

# インバランス料金制度について ～小売電気事業者の視点から～

2024年10月15日

株式会社エネット  
取締役 需給本部長 小鶴 慎吾

1. 現行のインバランス料金制度に対する現状認識
2. C値・D値見直しに対する弊社の考え方

# 1. 現行のインバランス料金制度に対する現状認識

現在の小売事業環境において、現行のインバランス料金制度を見直し（C値・D値を引き上げ）することには、以下の課題が存在すると認識

## ■現在の小売事業環境

### 電源調達

卸電力取引市場やBL市場などの制度的措置や内外無差別の取り組みなどにより徐々に調達環境が改善

### 系統利用

送配電の中立性が保たれつつあるが、系統全体の需給状況の信頼性（広域予備率等）に課題

### 小売

市場の段階的開放等により、徐々に競争が進展。小売間の価格競争から安定供給とカーボンニュートラル実現を支えるサービス競争へ

## ■インバランス料金制度見直しにおける課題

- ① 計画値同時同量を遵守するための**電源調達環境**や**リスク回避手段**が**未だ限定的**であり、小売事業者の事業環境への影響
- ② 需給調整市場における調達不足などを原因として、**補正料金算定インデックス**となる**広域予備率**が**シグナル**として機能していない。このような状況下でのインバランス料金見直しは、**小売事業者**に**インバランス料金負担**という形で**影響**があり、**最終的には需要家負担**に
- ③ 再エネ大量導入や火力発電所の休止・退出等の影響や端境期などにおける**厳気象**の発生などにより**需給が不安定化**。最近では、**小売事業者の努力の範疇では克服できない厳気象・自然災害**等の発生や地政学的**リスク**が増大。**小売事業者の収支**に影響

# 1. 現行のインバランス料金制度に対する現状認識

## ① 電源調達環境・リスク回避手段の整備状況について

当初の思想

- 各BGが正確に計画を策定することを原則としつつ、仮に予測が正確でなかったBGが一部にあった場合にも、全体として需給が一致に向かい、需給状況が適切に市場価格に反映されることを促進すると期待
- 需給ひっ迫時には適切にインバランス料金が上昇することで、各BGが各種市場も活用してあらかじめ必要な量の電源を調達することが経済合理的となり、インバランス発生量を抑制

現在の状況

- 供給力確保義務と正確な計画策定を遵守するためには、多様な電源調達手段と商品が必要だが、**内外無差別**の取り組みは徐々に進展しつつあるものの、**調整手段として利用可能な通告変更オプションが存在しないエリアが大半を占めるなか常時BUが廃止。新電力が計画値同時同量を遵守するための調整手段が限られる（むしろ減っている）状況**でのインバランス料金見直し（引き上げ）は小売事業者への影響が大きい
- リスク回避手段として当初期待された**電力先物市場**や**ベースロード市場**は、両市場とも改善を進めているが、電力先物市場は、ようやく直近月や半年先の商品など、必要な量が売り札として供出される状況になりつつあるが、さらに先の期間の商品が十分ではないなど、**より一層の活性化が必要**な状況。ベースロード市場も活性化しているといえる状況ではなく、当初期待された**小売事業者のリスク回避手段が十分に整備されたとはいえない状況**
- 小売事業者は計画値同時同量の義務を負っており、弊社では、計画値を一致させるために日々の需給オペレーションを実施**（インバランス量を減らす行動は価格によらず日々実施）

# 1. 現行のインバランス料金制度に対する現状認識

## ②需給ひっ迫時のインバランス料金（C値）について

当初の思想

- C値は、緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格ということから、新たにDRを追加的に確保するのに必要となる価格として、電源 I' の公募結果から確保したDRを一般送配電事業者が想定する回数発動した場合の価格を参考に算出
- C値を引き上げることでDR事業者にインセンティブを与え、追加的にDRを確保することで需給を一致させることを期待するとともに、計画値同時同量のインセンティブを付与

現在の状況

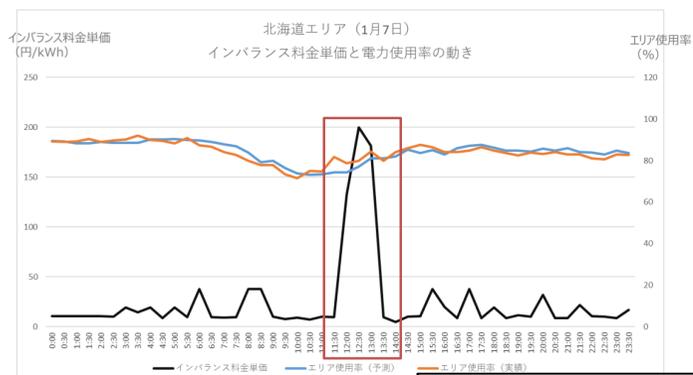
- 補正料金算定インデックスとなる**広域予備率**は、需給調整市場における調達不足や一般送配電事業者と各BG間の想定の違い、電源の起動停止の主体の変化などの影響から、**実態に即した値になっていない**。広域機関において広域予備率の実績検証や、今後の在り方が整理されはじめた段階であり、**シグナルとして機能していない**。広域予備率がシグナルとして機能しない中でC値を引き上げても、**確保できたDRが結果として無駄に終わる可能性も**
- **需給調整市場では**、上げ調整単価が200円の蓄電池が発動指令を受け、限界的な電源となった事例が発生。この事業者は、インバランス料金単価の予想は難しいことから、損失リスクを排除するため、**kWh単価を上限値200円として登録**。この事例を契機に限界費用がインバランス料金単価となる運用を行う事業者に対しては、インバランス料金単価の予測を行うことを求めることとなったが、**C値引き上げによる影響が懸念**（次頁参照）
- **現在の補正インバランス料金カーブでも実際の限界費用と乖離があり、余剰インバランスを出す事業者に必要な以上の対価が支払われている**（次々頁参照）

# 1. 現行のインバランス料金制度に対する現状認識

## (参考) 制度設計専門会合における過去の議論

- 北海道エリアにおいて、上げ調整単価が200円の蓄電池が発動指令を受け、限界的な電源となった事例が発生。この事業者は、インバランス料金単価の予想は難しいことから、損失リスクを排除するため、kWh単価を上限値200円として登録していたことが判明
- この事例を契機に、限界費用がインバランス料金単価となる運用を行う事業者に対しては、インバランス料金単価の予測を行うことを求めることとなったが、C値引き上げに慎重な声も

- 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。



第93回制度設計専門会合  
資料4

### (蓄電池事業者の回答)

- 当該蓄電池事業者 (※1) は、小売電気事業者と電気需給契約を行いつつ、需給調整市場 (3次①及び3次②) に参加している蓄電池。
- 小売事業者との契約では、スポット市場の入札受付が終了する前日10:00以降に行われる充電 (計画変更) は、インバランス料金単価で精算することとなっていた。
- 200円/kWhの価格を登録した前日は、複数ブロックで需給調整市場での約定がなされており、全てのブロックで発動されると充電量が不足することが見込まれたことから、ブロックの合間で、急ぎ充電を行った (※2)。
- インバランス料金単価予想は非常に難しいことから、損失を出すリスクを排除するために、当日のkWh価格は上限値の200円/kWhとして登録した。
- 当日は複数ブロックで発動指令が出され、そのうちのひとつのコマが12:30~13:00であった (※3)。

第93回制度設計専門会合  
資料4

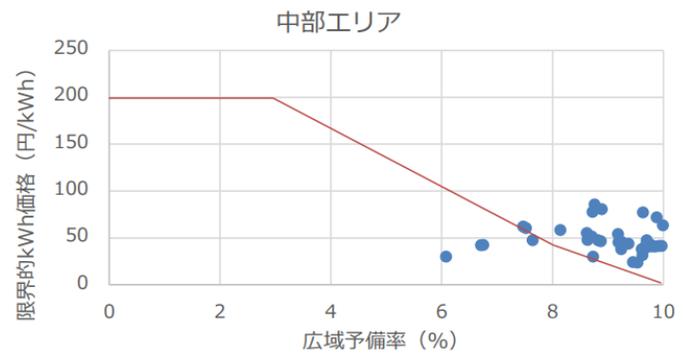
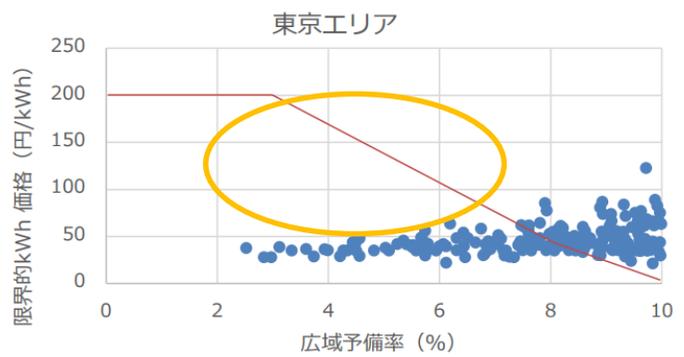
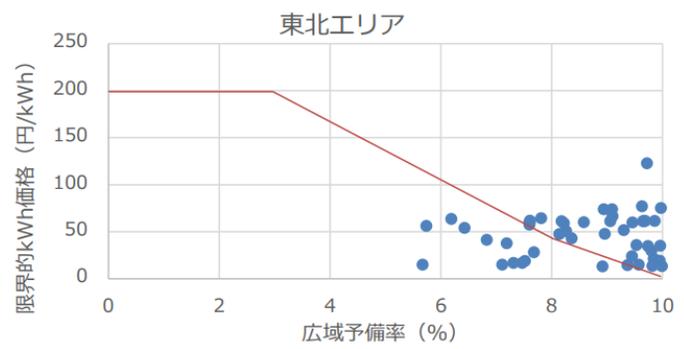
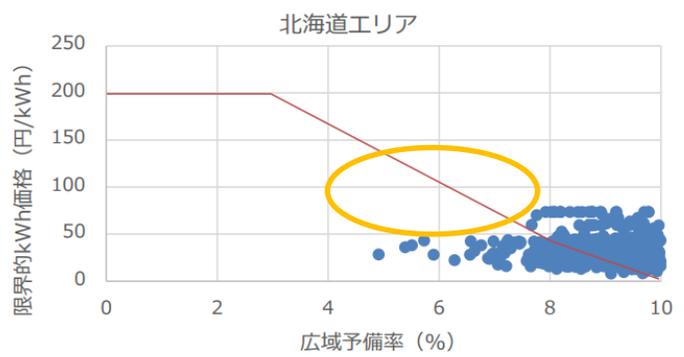
# 1. 現行のインバランス料金制度に対する現状認識

現在の補正インバランス料金カーブであっても実際の限界費用とは乖離があり、余剰インバランスを出す事業者に必要な以上の対価が支払われている

## (参考) 広域予備率と調整力の限界的kWh価格との関係

第85回制度設計専門会合  
資料6-1

- 2022年度における広域予備率と通常の調整力（緊急自家発等の追加供給力対策のコストではないもの）の限界的なkWh価格との関係は以下のとおり。
- 現行の補正インバランス料金カーブにおいては、調整力の限界的kWh価格が当該カーブよりも低い場合には、インバランス料金は赤線に補正されることになる。



## ③小売事業者の事業環境への影響について

当初の  
思想

- 現行のインバランス料金制度設計時の想定では、需給ひっ迫時補正インバランス料金が発動されるコマ数は、電源 I' の発動など各エリアで年に 1 回以下程度の需給ひっ迫のケースにおいて多くとも100コマ程度と想定（第43回制度設計専門会合：資料5）
- 昨年度の議論では、容量市場の開始など、2024年度は小売事業者の事業環境が大きく変化することへの配慮から、C値 = 200円、D値 = 45円の継続を決定

現在の  
状況

- 発動指令電源の発動回数は、東京エリアで今年度半年だけで9回（その他のエリアでも4～5回程度発動）となっており、これまでと比べて増加
- 容量拋出金は、年度ごとに負担額に相違があるうえ、電力会社間で算出の考え方が異なるなど、事前の拋出金額の推計や検証を行うことが非常に困難となっており、**2025年度以降も混乱は継続**。小売事業者の事業環境は**今年度と同様に不安定な状況**
- さらに今後は、**電源脱炭素化のための追加コスト負担が懸念**されるほか、**高いインバランス料金は、小売事業者だけではなく発電事業者のリスクも増大させる恐れがあり、小売事業者からみると電源調達コストが上昇する懸念**（最終的に**需要家の電気料金上昇が懸念**）

1. 現行のインバランス料金制度に対する現状認識
2. C値・D値見直しに対する弊社の考え方

## 2. C値・D値見直しに対する弊社の考え方

### ① 計画値同時同量遵守のための手段の充実

- ✓ 内外無差別の取り組みを進めた結果、**通告変更オプションの無い商品を販売するエリアが大半を占める中、常時BU（通告変更可）が廃止**。相対契約等により、通告変更オプションのある電源を確保することは、計画値同時同量を遵守するうえで極めて重要。インバランス料金を見直す前に、まずは内外無差別の商品拡充等、**新電力の調整手段を確保することが先決**
- ✓ **リスク回避手段となる電力先物市場についても、さらなる活性化の取り組みが必要**

### ② 広域予備率の適正化と適切な情報開示

- ✓ **需給調整市場が十分に機能せず、広域予備率は実態の数値とかけ離れ、シグナルとして機能していない状況**。C値・D値を見直すのであれば、見直しを急がず、これらの**問題が完全に解決された後に実施すべき（それまでは現状の200円を継続）**

### ③ C値・D値算出の考え方の整理

- ✓ C値 = 600円は、過去の状況下で算定された値であり、**600円は妥当ではない**。当初の考え方のもと、それに近い指標データで現在の状況に置き換えることも考えられるが、**数値や算出方法について丁寧な議論が必要**。D値についても同様

### ④ セーフティネットの導入

- ✓ **インバランス料金が高騰し続ける状況が継続発生した場合、小売事業者の収支影響は甚大。小売事業者に対する何らかの除外規定など、セーフティネットが必要**

# 2. C値・D値見直しに対する弊社の考え方

## ①計画値同時同量遵守のための手段の充実

- ✓ 内外無差別は徐々に進展しつつあるが、需要家の短期・直近の需要変動に対応可能なオプション価値（通告変更オプション）は、需要家の多様なニーズへの対応や計画値同時同量遵守のためにも極めて重要。引き続き**電源調達**の多様性、**流動性拡大**に向けた取り組みが必要
- ✓ 不測の事態に備えたリスク回避手段の確保という観点では、**電力先物取引**は、これまで買いを希望しても売り札が少なく調達が難しかったが、最近では、直近月や半年先の商品など、必要な量の売り札が供出される状況にまで改善。一方、**より期間が先の商品に関するアクセスは未だ不十分**であり、改善が必要

### (D.)オプション価値に係る確認結果

- オプション価値（通告変更量・期限）について、**既存の長期契約がある事業者（東電HD・RP及びJERA）において、内外で無差別にオプション価値が設定されていない事例があることを確認した。**

第98回制度設計専門会合  
資料7-1

確認観点	No.	確認項目	北海道	東北	東電HD・RP	東電EP	中電HD	中電MZ	JERA	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄		
D オプション 価値	12 ★	社内外で無差別にオプション価値（通告変更量・期限）が設定されているか	単年	◎（社内外共に設定なし）	◎（社内外共に設定なし）	◎（ <b>既存長契の存在</b> ）	◎（グループ内外共に設定なし）	◎（グループ内外共に設定なし）	-（販売なし）	◎（ <b>既存長契の存在</b> ）	◎（社内外で同一）	◎（社内外共に設定なし）	◎（社内外で同一）	◎（社内外で同一）	◎（社内外で同一）		
			長期	◎（社内外共に設定なし）	◎（社内外共に設定なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	◎（社内外共に設定なし）	◎（社内外共に設定なし）	◎（社内外で同一）	◎（社内外で同一）	◎（社内外共に設定なし）	◎（社内外共に設定なし）	
	13 ★	オプション価値について、社内で契約書等の規程に基づき、厳格な運用が行われているか	単年	-（社内外共に設定なし）	-（社内外共に設定なし）	◎（揚水の特 性上、需給計画を受領して発電所を稼働）	-（グループ内外共に設定なし）	-（グループ内外共に設定なし）	-（販売なし）	◎（契約書に規定）	◎（決裁書・卸標準メニューに規定。通告期限以降の変動は時間前市場価格で精算）	-（社内外共に設定なし）	◎（取引文書に規定。通告期限以降の変動はスポット/時間前市場価格で精算）	◎（取引文書に規定。通告期限以降の変動はスポット/時間前加重平均価格で精算）	◎（取引文書に規定。通告期限以降の変動はインバランス精算）		
			長期	-（社内外共に設定なし）	-（社内外共に設定なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（社内外共に設定なし）	-（社内外共に設定なし）	◎（同上）	◎（同上）	-（社内外共に設定なし）	-（社内外共に設定なし）	
			単年	-（社内外共に設定なし）	-（社内外共に設定なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（社内外共に設定なし）	-（社内外共に設定なし）	◎（同上）	◎（同上）	-（社内外共に設定なし）	-（社内外共に設定なし）
			長期	-（社内外共に設定なし）	-（社内外共に設定なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（販売なし）	-（社内外共に設定なし）	-（社内外共に設定なし）	◎（同上）	◎（同上）	-（社内外共に設定なし）	-（社内外共に設定なし）

オプション価値の「設定なし」または「販売なし」の事業者が大半の中、**通告変更可能は常時BUは廃止**

# 2. C値・D値見直しに対する弊社の考え方

## ②計画値同時同量を遵守するための適切な情報開示（広域予備率の適正化）

- ✓ 需給調整市場が十分機能せず、広域予備率がシグナルとして機能しない状況では、**小売事業者がスポット市場や時間前市場、DRなどを活用して需給を一致させるための行動が、収支面において逆効果を招く恐れ**（下図参照）。小売事業者の負担増は、**最終的に需要家の料金に影響**
- ✓ このような状況下でC値見直しを急ぐのは得策ではなく、まずは**広域予備率が実態に即した値となるよう改善することが先決**（改善するまで200円を継続）

### ■ 広域予備率が実態とかけ離れることによる小売事業者への影響（例）



※C値が200円であっても量を一致させる行動は不変

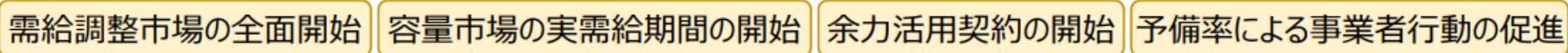
# 2. C値・D値見直しに対する弊社の考え方

## (参考) 広域予備率の課題改善に向けた検討状況

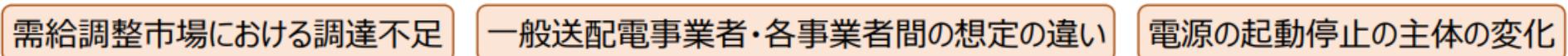
第100回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

- 現在の広域予備率は、電源の起動や停止の状態、調整力の確保状況、小売事業者と一般送配電事業者における想定需要の違いを表すことで、小売事業者および発電事業者に対して自主的行動を促すシグナルの役割がある。
- 加えて、一般の需要家に対しては当日の電気の需給状況を予見させる役割がある。これらを踏まえ、**需要家と電気事業者の双方の目線で予備率の在り方を検討する必要がある。**

### 広域予備率に関連する制度の変更

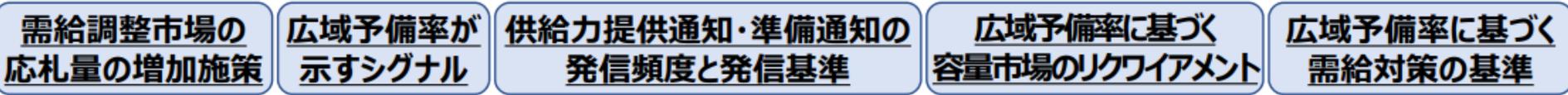


### 広域予備率の変化の要因



### 広域予備率の低下

### 検討すべき課題



(さらなる検討の観点)  
インバランス料金制度 市場の入札規律

# 2. C値・D値見直しに対する弊社の考え方

## ③C値・D値算定の考え方の整理

### (C値について)

- ✓ 前述 (①・②) の課題が解決した後、C値をいくらとするか
- ✓ **C値 = 600円は、過去の状況をもとに算定された値であり、600円は妥当ではない**
- ✓ 前回の本会合の**390円という案は、シングルプライスで上限価格に張り付いた実需給2024年度の容量市場の初回オークションの値を参照したもので、極端に高い価格。容量市場については、その後、逆数入札が廃止されたことを考えると、2024年度実績を参照することは適切ではない。特異値として除外したうえで、①2025年度以降の各エリアの発動指令電源の価格を加重平均、②上下一定の値をカットしたうえで加重平均、③高い価格から一定程度カットしたうえで最大値、**といった案も考えられるのではないか

### (D値について)

- ✓ 前回の本会合で「計画値同時同量を達成するインセンティブ等の観点から適切な水準となっているか」と論点提起されたが、小売事業者は計画値同時同量の義務を負っており、**インバランス量を減らす行動は価格にかかわらず日々実施しており、価格引き上げによるインセンティブはない**  
⇒D値は**45円据え置き**が妥当ではないか

• 2024年度向けの容量市場で落札された電源について調べたところ、現状の価格水準は**390円/kWh程度**であった。

容量市場価格	
<p>第45回制度設計専門会合 資料6-1 2023年5月22日</p> <p>2024年度以降の容量市場価格を踏まえると、2024年以降のkWの調達コストは、kWhあたり97.1円～392.7円程度となっている。</p>	
<p>2024年度～2026年度の容量市場約定価格</p>	
2024年度	全エリア： 14,137円/kW (392.7円/kWh)
2025年度	北海道： 5,242 円/kW (145.6円/kWh) 北海道・九州エリア以外： 3,495 円/kW (97.1円/kWh) 九州エリア： 5,242 円/kW (145.6円/kWh)
2026年度	北海道： 8,749 円/kW (243.0円/kWh) 東北： 5,833 円/kW (162.0円/kWh) 東京： 5,834 円/kW (162.1円/kWh) 中部/北陸/関西/中国/四国： 5,832 円/kW (162.0円/kWh) 九州： 8,748 円/kW (243.0円/kWh)
<p>経団連は発動指令電量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、同一時間帯の価格</p>	

### 第1回制度設計・監視専門会合 資料 9

- D値については、過去の第39回制度設計専門会合（2019年6月25日）において、「確保済みの電源I'のコストを反映する。」という考え方が整理されており、現状は2019年時点の電源I'のkWh価格の各エリアの最高価格の全国平均を引用し**45円/kWh**となっている。
- これについて、**計画値同時同量を達成するインセンティブ等の観点から適切な水準となっているか。**

## 2. C値・D値見直しに対する弊社の考え方

### ④長期間の価格高騰時のセーフティネットの導入

- ✓ 再エネ導入が加速し、火力発電所の休止・退出等の影響や端境期などにおける厳気象の発生などにより需給が不安定化、最近では、**小売事業者の努力の範疇では克服できない厳気象・自然災害等の発生や地政学的リスクなど、事業者の責によらないリスクが増大**
- ✓ 一方、電力先物取引などの**リスク回避手段**については徐々に整備されつつある状況だが、**未だ十分な状況とは言えない状況。長期間にわたりC値が継続した場合、甚大な影響が発生**

(参考) 現行のC値 = 200円が2週間※1継続した場合の影響額 (概算)

#### ■インバランス料金影響

・需要規模200万kW×14日×8h/日※2×インバランス発生率3%×200円 = **約13億円**

#### ■スポット市場影響 (スポット市場も200円に張り付いた場合の追加影響)

・需要規模200万kW×14日×8h/日※2×市場調達率10%×(200-20※3)円 = **約45億円**

※1 2020年度冬季には、2週間程度価格高騰が継続

※2 朝・夕合計8時間/日、インバランス料金・スポット市場価格が高騰すると想定

※3 相対契約等の調達価格想定

⇒小売事業者のインバランス料金支払いに対する除外規定など、セーフティネットが必要

以上