : Hirth L, Ueckerdt F, Edenhofer O.(2015), Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability, *Renewable Energy*, 74, pp925-39.
 - 統合コストの分類、統合コストの定義、統合コストの測り方を示す。