

C値の上限価格について

SBパワー株式会社

2024/10/15(火)

- 補正インバランス料金C値（以下、C値）は、緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、2018年・2019年の調整力公募の電源 I'（DR）の価格を参考に、原則600円/kWh、暫定措置として200円/kWhが設定された。
- DRが普及している現時点において、原則600円/kWhが適切な水準であるかを精査する必要。
- 調整力公募や容量市場の実績を踏まえると、以下を条件として、300円/kWh程度の水準とすることが妥当と考える。

① 需給調整市場の流動性向上

C値の上昇により需給調整市場の高騰が懸念されるため、流動性の向上が不可欠

② 災害時等の措置導入

災害時等、小売電気事業者の取組で対処が出来ない場合の措置導入

- なお、供給力の追加確保コストを適切にC値へ反映させるため、定期的なモニタリングについても検討してはどうか。

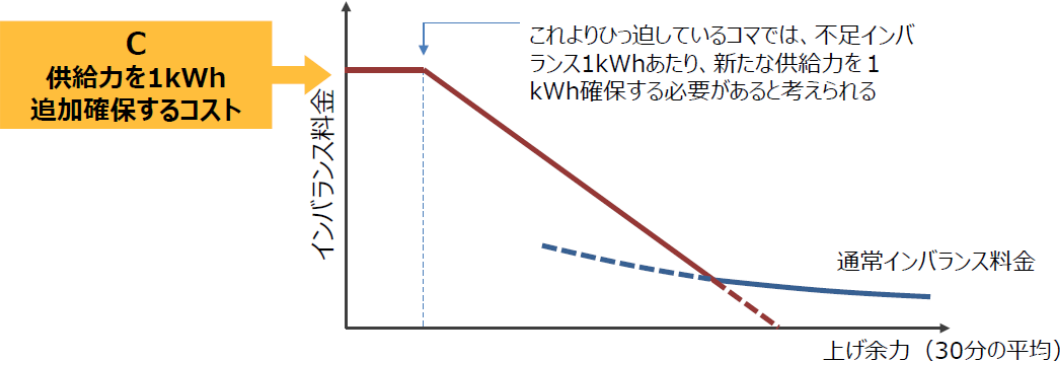
C値の設定経緯

2019年の議論にて、C値は電源 I 'の公募結果を参考に600円/kWhと設定

第37回 制度設計専門会合 資料4より

需給ひっ迫時のインバランス料金（論点③）

- 需給ひっ迫時の不足インバランスがもたらす追加コストについては、それまでに市場に出てきていなかった供給力を1kWh追加で確保するために必要なコストとして、新たにD Rを追加的に確保するコストから見積もってはどうか。



新たにD Rを確保するコストとして、D R発動1回または1時間あたりのkW確保コスト及びkWhコストの合計を考慮してはどうか。

<案1>	D R発動1回あたりkW確保コスト + kWhコスト (電源 I '評価用kW価格 + 評価用kWh価格)のエリア最高 ÷ 想定発動回数	1,957円	(2018年度全国平均)	→	約1,900円
		1,897円	(2019年度全国平均)		
<案2>	D R発動1時間あたりkW確保コスト + kWhコスト (<案1> ÷ 運転継続可能時間)	626円	(2018年度全国平均)	→	約600円
		629円	(2019年度全国平均)		

※エリア最高単価の全国平均の採用について
現状、電源 I 'の調達にはエリアごとに行われており、市場に出てきていない供給力はエリアごとに存在。そのため、エリア最高の全国平均を採用することが合理的。
調達が広域化された場合には、全国最高を採用することが合理的。

57

価格設定の背景

- C値には緊急時の供給力の追加確保コストを反映することとされた。
- 供給力の追加確保コストとして電源 I ' (DR) の公募結果を参考に、600円/kWhと設定。
- 2022年度からの2年間は、**暫定措置として200円/kWhが設定。**

※その後、2024年度中も200円/kWhを維持すると整理

出所：第37回 制度設計専門会合(2019/4/25) 資料4を当社にて加工し作成

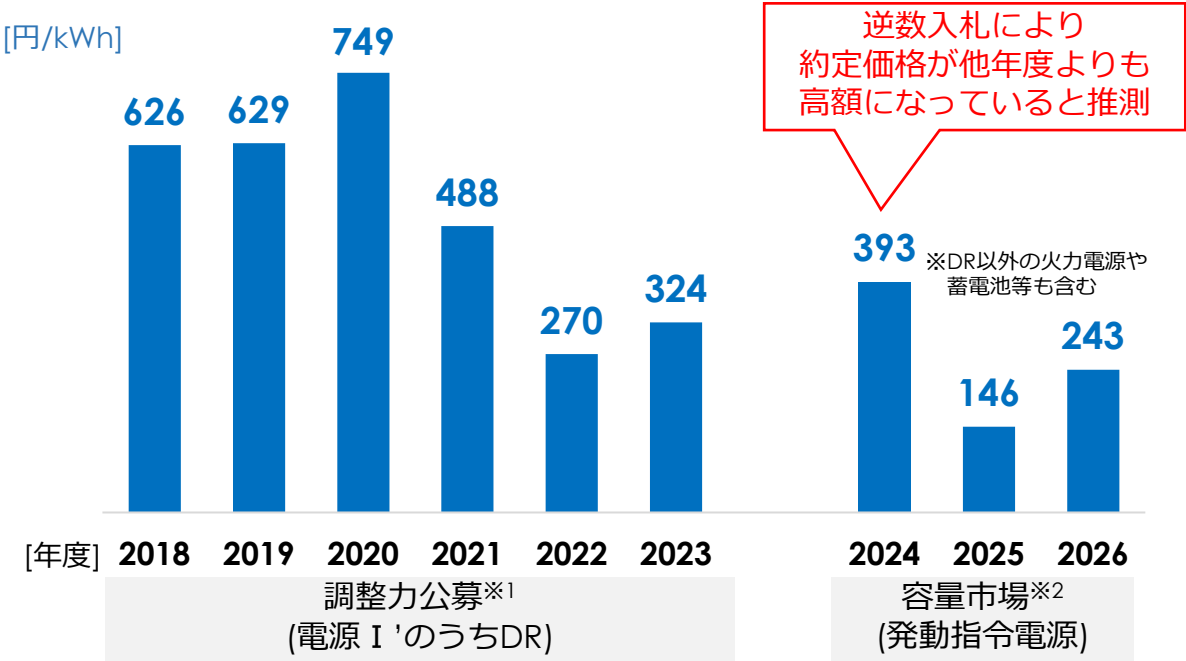
出所：第37回 制度設計専門会合(2019/4/25) 資料4、
第1回 制度設計・監視専門会合(2024/9/30) 資料9の記載を当社にて要約

供給力の追加確保コストの状況

電源 I 'の価格は低下傾向、DRの市場参加も増加

DRの価格推移（電源 I 'および発動指令電源）

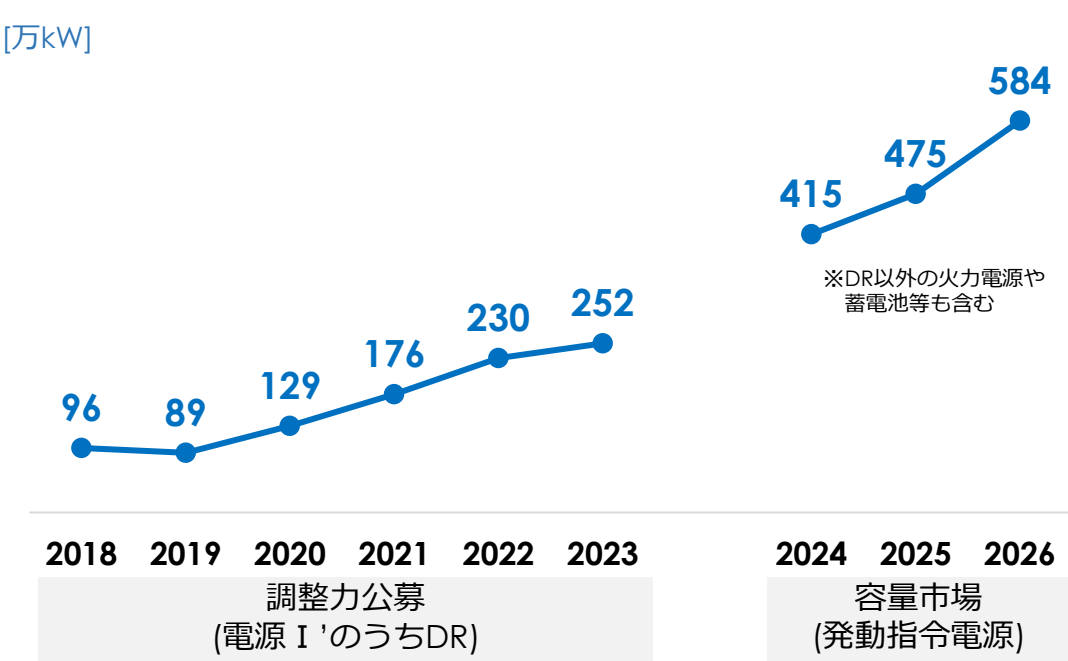
2020年度以降電源 I '（DR）の価格は低下傾向
2024年度以降は容量市場を参照すると150～390円程度



※1：2018～2023年度のC値は「各エリアの電源 I 'の評価用価格最高値 / (年間想定発動回数× 1回当たりの発動時間)」の9エリア平均値
※2：2024年度以降は発動指令電源のリクワイアメント(年間発動回数12回、発動後継続時間3時間)から算出した1時間当たりの価格

DRの落札容量推移（電源 I 'および発動指令電源）

2020年度以降電源 I '（DR）の落札容量は増加傾向
容量市場開始後もDRの市場参加は増加



出所：左右のグラフともに第37回 制度設計専門会合(2019/4/25) 資料5、第58回 制度設計専門会合(2021/3/24) 資料6、第84回 制度設計専門会合(2023/4/25) 資料6、第85回 制度設計専門会合(2023/5/22)資料6-1、を当社にて加工し作成

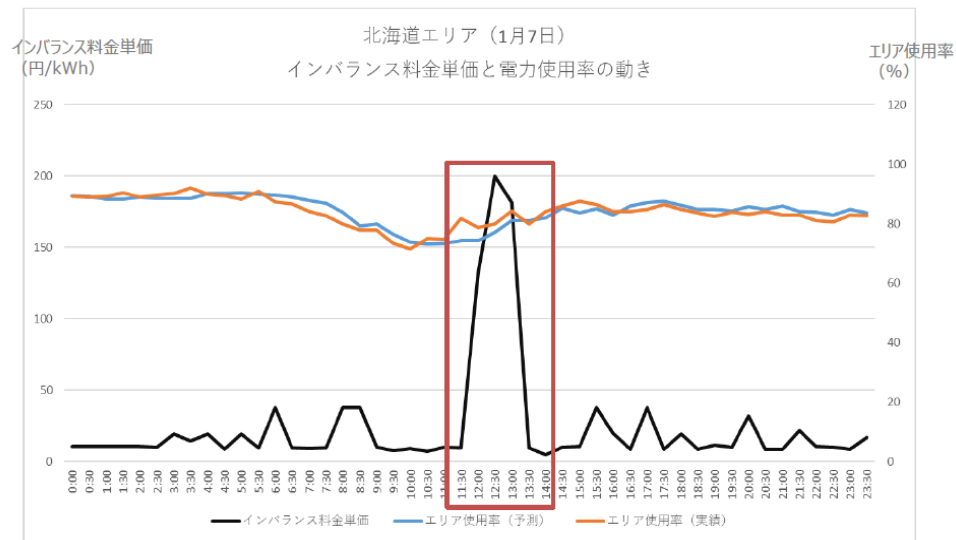
C値の上昇が与える影響 ①需給調整市場

C値の価格上昇により、需給調整市場およびインバランス価格が上昇するおそれ

第93回 制度設計専門会合 資料4より

1-1. 1月7日のインバランス料金単価について

- 2024年1月7日の北海道エリアのインバランス料金単価について、12:30～13:00のコマが200円/kWhとなった。
- その要因について、北海道電力ネットワークに確認したところ、当該コマにおいては、上げ調整単価（V1単価）の登録単価が200円/kWhの蓄電池が発動指令を受けており、限界的な電源となっていた。



蓄電池事業者が需給調整市場（kWh市場）にてC値の200円を登録したことで、インバランス料金が高騰した事例あり

※その後当該事業者への対応策を求めたものの、需給調整市場ガイドラインにおける価格規律では、C値での入札は制限されていない。

C値上昇後に同事象が起こるおそれ

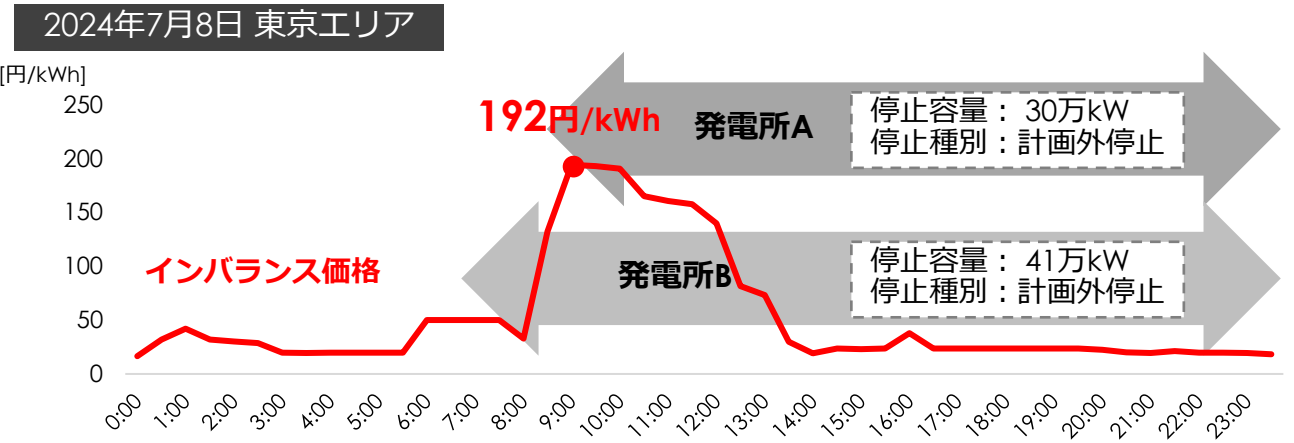
需給調整市場の流動性を向上させた上でC値の変更を行うことが不可欠

出所：第93回 制度設計専門会合(2024/1/30) 資料4を抜粋

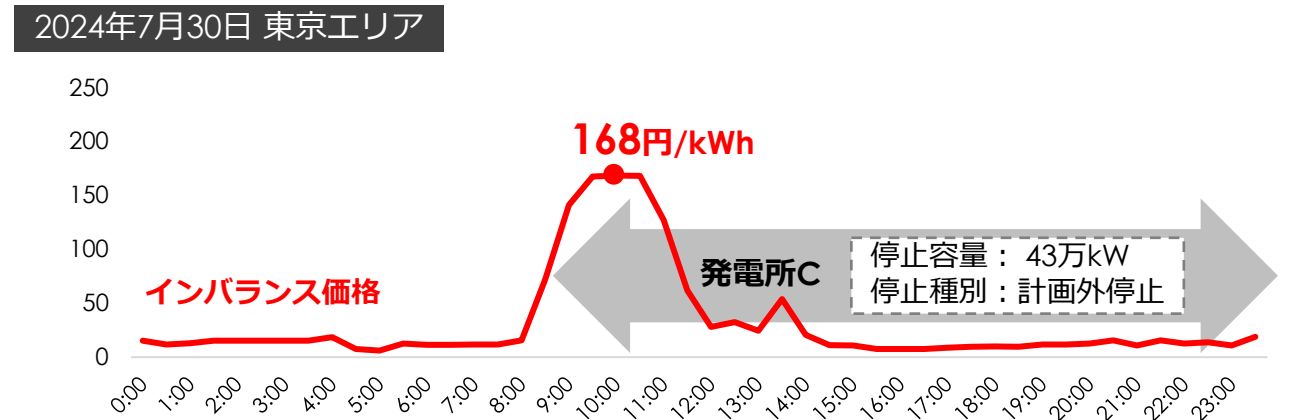
C値の上昇が与える影響 ②発電事業者

発電事業者の計画外停止リスク増大により、焚き増し運転がしにくくなるおそれ

発電インバランス価格推移



C値上昇により、需給ひっ迫時に
計画外停止が生じた際のリスクが増大



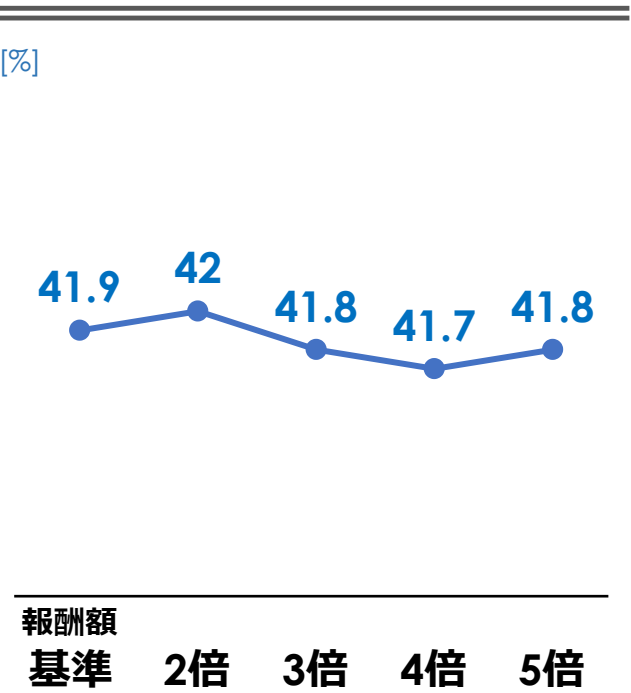
需給ひっ迫時に発電事業者が
計画外停止リスクを避けるため、
焚き増し運転がしにくくなるおそれ

出所：HJKS計画外停止データおよびインバランス料金情報公表サイトより当社作成

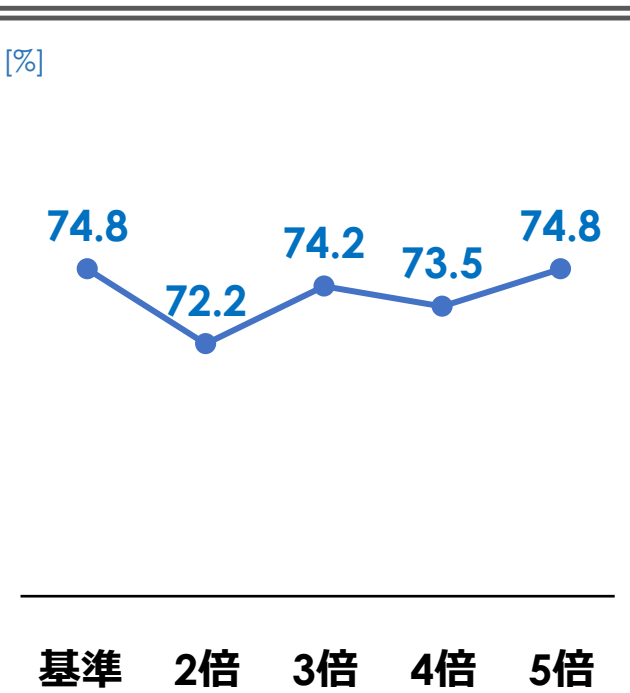
【参考】 家庭向けDRの価格弾力性について

家庭向けDRにおいては、報酬額に対する価格弾力性は高くない

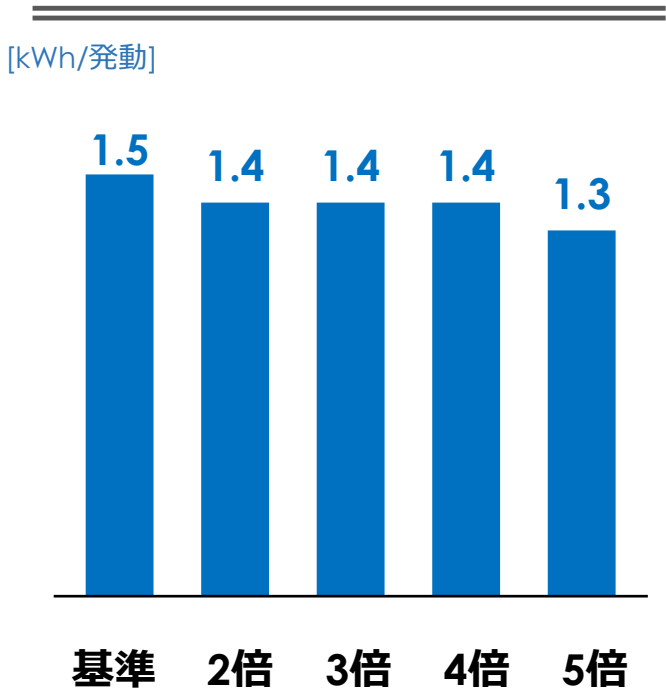
参加率



成功率



平均削減量



参加率 : DR発動の対象となった需要家数を分母として、DRに参加された需要家の割合を算出 ※報酬毎に上記を算出
成功率 : DRに参加された需要家数を分母として、目標(ERABガイドラインに基づくベースライン)に対し消費電力量が下回った需要家の割合を算出
削減量 : 目標に対し消費電力量が下回った量を削減量とし、その合計量を需要家数及び発動回数で除した値を平均削減量として算出

出所：当社DRデータを基に作成
集計期間 : 2023年12月8日～2024年2月29日
発動時間帯：平日12時～16時の4時間(8コマ)で固定

【再掲】 サマリ

- ・ 補正インバランス料金C値（以下、C値）は、緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、2018年・2019年の調整力公募の電源 I'（DR）の価格を参考に、原則600円/kWh、暫定措置として200円/kWhが設定された。
- ・ DRが普及している現時点において、原則600円/kWhが適切な水準であるかを精査する必要。
- ・ 調整力公募や容量市場の実績を踏まえると、以下を条件として、300円/kWh程度の水準とすることが妥当と考える。

① 需給調整市場の流動性向上

C値の上昇により需給調整市場の高騰が懸念されるため、流動性の向上が不可欠

② 災害時等の措置導入

災害時等、小売電気事業者の取組で対処が出来ない場合の措置導入

- ・ なお、供給力の追加確保コストを適切にC値へ反映させるため、定期的なモニタリングについても検討してはどうか。

EOF