

下げ Δ kW（下げ調整力）の調達について

2023年11月9日

需給調整市場検討小委員会 事務局
調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 第41回本小委員会（2023年8月17日）において、下げ調整の価値について、GC以前とGC以降に分けて整理を行い、下げ調整の扱い（価値）については、引き続き、資源エネルギー庁と連携して検討を進めるとしたところ。
- 一方、一般送配電事業者が調整力として下げ Δ kW（下げ調整力）が必要であれば、商品として準備（調達）することが必要ではないかのご意見、また、GC以降の下げ Δ kW（下げ調整力）については、上げと下げの役割（価値）をはっきり分けて、下げ Δ kW（下げ調整力）は上げ Δ kWとは別のリソースに任せるという発想に基づき、検討を深めてはどうかといったご指摘も頂いた。
- そのため、今回、下げ Δ kW（下げ調整力）のみを応札する（調達する）ケースについて、深掘り検討を行ったため、ご議論いただきたい。

■ 第41回本小委員会で整理した下げ調整の価値のうち、GC以降の下げ Δ kW（下げ調整力）について今回検討。

まとめ

36

■ 「下げ調整の価値」としては、以下の3つが考えられ、それぞれに対し検討した結果は以下のとおり。

	調達	運用
GC以前 (卸電力市場や 優先給電ルール等)	①同時同量達成のための抑制	
GC~実需給 (需給調整市場)	②余剰インバランスに対応するための余力確保	③余剰インバランスに対する出力制御

- ① GC以前の同時同量達成のための抑制（優先給電ルールによる抑制）に対して、発電事業者が対価を得られるとすると、ゲーミングならびに更なるFIP電源の未約定（抑制）を誘発すると考えられることから、こういったGC以前の同時同量達成のための抑制（下げ調整）に対する価値については、丁寧な議論が必要
- ② GC以降の下げ Δ kW（下げ調整力）を確保する場合、調整電源の抑制代や揚水ポンプのポンプ代（言い換えると見かけ上の需要の上げ代）等にて確保することとなり、計画時点における供給余剰を促すこととなり、再エネ抑制量増加に繋がる
- ③ FIT電源を除く再エネが、下げ調整力（調整力kWh市場）に参加することは、現行の余力活用契約でも可能となっており、活用可能リソースの増加による信頼度向上や調整費用低減に寄与すると考えられる（期待できる）のではない

■ 上記を踏まえ、下げ調整の扱い（価値）については、引き続き資源エネルギー庁と連携して検討を進める。

■ (中澤オブザーバー)

2024年度以降の需給調整市場については、調整力公募による特定の電源の年間確保から必要なタイミングで必要な調整力の量を調達することへの制度変更であり、一般送配電事業者が調整力として下げ調整力が必要であれば、商品として準備することが必要と考える。

20ページに示されている発電・小売の行動として供給余剰となるタイミングで揚水等、経済合理的な行動が望ましいと考えるが、それぞれの事業者の行動が必ずしも供給余剰や再エネ抑制の解消に繋がるとは限らず、その場合、需給を管理している一般送配電事業者が必要に応じて下げ調整力を調達することが必要になると理解している。

27ページの右図に示されているとおり、下げ Δ kWを確保した場合にゲートクローズ時点で再エネの更なる抑制が必要と理解する一方で、下げ調整力が必要な現状を踏まえると、下げ調整力に対する商品として準備されていることが望ましく、市場ができることで下げ調整力の新たな創出を促し、再エネ抑制の低減に寄与する可能性もあると考える。

今回示されている懸念は理解するが、一般送配電事業者において必要な下げ Δ kWを示し、必要量のみを事前に確保する方法等、下げ Δ kWの確保に対する更なる検討の余地があるのではないかと考えている。引き続き、下げ Δ kWの調達の必要性、価値化についてはネガティブプライスの議論も含め、前向きに議論されることを事業者としては期待している。

■ (松村委員)

今回の事務局の整理は合理的、多面的に整理している。合理的な整理はなされているが、下げ Δ kW の調達が必要と主張している人達が考えていることの一面しか捉えていないのではないかと少し懸念している。

仮に、調整力は上げも下げも対応できるものとして調達し上げと下げと分けて調達しない世界と、上げと下げを完全に分ける世界を考える。前者では、調整力供給者に対して、上げにも下げにも対応してもらう結果として、上げ余力も下げ余力も確保しなければならない状況での応札が原則となるケース。上げ下げ両方に応札も可能であるものの、上げ下げ別々もできるケース。最低出力が 50%であった場合、下げにも上げにも対応できなければいけないとすると 50%を超えたところで動かしておかなければならず、50%まで下げることによって下げの調整力を供給することになるが、上げに専念すると 50%の設備利用率で 50%よりも上への対応はする、上げだけに専念するリソースにし、下げのほうは別のリソースに任せる方法もあり得る。前者のような整理をすると上げ調整力の供給量はむしろ減ってしまう。これは、ちょうど下げ調整力を調達するとむしろ太陽光発電の余剰を吸収してほしい局面に吸収できなくなることとミラーの関係である。これと同じようなことがその発想でも出てくるはず。更そこで稼働率を上げているとやはり抑制を増やす方向になることと同じと考える。今の運用がそうになっていないことは承知の上であるが、原理的には上げと下げを分けない方法だと、ここで整理された弊害とミラーの弊害がそのまま起きると考える。

更に上げと下げを分けて役割をはっきりさせ、実際にはほぼ発動しなかったとしてもいざとなったらその下げ調整力を供給することによって Δ kW を供給しその対価が得られる市場を開いて欲しいとの要望に対し、ある意味で参加はできる、ただネガティブプライスが実現していないので意味がないだけだという事務局の整理は Δ kW の部分で稼ぐ市場を開くべしとの要請に対する回答になっていないと考える。中澤オブザーバーの指摘もそういうことなのかもしれないと考えている。ネガティブプライスが実現するまで、検討はすると言うけれど実際には形だけで、しかもネガティブプライスはいつから実現するかといえば同時市場と同時で、どんなに早くても 2028 年、遅ければ 2030 年となると、下げ調整力を別途調達すべきと議論した人達が本当に満足するのか、この説明で本当に満足するのか、少し疑問を持っている。

ネガティブプライスが早急に実現し、それを梃子にして実質的にこれを活性化するという発想もあり得るが、今回の整理はネガティブ過ぎるのでないか。このままでは、本当に一旦これで整理されて、2028 年まで結局何も変わらないのではと少し懸念している。先程の中澤オブザーバーに対する回答のとおり、検討が実質的に更に進むことを期待している。

- また、第9回本小委員会（2019年3月5日）において、平常時には自然体で下げ ΔkW が確保されること、加えて、エリア内の供給量が需要量を上回ることが見込まれる時には優先給電ルールにより下げ ΔkW を確保することができることから、当面、下げ ΔkW （下げ調整力）については市場調達しないと整理している。

まとめ

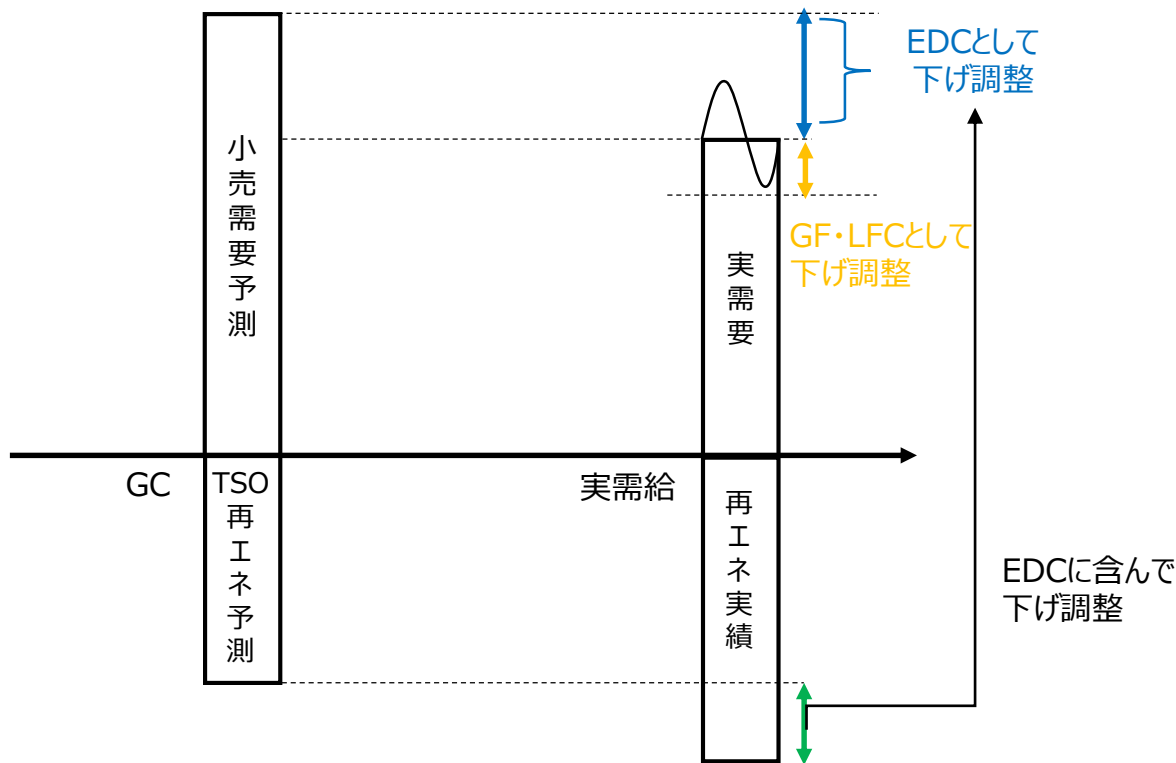
21

- エリア内で供給量が需要量を上回ることが見込まれる際に適用される優先給電ルールは、抑制順位に基づいて自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げ ΔkW ）を確保して、自然変動電源の出力抑制量を定めるという考え方であり、これを前提として以下のとおり対応することとなる。
 - 平常時
 - ✓ 発電事業者がメリットオーダーにもとづく発電計画を作成すると、安価な調整電源等から順に定格出力になると考えられるため、十分な量の下げ ΔkW を備えた調整電源等が自然に生じる。
 - ✓ このため、下げ調整力について ΔkW をあらかじめ市場で調達する必要性はない。
 - ✓ なお、これは余力活用の仕組みにより、下げ調整力の ΔkW 調達を行われていない調整能力を持った電源等の下げ余力を十分活用できることを前提としている。ただし、余力活用に関する契約に実効性を持たせるには、発電事業者が余力活用に応じるインセンティブ性についての検討が必要となる。
 - エリア内の供給量が需要量を上回ることが見込まれる時
 - ✓ 優先給電ルールによる抑制順位に基づいて自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げ ΔkW ）を確保して、自然変動電源の出力抑制量（下げ ΔkW ）を決めることで下げ ΔkW を確保することができる。
 - ✓ このため、下げ調整力について ΔkW をあらかじめ市場で調達する必要性はない。
 - ✓ なお、これはエリア内で供給量が需要量を上回ることが見込まれる際に適用される優先給電ルールがあることを前提としており、この前提を変更する場合には国の審議会にて検討が必要。
- 以上より、下げ ΔkW をあらかじめ調達することなく運用が可能と考えられるため、下げ ΔkW については当面市場調達しないこととしてはどうか。

1. 下げ Δ kW（下げ調整力）の必要性について
2. 同時同量インセンティブとの関係について
3. 下げ Δ kW（下げ調整力）の市場調達について
4. まとめ

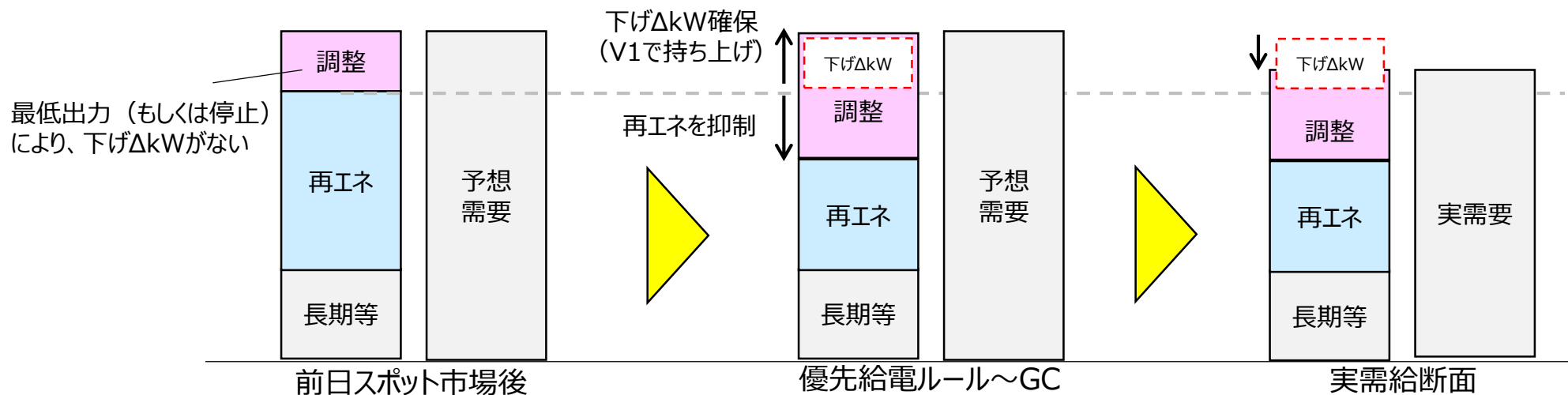
1. 下げ Δ kW（下げ調整力）の必要性について
2. 同時同量インセンティブとの関係について
3. 下げ Δ kW（下げ調整力）の市場調達について
4. まとめ

- 現行の需給調整市場においては、GCから実需給にかけて、不足インバランス（需要上振れ・再エネ下振れ等）が発生する場合、ならびに時間内変動のうち上げ側に対応するため、上げ Δ kW（上げ調整力）を調達している。
- 他方、GCから実需給にかけては、余剰インバランス（需要下振れ・再エネ上振れ等）となる場合や時間内変動においても下げ側の対応が必要な場合もある。
- 上記を踏まえると、一般送配電事業者が、調整力として下げ Δ kW（下げ調整力）が必要である点は、構造上、上げ Δ kW（上げ調整力）と変わらないと考えられる。

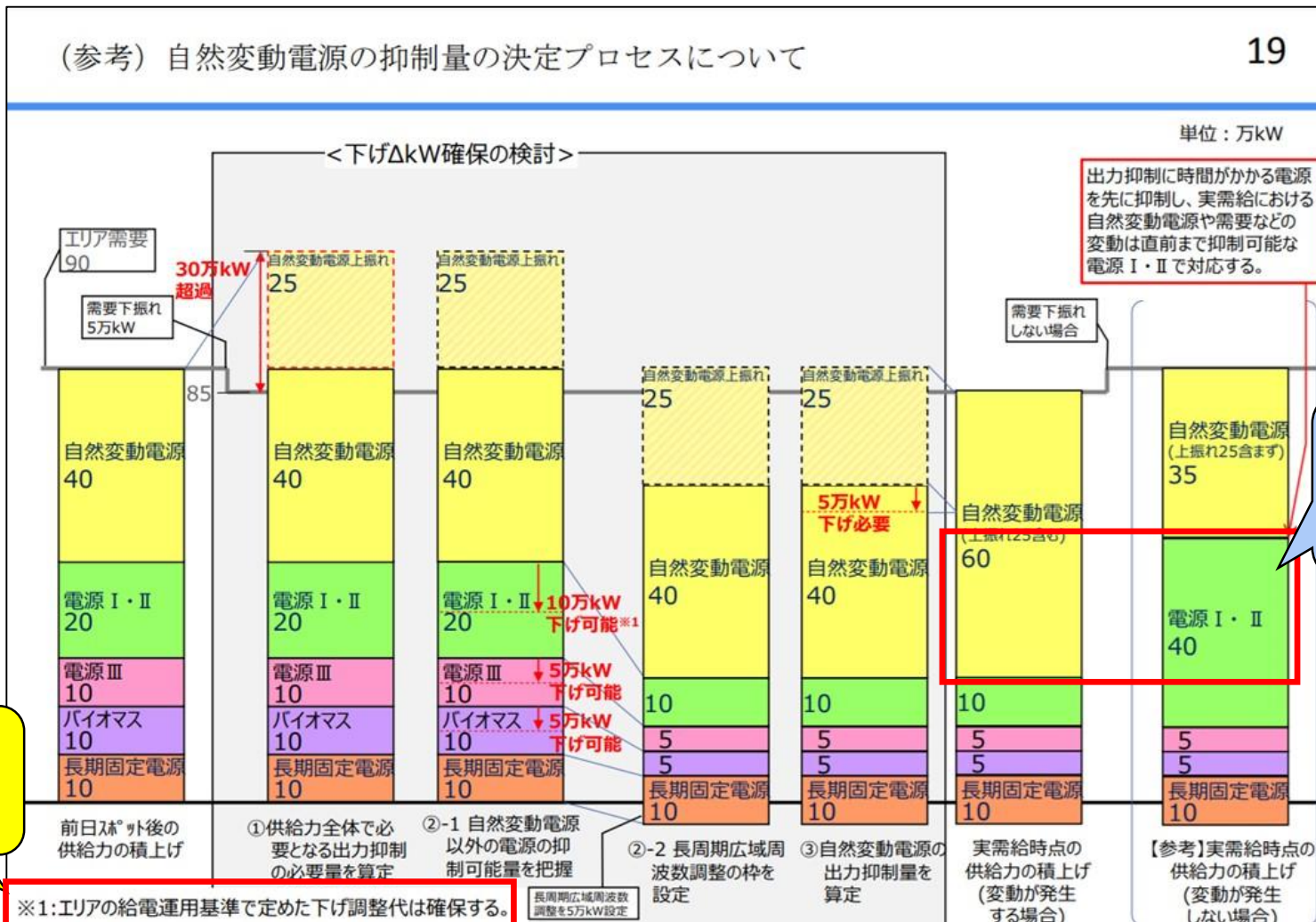


- この点、現状においても、下げΔkW（下げ調整力）が不足すると思われる供給余剰時においては、一般送配電事業者は、電源Ⅱ運用により事前に調整電源の出力を持ち上げることで下げΔkWを確保し、事後的にその精算（対価の支払い）を行っている※。
- 具体的には、現状、調整電源の大宗が火力等電源であることを踏まえると、スポット市場が安価（ex.0.01円）となる供給余剰時においては、スポット市場で差し替えることが経済合理的（下げΔkWを有していない状況）となる。
- この際、前日スポット市場後のバランス策定（供給力の積上げ時）において、下げΔkWが存在していないことから、再エネ等を抑制したうえで、調整電源を持ち上げる（再エネ等と持ち替える）ことで、下げΔkWを確保している。
- その後の実需給断面において、下げ調整が行われなかった（下げΔkWとして確保したものの使われなかった）場合、V1単価で精算されるため、これが下げΔkW確保に対する対価の支払いと見做すことができる。
- 他方で、こうした（必要な）下げΔkW確保を、需給調整市場を通じて調達すべきか（合理的かどうか）が、今回の検討における論点となる。

※ 2024年度以降においても、緊急時（下げΔkW不足時）と見做し、余力活用契約によって同様の運用を行う。



- 現在の優先給電ルール（再エネ等出力抑制の決定プロセス）においても、下げ Δ kWとして、時間内変動対応分（GF・LFC）ならびにGC以降の需要下振れ・再エネ上振れ対応分（EDC）を確保する運用を行っている。



時間内変動
対応分を確保
(GF・LFC)

需要下振れ・
再エネ上振れ
対応分を確保
(EDC)

- 下げΔkWの確保は、調整電源（余力活用電源）の計画値から下げる行為（下表の「②下げ調整力の活用」）ではなく、予定していた計画値から上げておく行為に該当するため、下げΔkWが不足と思われる供給余剰時は、余力活用契約における緊急時と見做して、現行同様の運用（優先給電ルール）を行うことが整合的と考えられる。

39

まとめ

- 2024年度以降の余力活用の考え方について、過去からの状況変化踏まえ、整理した内容については以下のとおり。
- 今後、本整理内容をもとに、一般送配電事業者による詳細検討が進められ、事業者間の余力活用契約締結に向けて、年内に一般送配電事業者による意見募集がかけられる予定。

	余力活用	ΔkW約定分	(参考) 電源Ⅱ	
平常時	起動停止	×	×	○
	調整力kWh市場	○	○	○
	①経済差替え（出力増減）	GC後のEDCのみ	GC後のEDCのみ	GC前のUC GC後のEDC
	①経済差替え （起動・停止タイミング調整）	○	×	○
	②下げ調整力の活用	○	-（対象外）	○
	③～⑥系統運用機能の活用	○（公募実施時のみ）	-（対象外）	○
	⑧再給電方式の活用	○	○	○
緊急時	⑦追加起動	【ΔkW確保】 ・需給ひっ迫時（3%） ・ΔkW調達不足時 【系統運用機能の活用】 ・故障、BO復旧、試験時 ・発電等設備故障予見時 ・特異日の電圧調整 ・想定外の混雑発生時	-（対象外）	○

1. 下げ Δ kW（下げ調整力）の必要性について
2. 同時同量インセンティブとの関係について
3. 下げ Δ kW（下げ調整力）の市場調達について
4. まとめ

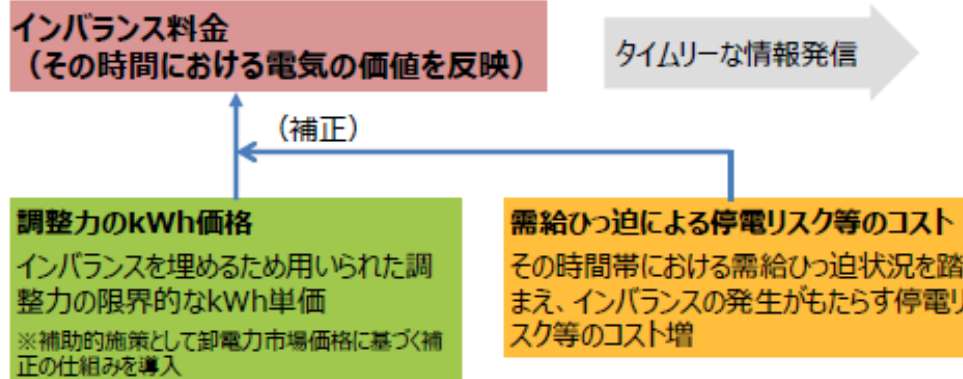
- 計画値同時同量制度の下では、GCまでは小売電気事業者と発電事業者が調整（計画変更）し、需給一致を図り、それでもなお（やむを得ず）生じるGC以降の予測誤差・時間内変動に対して、「調整力」で対応することが制度上の調整力の建付けとなる。
- この点、現行制度は、小売電気事業者と発電事業者に自発的に同時同量を達成させるべく、金銭的インセンティブをもって行動・動機を促すためのインバランス料金制度を採用している。

2022年度以降の新たなインバランス料金の考え方

- インバランス料金は、系統利用者の価格シグナルのベースとなるもの。したがって、
 - ① 実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、
 - ② その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにする。

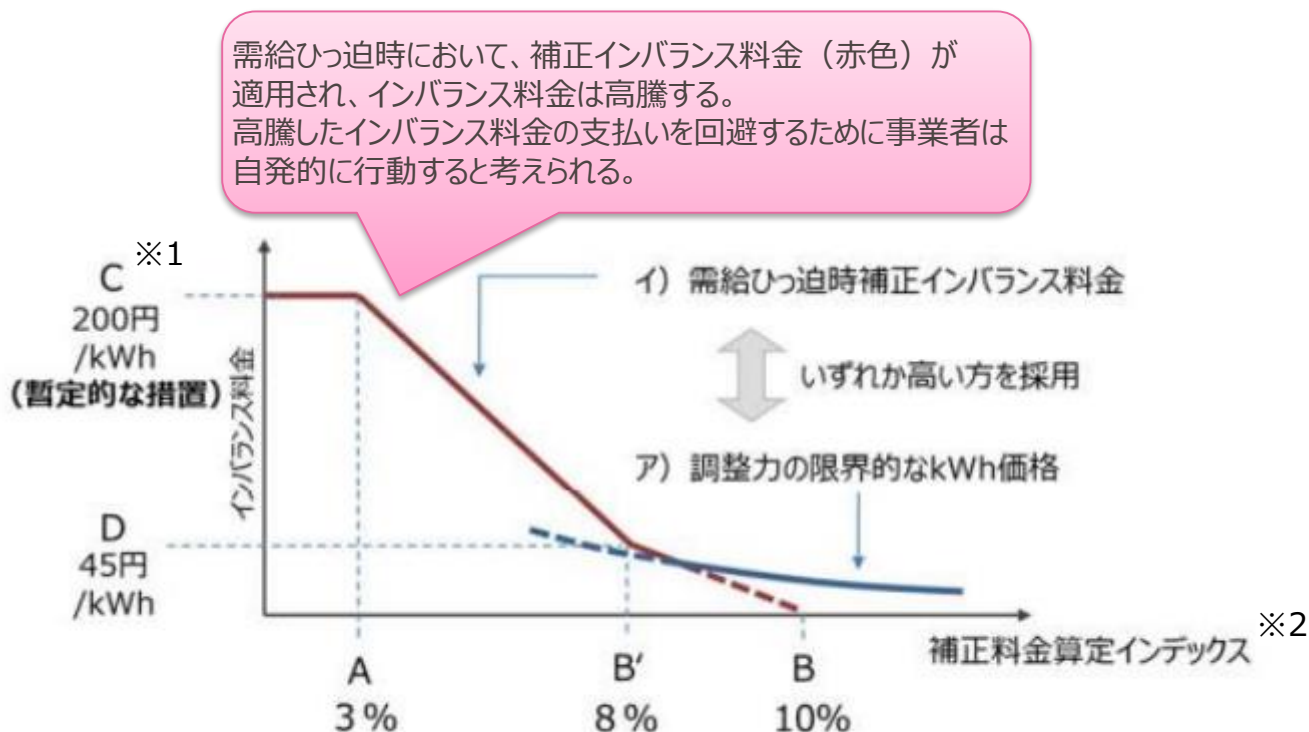
新たなインバランス料金の基本的な考え方

- ① インバランス料金が、実需給の電気の価値を表していること
- ② 系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること
- ③ 一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収できるものであること



3

- 特に不足インバランス側に対しては、需給ひっ迫時に「需給ひっ迫時補正インバランス料金」といった補正処理が設計されており、これは各事業者に需給ひっ迫時に必要な回避行動を促すことで、できるだけ、市場メカニズムの働く形で需給バランス改善（不足インバランスの減少）、ひいては中長期的な調整力確保量の低減（これによる社会コスト増大の回避）に繋げるものである。



- ※1 2024年度のCの値は引き続き暫定的な措置として200円/kWhを適用し、2025年度以降に関しては別途検討。
- ※2 2024年度以降、補正料金算定インデックスは基本的に広域予備率を参照する。

■ インバランス料金制度は、ペナルティ（罰）ではなく、安定供給確保のためのインセンティブ（動機付け）の仕組み。

まとめ・考察

22

- 我が国においては、自然災害等の後の需給ひっ迫時には、政府の要請により需要抑制や、自家発電等の起動を促してきた。しかし、今後に向けて、市場メカニズムを適切に発現させていくことにより、すべての市場参加者が需給改善に取り組んでいく（また、このインセンティブを持つ）ことが重要。
- 本専門会合において検討中の需給ひっ迫時の補正インバランス料金の仕組みは、市場価格より高いインバランス料金の支払いを求めるといふことにその本質、あるいは効果があるというよりは、各系統利用者に、需給ひっ迫時に必要な回避行動を促すことで、できるだけ市場メカニズムの働く形で需給バランス改善、さらには安定供給を指向する仕組みと思料。
- 加えて、こうした制度的枠組みを導入することで、
 - ✓ 需給ひっ迫時においても、各小売事業者が自ら供給力を確保する行動をとるため、調整力の確保量が増えるリスクが減ることとなり、これは社会コストが増大することの回避にもつながる。
 - ✓ 需給ひっ迫時の補正インバランス料金が導入されるのであれば、定検など計画停止の夏季以外への移行、発電機のより丁寧な整備、DR・分散電源の活用、相対取引、ベースロード市場、先渡市場や、先物市場の活用の大きなインセンティブとなるといった効果も期待できる。
- なお、夏季の需給ひっ迫のように一定の予見性がある場合には、需給ひっ迫時の補正インバランス料金の仕組みにより、こうした行動がとられ需給改善につながる事が考えられるが、大規模地震のように突発的に需給がひっ迫する災害時には、予見性に基いて行動する時間的尤度は乏しい。こうしたケースについては、市場停止・再開の考え方など、別途の検討が必要と考えられる。
- しかし、市場が停止した場合であっても、市場停止期間をできるだけ短くなるよう早期に市場を再開することで、市場メカニズムの中で小売事業者が供給力を確保していくこと、これにあわせ発電機やDR・分散電源が供出されるようになることにより、供給力確保がなされ、需給が改善することを期待したい。

- 言い換えると、中長期的な調整力確保量の低減（これによる社会コスト増大の回避）には、制度全体として同時同量インセンティブが十分に働く（インバランスを出さない）ような設計とする必要がある。
- 例えば、下げ ΔkW の調達に、逆にGC前の余剰インバランス発生を助長するような制度になった場合、中長期的な下げ ΔkW 必要量が増加する（社会コストが増大する）といった、制度上望ましくない結果に繋がることも考えられる。
- そのため、今回、下げ ΔkW 確保を需給調整市場を通じて調達すべきか（合理的かどうか）検討するにあたり、上記のような観点（同時同量インセンティブとの関係）は非常に重要となる。

1. 下げ Δ kW（下げ調整力）の必要性について
2. 同時同量インセンティブとの関係について
3. 下げ Δ kW（下げ調整力）の市場調達について
4. まとめ

- 前段の観点（同時同量インセンティブとの関係）も踏まえながら、下げ Δ kW（下げ調整力）を、需給調整市場を通じて調達すべきか（合理的かどうか）について、いくつかのケースに分けて検討を行った。
- 検討ケースとしては、市況として「平常時（スポット市場が0.01円/kWh以外）」と「余剰時（スポット市場が0.01円/kWh）」を想定した。
- また、応札リソースとして限界費用が一定程度ある「火力等電源」と、限界費用がほぼゼロの「FIP等再エネ電源」、充放電が可能な揚水発電・蓄電池等「充電リソース」、最後に「上げDR」の4つを設定した（計8ケース）。
- なお、第41回本小委員会で頂いた意見を踏まえて、下げ調整可能なリソースが、下げ Δ kW（下げ調整力）のみを応札するものとして検討を行う※。

※ 上げ下げ調整可能なリソースが、上げ下げ両方に応札すること自体を禁止するものではない。

【検討ケース】

リソース種別	火力等電源	FIP等再エネ電源	充電リソース	上げDR
限界費用	ex.10円/kWh	0円/kWh	—	—
平常時 (前日SP価格が 0.01円/kWh以外)	ケース1 - 1	ケース1 - 2	ケース1 - 3	ケース1 - 4
余剰時 (前日SP価格が 0.01円/kWh)	ケース2 - 1	ケース2 - 2	ケース2 - 3	ケース2 - 4

- FIT電源による需給調整取引については、買取義務者に認められていない電気の供給・使用方法となっているため、調整力の調達・運用（需給調整市場での活用）は現状では不可となっている。

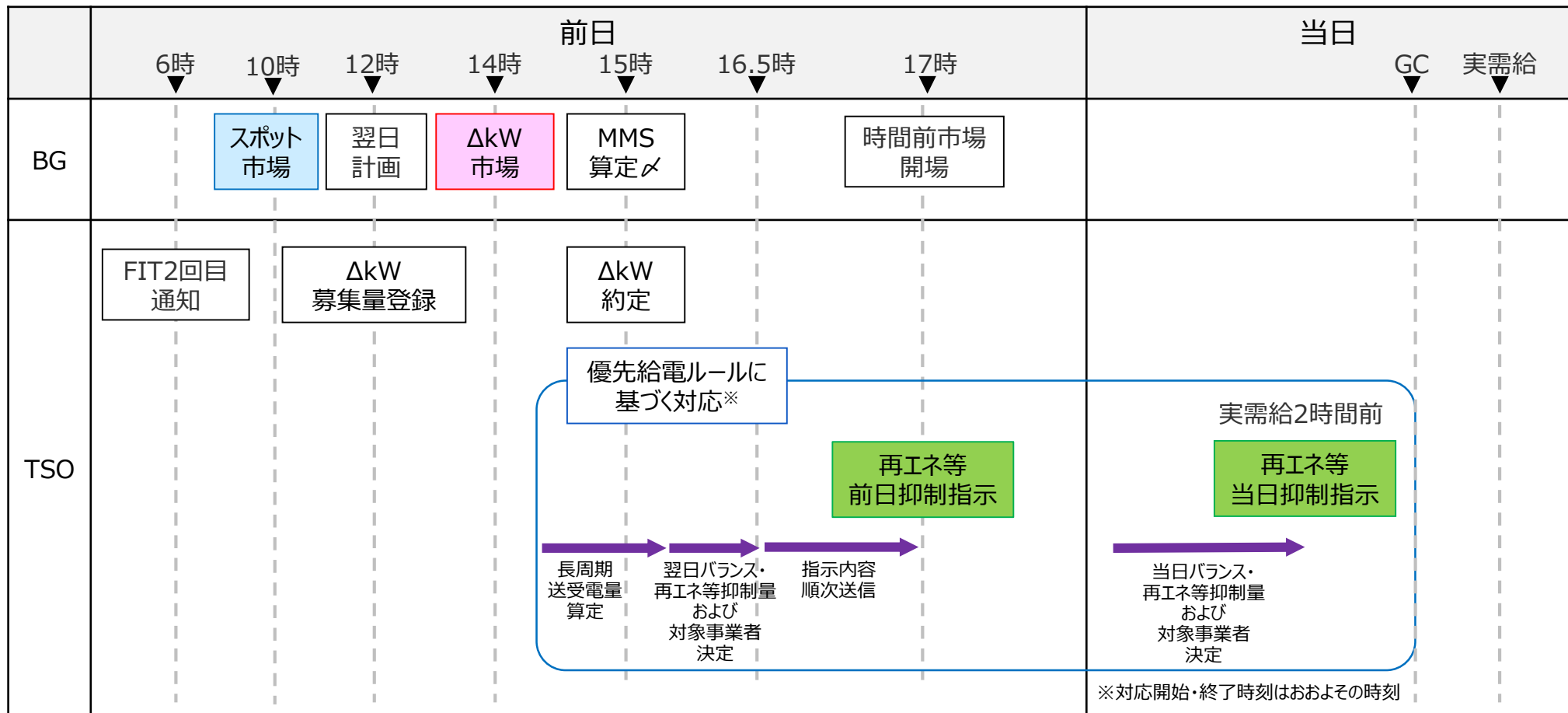
【論点5】卸電力取引市場以外の価値の取扱い

- 参照価格の算定に当たっては、卸電力取引市場に加え、電力市場をなるべく的確に反映するという観点からも、FIT制度の下で発電事業者がどの市場から収入を確保できるかを踏まえる必要がある。そこで、**各電力市場（非化石証書取引市場、容量市場、需給調整市場）へのFIT電源の参入可否について検討するとともに、市場とFIT制度の双方からの価値二重取りにならないよう、FIT電源が参入し、自ら収入を確保できると整理された市場について、適切な参照方法を検討していくべきではないか。**
- 各FIT電源が**参入選択可能な市場**については、以下の表のように整理してはどうか。その上で、**各電力市場でのFIT電源の具体的な取扱いについては、これらの市場に係る検討がこれまでも行われてきた制度検討作業部会にて検討いただくこととしてはどうか。**

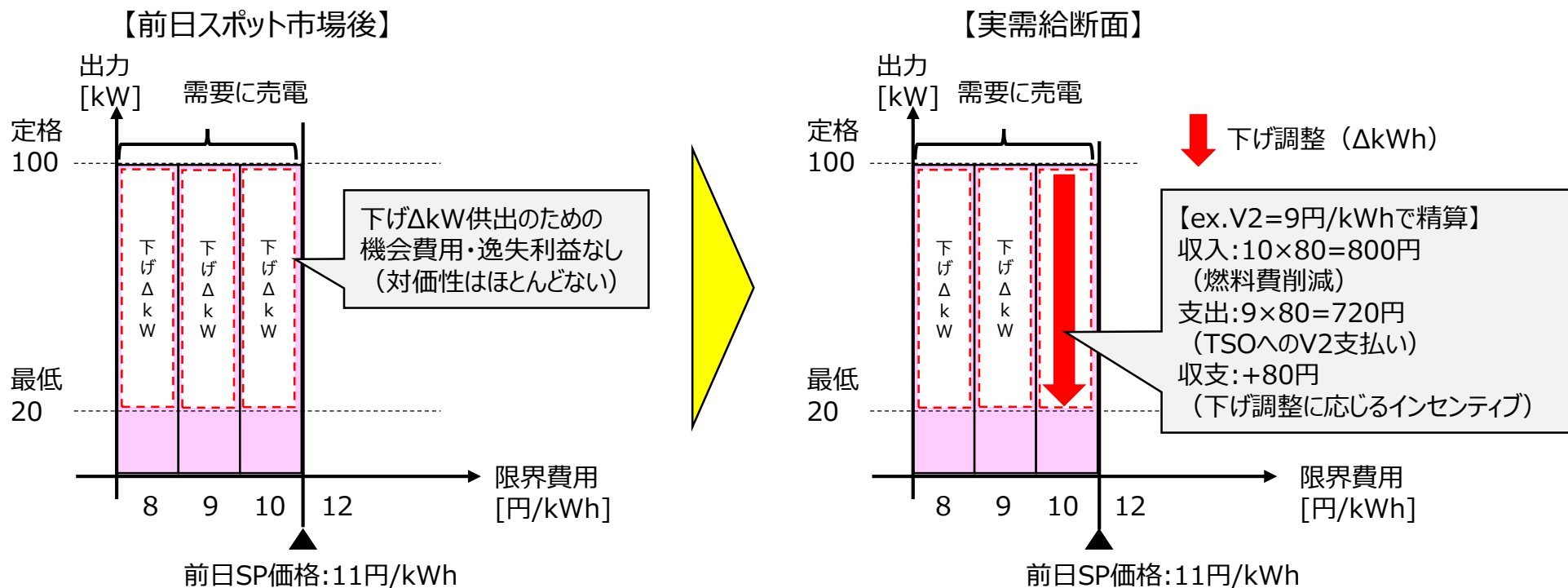
＜各FIT電源が参入選択可能な市場（案）＞

	卸電力取引市場	非化石価値取引市場	容量市場	需給調整市場
FIT電源	× ※買取義務者による取引は可	× ※GIOがFIT非化石証書を取引	× ※FIT電源は一律不可	× ※買取義務者に認められていない電気の供給・使用方法
FIP電源	○	○ ※証書の種類は要検討	(案) × ※FIT電源は一律不可	(案) ○ ※リクワイアメントを満たせば可
FIT電源の参入可否及び価格参照検討の観点（案）	前頁のとおり、FIT電源については、kWh価値を、主に卸電力取引市場における売買取引又は小売電気事業者等への電力の卸取引により供給することを前提とされている。なお、価格参照については前頁にて検討。	本年2月の再エネ主力化小委員会中間取りまとめで、「FIT制度は自立化へのステップとして、再エネの市場統合を目指すものであることを踏まえると、FIT制度においても、 再エネ発電事業者が自ら環境価値を相対取引又はオークションによって販売していく仕組みとすべきである。 なお、FIT制度の下で販売された電気は、費用負担調整機関がFIT非化石証書を販売しその収入を国民負担の抑制に充てていることとの整合性の観点から、詳細設計に際しては、 非化石価値相当額が再エネ発電事業者自らの収入となることを踏まえた上でプレミアムの額を設定する等の留意が必要である。 」と整理されている。	(案) 市場とFIT制度の双方からの kW価値二重取り防止、シンプルな制度設計の観点から、容量市場に参入可能な対象電源から除外することとしてはどうか。	(案) FIT制度は自立化へのステップとして、 再エネの市場統合を目指すものであること、また、需給調整市場への参入を認めることは価値の二重取りにはならないと考えられるため、FIT電源の参入を認めるべきではないか。 ※需給調整市場はΔkW価値とkWh価値を持つ。ΔkW価値は、調整能力を有する電源に対してのみ付与される価値であり、FIT制度で評価される価値とは別ものである。 kWh価値は、指令に応じた供給への対価として与えられる価値であり、需給調整市場に参入する場合の取引分は、卸電力取引市場でのkWh取引から減少することから、当該kWh価値にFIT制度のプレミアムを付与しても、kWh価値の二重取りにはならないと考えられる。
他電源	○	○（非FIT非化石証書）※非化石電源のみ	○ ※リクワイアメントを満たせば可	○ ※リクワイアメントを満たせば可

- また、検討の前提条件（市場関係のスケジュール）としては、検討ケースに余剰時（≡優先給電ルール発動時）が含まれること、ならびに今後の需給調整市場の前日取引化を踏まえ、スケジュールとしては、下表のとおりとする。
- なお、優先給電ルールにより出力抑制を行う場合、下げ ΔkW （下げ調整力）として約定されたリソースについては、優先給電ルールの出力抑制対象外とする。

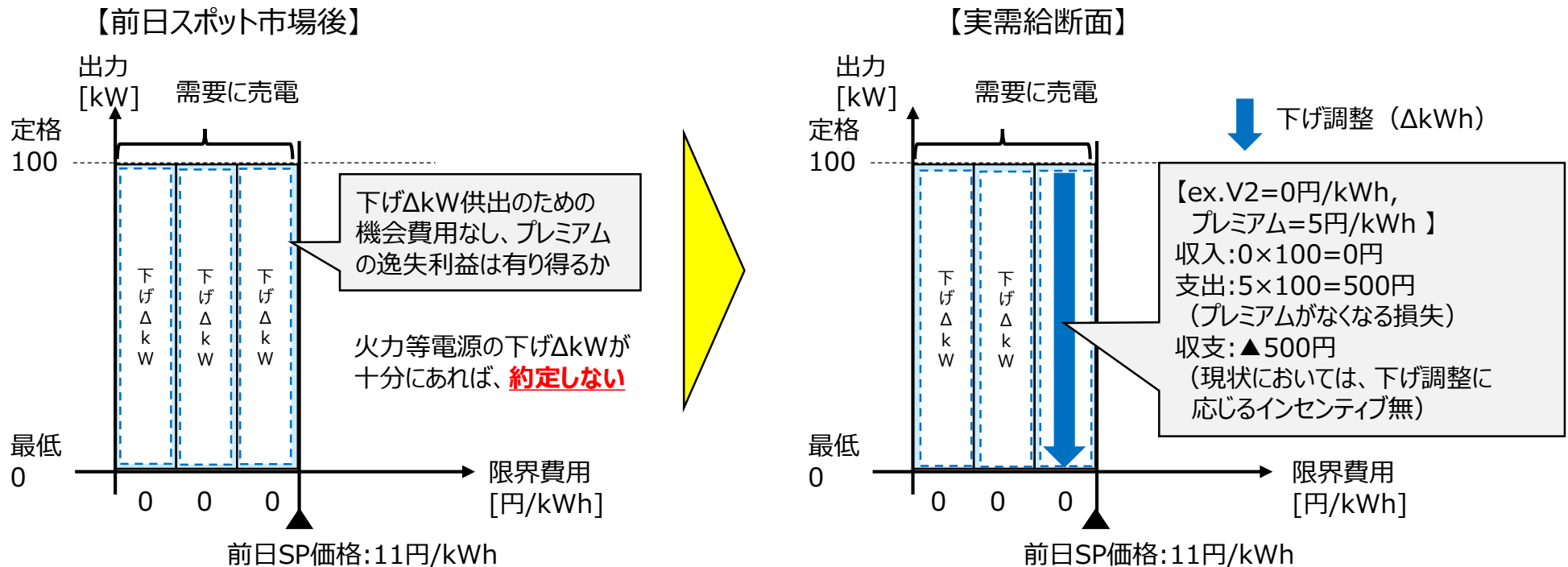


- 平常時（前日スポット市場が0.01円/kWh以外）において、前日スポット市場の約定価格より限界費用が安い火力等電源は高出力帯となる。
- この場合、火力等電源にとっては、スポット市場の約定結果として下げ Δ kWが存在していることとなり、下げ Δ kWを供出するための機会費用ならびに逸失利益は存在しないこととなる（スポット約定結果としての収益は確定しており、また下げ調整（ Δ kWh）実施時は限界費用より安いV2単価で精算されるため）。
- つまり、平常時における火力等電源に対して、需給調整市場で追加コストをかけて下げ Δ kW調達することは、社会コストの増加に繋がり合理的ではないと考えられるか。



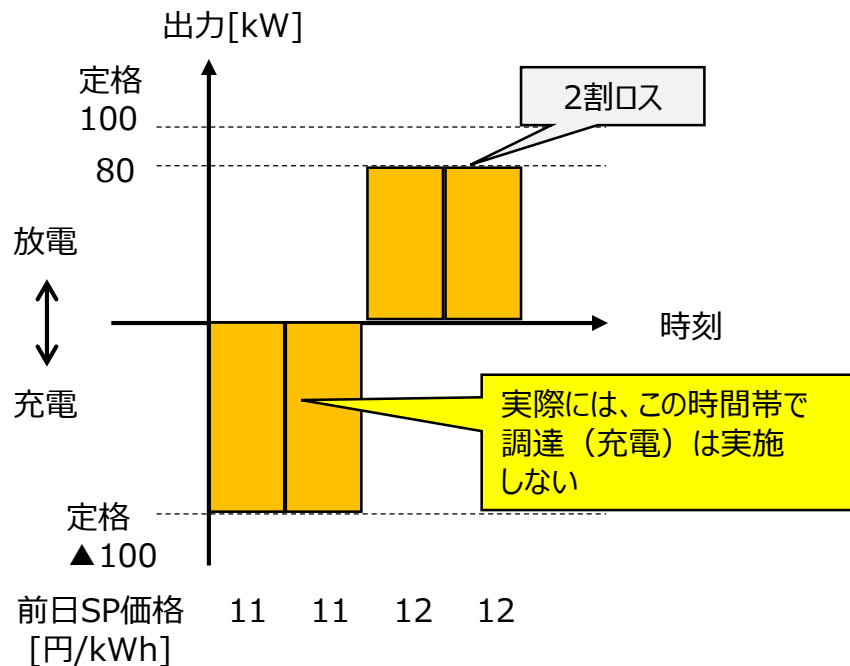
- 平常時においては、火力同様、前日スポット市場の価格より限界費用が安いFIP等再エネ電源は高出力帯となる。
- この場合、FIP等再エネ電源にとっても、スポット市場約定結果として下げ Δ kWが存在していることとなり、下げ Δ kW供出のための機会費用は存在しないことになる一方、FIP電源は、発電量に応じてプレミアムを得ることができるため、下げ調整 (Δ kWh) があった場合に、プレミアムが得られなくなることに伴う逸失利益を計上することが考えられる[※]。
- この点、現状においては、下げ調整 (Δ kWh) に応じるインセンティブがないFIP等再エネ電源に対し、下げ Δ kW価値 (価格) を付けたとしても、平常時に火力等電源の下げ Δ kWが十分にある前提では、火力等電源に価格で劣後するため、市場約定される (対価が支払われる) ことがなく、実質的に意味がないか。

※ 下げ Δ kW確保により確定する逸失利益ではないため、本来的にはV2単価のスプレッドとして織り込むべきだが、ネガティブプライスが導入されていない (V2単価のスプレッドとして織り込めない) 現状では有り得る考え方。



- 充放電が可能な揚水発電・蓄電池は、充放電ロス等を考慮した上で、電気の価値が安い時間帯で充電（調達）し、電気の価値の高い時間帯で放電（販売）することが、基本的なビジネスモデルになると考えられる。言い換えると、調達機会である前日スポット市場の価格によって行動（調達するかしないか）が変わるものと考えられる。
- この点、後段のケース2 - 3（余剰時・充電）において、前日スポット市場価格が安いケースを検討することから、本ケース（平常時・充電）においては、前日スポット市場価格が高いケースとして検討することとする。

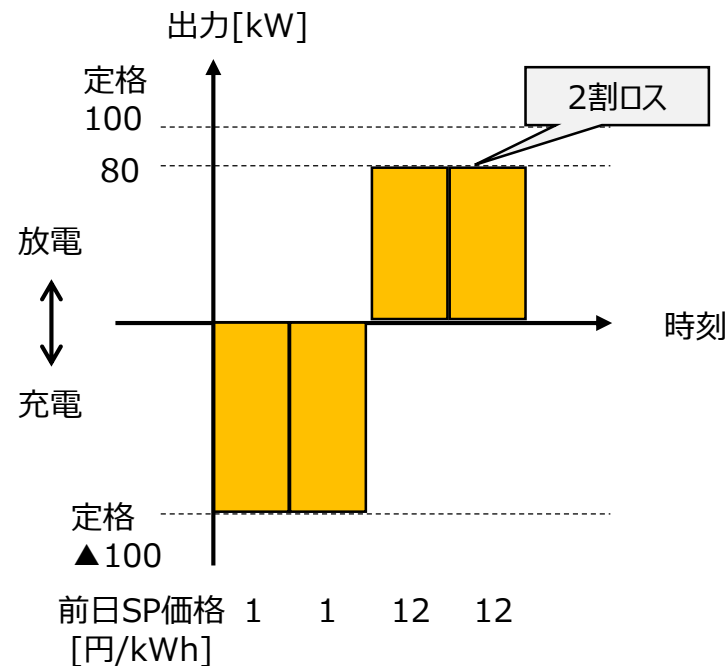
【調達価格が高い場合（今回、平常時で検討）】



売電時間帯に比べて、調達時間帯が十分に安くない場合、損失となり得ることから、充電（調達）しないこととなる。

(収支) $160 \times 12 - 200 \times 11 = \blacktriangle 280$

【調達価格が安い場合（今回、余剰時で検討）】

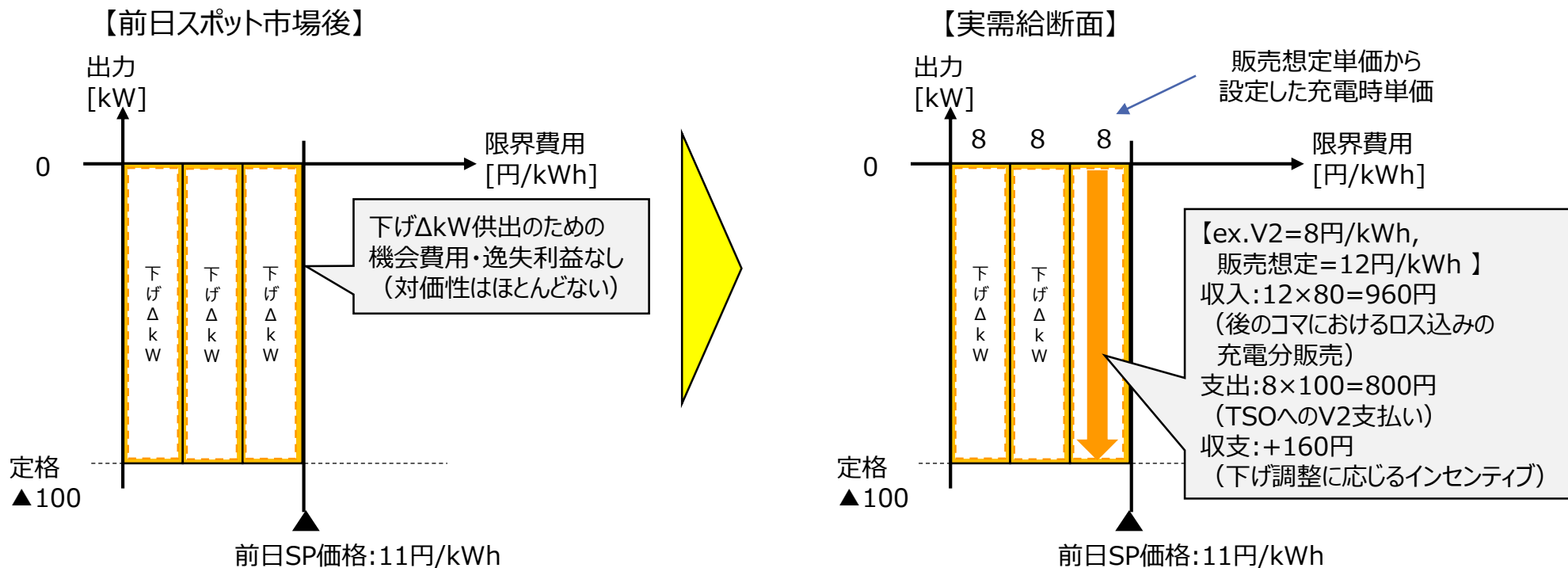


売電時間帯に比べて、調達時間帯が十分に安い場合、収入が見込めることから、充電（調達）することとなる。

(収支) $160 \times 12 - 200 \times 1 = +1720$

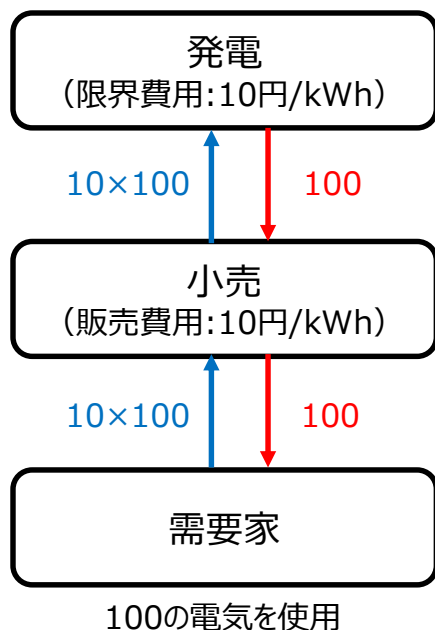
- 前述のとおり、スポット市場価格が高い場合、経済的行動として、市場調達（充電）は実施しないと考えられる。
- この場合、充電リソースにとっては、スポット市場約定（市場調達されなかった）結果として下げ Δ kWが存在していることとなり、下げ Δ kW供出のための機会費用ならびに逸失利益[※]は存在しないこととなる（また下げ調整（ Δ kWh）についても、V2単価を適切に設定することで、下げ調整に応じるインセンティブを作ることにはできる）。
- 上記より、火力等電源同様、平常時における充電リソースに対して、需給調整市場で追加コストをかけて下げ Δ kW調達することは、社会コストの増加に繋がり合理的ではないと考えられるか。

※ 後の時間前市場が前日スポット市場より極端に安価となった場合、その差額を逸失利益（充電機会損失）と捉える考え方も有り得るが、平常時においては殆ど想定し得ないか。

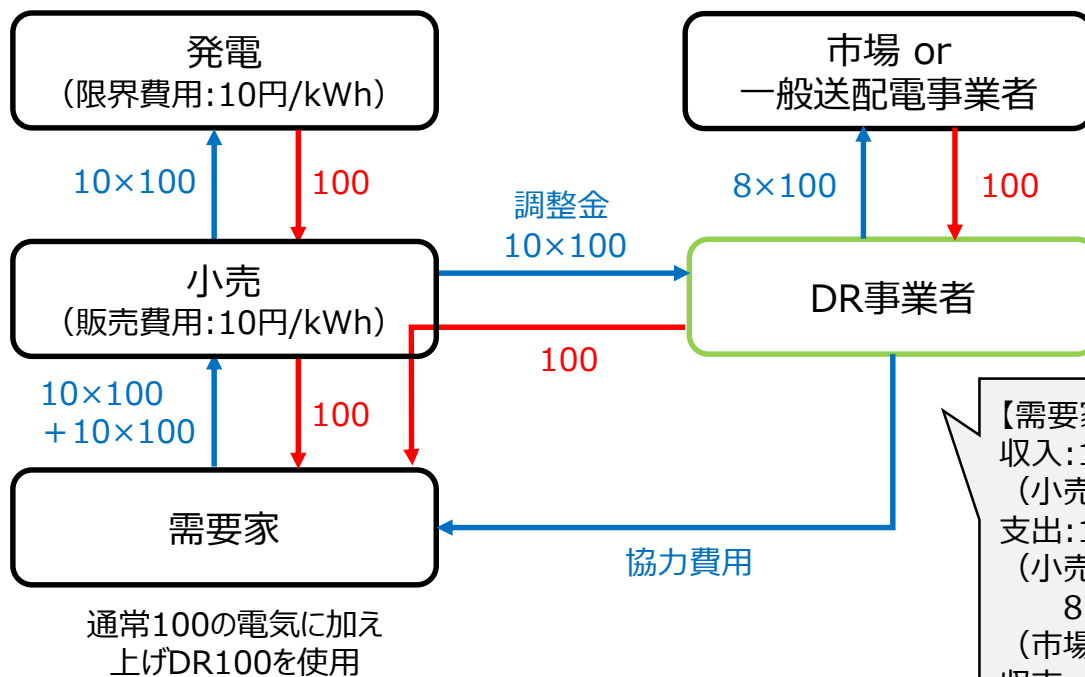


- DRは、需要家構内の生産プロセスや電力使用（自家発・蓄電池等）の変更により、上げ下げ調整が可能となる。
- 上げDRを実施すると、需要家にとって余分に電気料金の支払いが生じることとなるため、DR事業者と合算した収支（右下図参照）を考えると、市場価格あるいはV2単価で電気を購入していることと同義になる。
- この点、当該コマ単体取引で利益が出るものではなく、その本質は需要家構内における充放電ビジネスモデルに近い（生産プロセスも需要のタイムシフトという意味では同じ）と考えられる一方、単純な需要増加モデルもあり得る。
- そのため、本ケースにおいては充電リソース（ケース1 - 3）との類似点あるいは相違点も踏まえて、検討を行った。

【上げDRがない場合】



【上げDRがある場合】

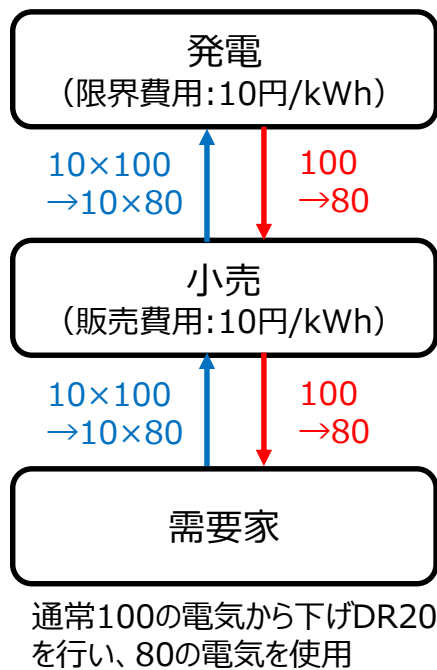


← (赤) : 電気の流れ
← (青) : お金の流れ

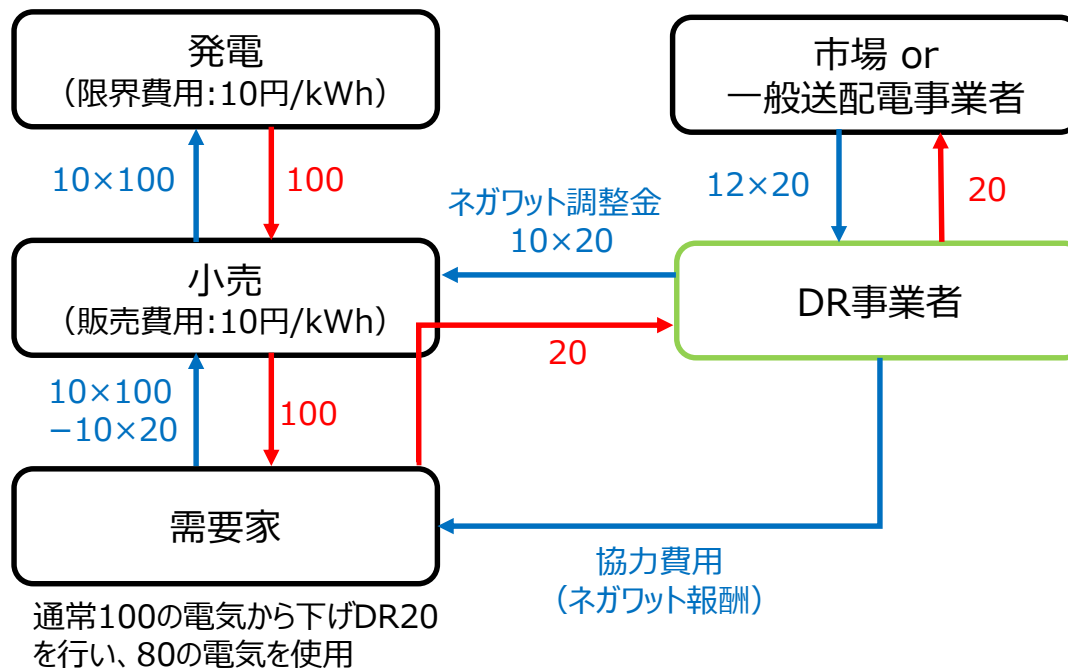
【需要家・DR事業者の合計収支】
 収入: 10×100=1,000円
 (小売からの調整金)
 支出: 10×100=1,000円
 (小売への電気料金増)
 8×100=800円
 (市場支払 or TSOへのV2支払)
 収支: ▲800円 (8円購入と同義)

- 通常のDR（上げ調整）は大きく、「電気料金型DR」と「インセンティブ型DR」の2種類に分けられる。
- 調整力運用（ Δ kW供出）は、発動（指令）時には確実な応動が求められることから、インセンティブ型DRでない
と実現は難しいと考えられ、今回の下げ Δ kWについてもインセンティブ型DRを念頭に検討を行った。

【電気料金型DR（通常DR時）】



【インセンティブ型DR（通常DR時）】



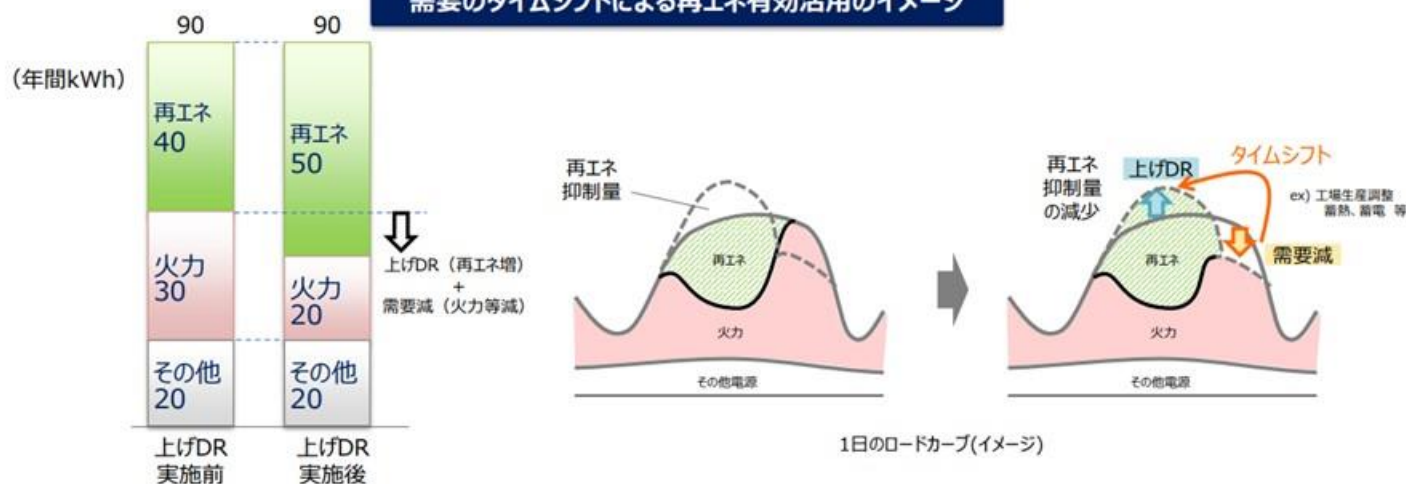
- 生産プロセスにおける上げDR活用は、無駄な需要創出による電力消費ではなく、本来その他の時間帯で消費する予定であった需要のタイムシフトで実施されるべきであることが、国の審議会において示されている。

(参考) あるべき上げDRの姿

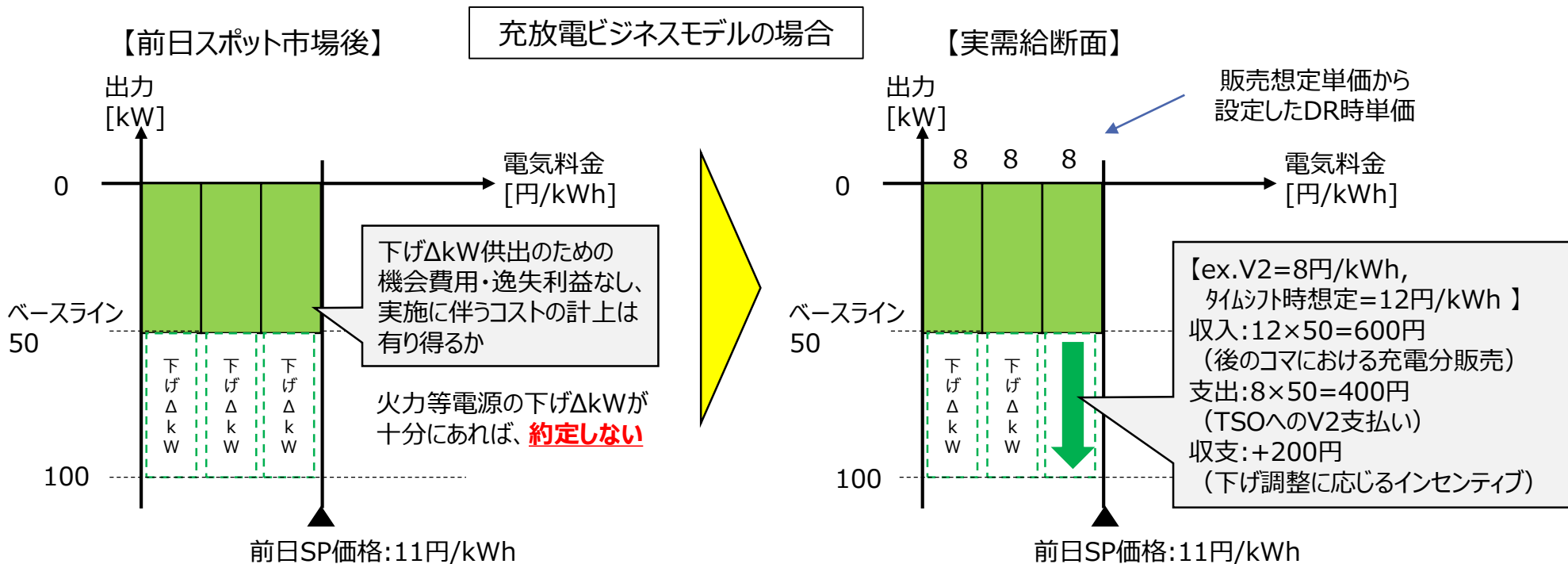
10

- 再エネの導入拡大を進める上では、再エネ余剰が発生している際に、可能な限りその他時間帯の需要を再エネ余剰時間帯へ移すことによりその他の時間帯の他電源の稼働を減らすこと、もしくは再エネ余剰時間帯において需要家内の自家発稼働を減らすことが重要となる。
- 以上を踏まえると、再エネの有効利用を促進する方法の一つとして議論されている**上げDRの活用は、無駄な需要創出による電力消費ではなく、本来その他時間帯で消費する予定であった需要の範囲内のタイムシフト、もしくは再エネ余剰時間帯の自家発の稼働を減らすことによる需要増加**が実施されるべきである。

需要のタイムシフトによる再エネ有効活用のイメージ

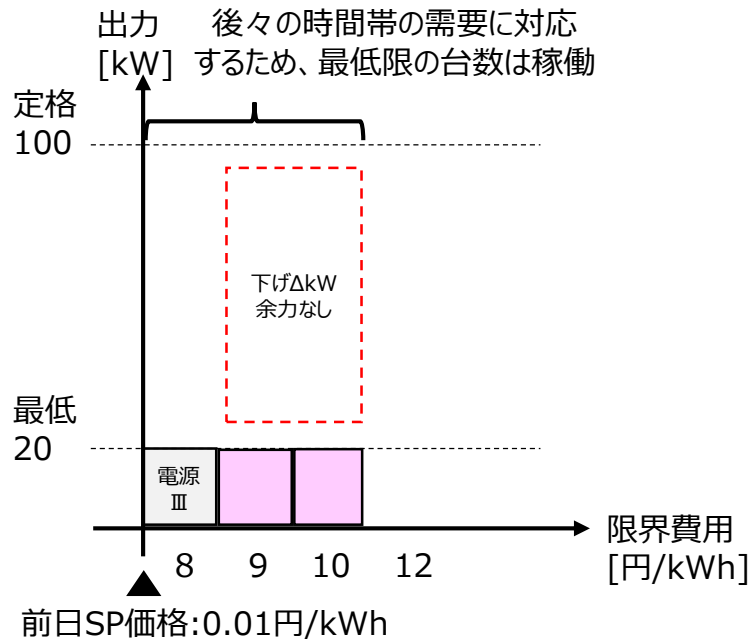


- 前述のとおり、上げDRは充電リソースと同じと見做せば、平常時において充電することは非経済的行動となることから、市場調達（充電）されないこととなる（また、単純な需要増加モデルは、お金を払って実施することは考えづらい）。
- この場合、上げDRにとっては、スポット市場約定（市場供出されなかった）結果として下げ Δ kWが存在していることとなり、下げ Δ kW供出のための機会費用ならびに逸失利益は存在しないこととなる一方で、DR事業者にとっては、需要家との契約内容によるが、上げDRの実施に伴うコストが発生することも考えられ、こうしたコストを需給調整市場（ Δ kW市場）に計上することも考えられる。
- この点、ケース1 - 2と同様に、平常時に火力等電源の下げ Δ kWが十分にある前提では、火力等電源に価格で劣後するため、市場約定される（対価が支払われる）ことがなく、実質的に意味がないか。

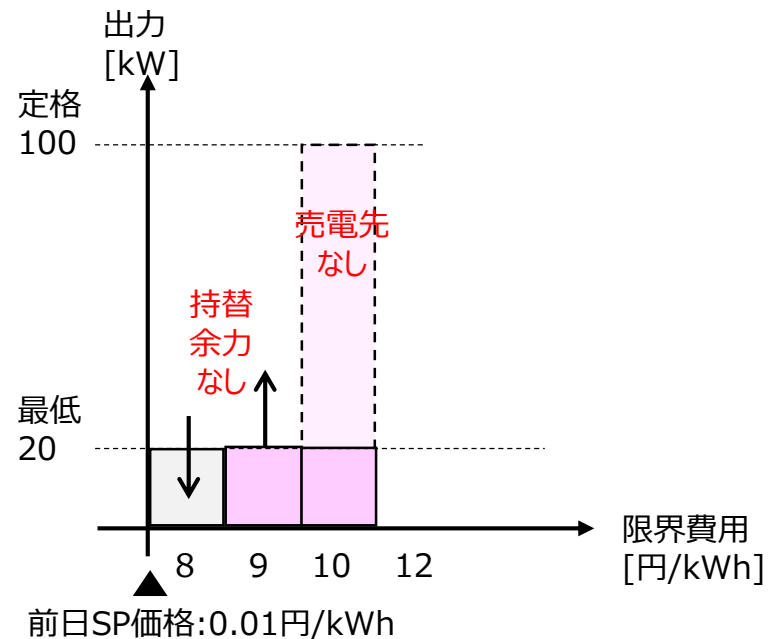


- 余剰時（スポット市場が0.01円/kWh）においては、第41回本小委員会で示したように、火力等電源については、前日スポット市場による差し替えを行うことが経済合理的、言い換えると、前日スポット市場後の需給調整市場において、火力等電源は下げ Δ kWの応札余力をほとんど有していないものと考えられる。
- この下げ Δ kWの応札余力がない状況で、仮に下げ Δ kWへ応札するためには、自らの発電計画を持ち上げる必要があり、持ち上げた発電計画分も含め、計画値同時同量を達成するためには、小売電気事業者等への売電する必要があるものの、余剰時の前日スポット市場後の売電機会を踏まえると、現実的には不可能と考えられる。
- そのため、調整力提供者は、余剰時と想定される場合には、前日スポット市場で敢えて非経済的な行動をとることによって、下げ Δ kWの供出（確保および応札）をするものとして検討した。

【前日スポット市場後】



【需給調整市場応札前】



(参考) 供給過剰時の前日スポット市場での経済合理的な行動

21

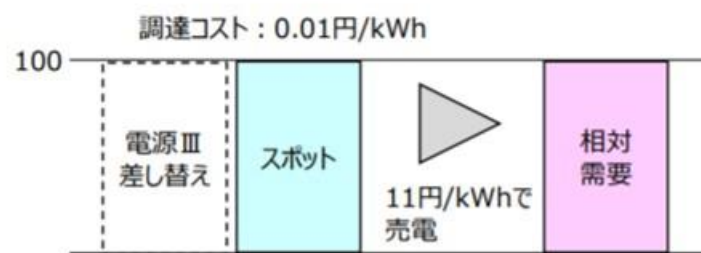
- 通常、発電コスト10円/kWhの電源Ⅲを用いて、相対需要（100kWh）に供給（11円/kWhで売電）していると仮定すると、発電事業者は、100円の利益を得ることができる。
- 他方で、供給過剰となり、前日スポット市場が最低価格付近で約定すると見込まれる場合、発電事業者は自身の電源Ⅲを停止（抑制）し、前日スポット市場から調達した供給力を相対需要に供給することで、発電事業者自身の利益が最大化される。

【通常の電源Ⅲの電力売買】



支出：100×10 = 1000
収入：100×11 = 1100
合計：1,100 - 1,000 = **+100円**

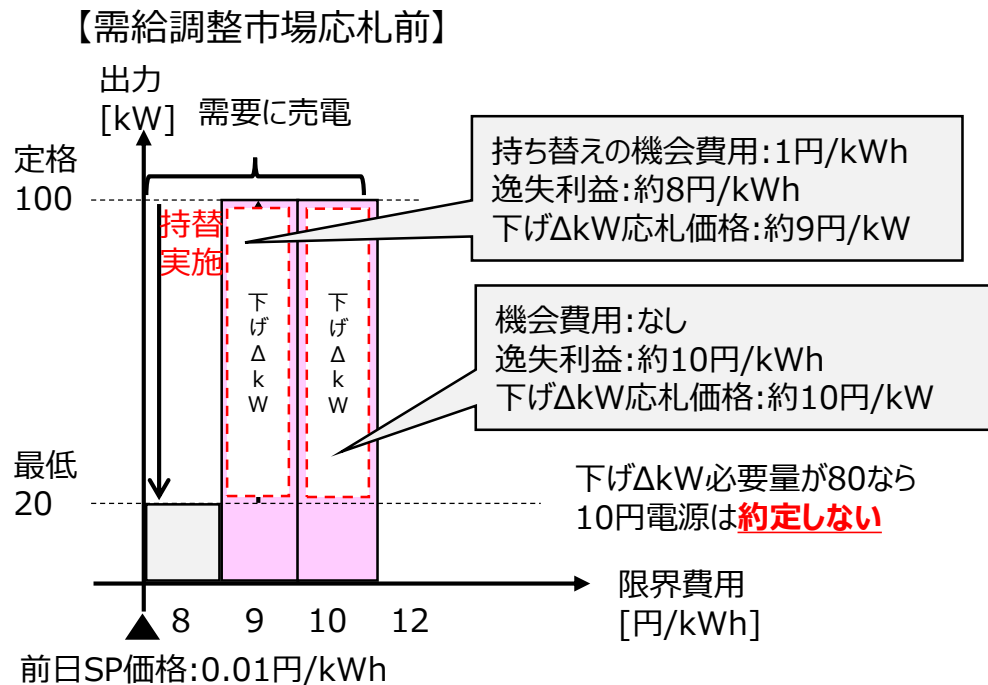
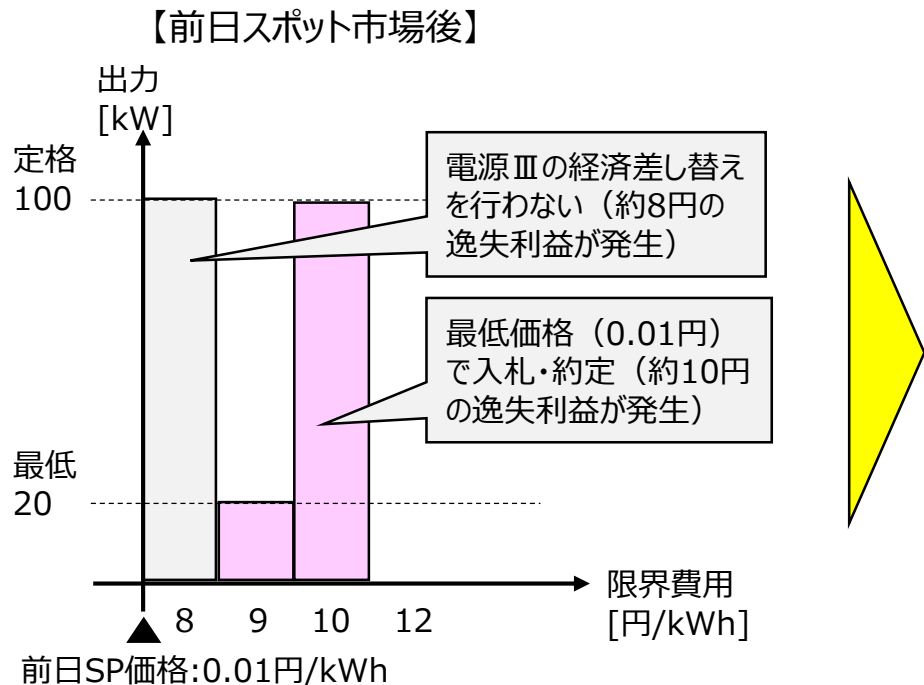
【供給過剰時の電源Ⅲの電力売買】



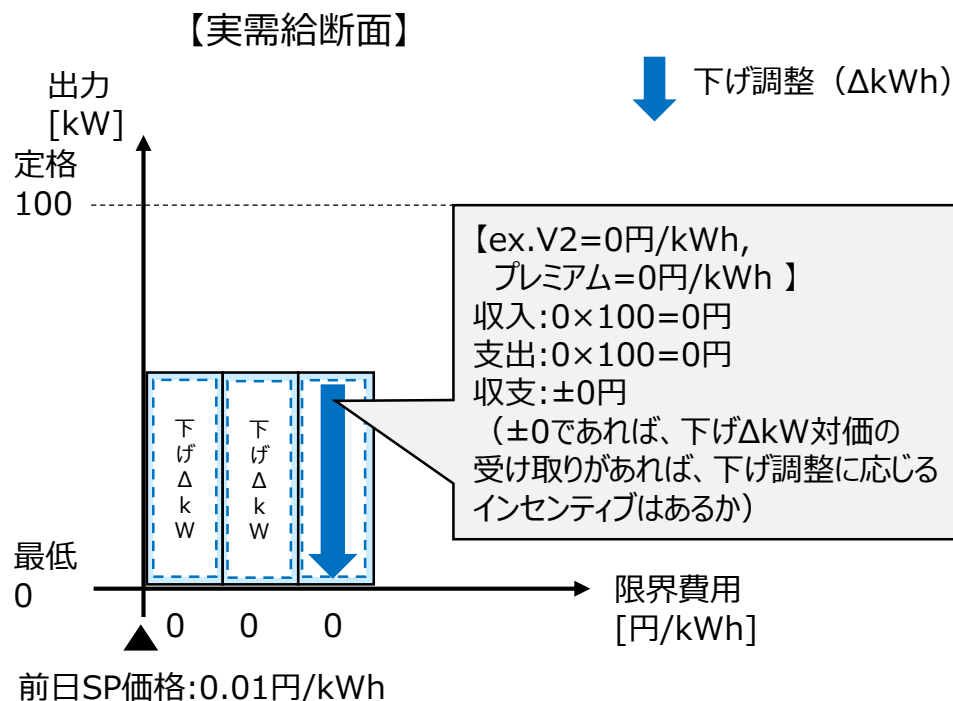
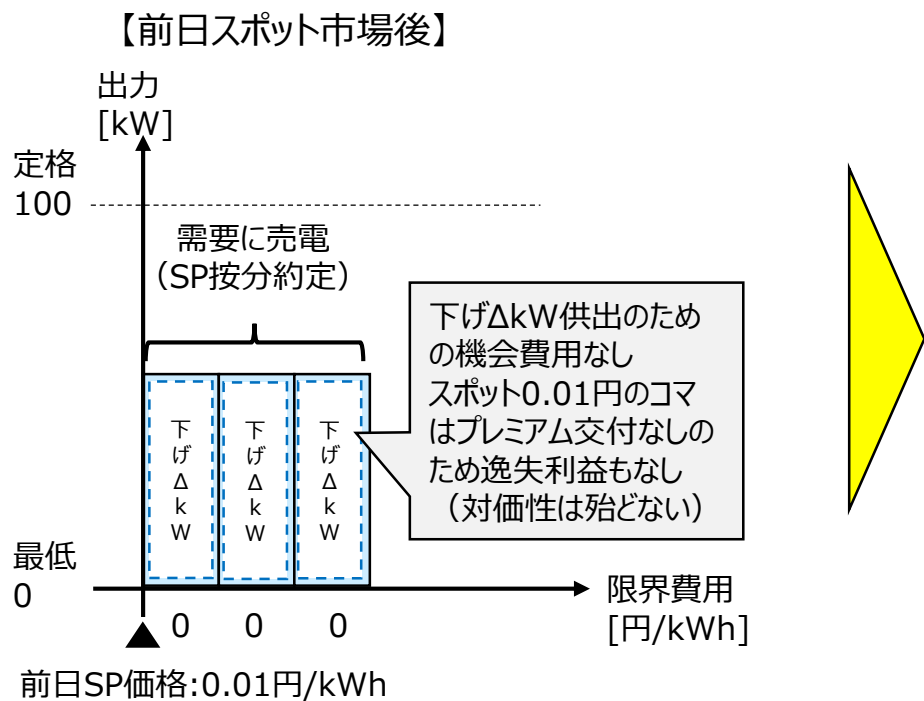
支出：100×0.01 = 1
収入：100×11 = 1100
合計：1,100 - 1 = **+1,099円**

- 余剰時において、前述のとおり、火力等電源が前日スポット市場で非経済的な行動をとる、具体的には、電源Ⅲの経済差し替えを行わない、もしくは調整電源を最低価格 (0.01円/kWh) で入札することを考える。
- この場合、火力等電源は、下げ Δ kW供出のための機会費用、および非経済的な行動をとった結果の逸失利益を、下げ Δ kW応札価格に計上するものと考えられる。
- 一方、需給調整市場では必要な調整力しか調達しないため、下げ Δ kW応札全量が落札するとは限らず、調整力提供者目線では不落 (逸失利益の未回収*) リスクがあることによる売り控え (結果として下げ Δ kW調達不足)、系統全体の目線では前日スポット市場で差し替え用買い入札が減る (あるいは最低価格売り入札が増える) ことによる無駄な余剰インバランス・FIP電源未約定 (抑制) を生む等、制度上望ましくない結果に繋がると考えられる。

* 上げ Δ kWは需給調整市場に約定した後に逸失利益等が確定する一方で、下げ Δ kWは約定前 (前日スポット市場後) に逸失利益が確定している違いがある。



- 余剰時のFIP等再エネ電源については、限界費用が0円/kWhと想定すると、前日スポット市場が0.01円/kWhであったとしても、火力等電源のような差し替えニーズはなく、スポット市場約定結果として下げ Δ kWhが存在する。
- この点、ケース1 - 2（平常時・再エネ）と同様、下げ Δ kWh供出のための機会費用は存在しないことになる。
- また、FIP制度においては、前日スポット市場が0.01円になった場合（出力制御が発生するような時間帯）には、プレミアムが交付されないことから、こちらは先ほどと異なり、下げ Δ kWh供出に伴う逸失利益は存在しないこととなる。
- 前述のとおり、現状も余剰時においては、一般送配電事業者による電源II運用によって、下げ Δ kWhの確保ならびに精算（V1対価で支払い）が行われていることを踏まえると、火力等電源の限界費用より安価と考えられる、FIP等再エネ電源から下げ Δ kWhを確保する価値はないとまで言えないか。



- 出力制御が発生するような時間帯（スポット市場が0.01円/kWhになった場合）において、プレミアムを交付することは、FIP制度趣旨に沿わず適当ではないことから、当該時間帯はプレミアム交付は行われないうこととなっている。（その分のプレミアムに相当する額は、当該時間帯以外のコマ・エリアを対象に割り付けられる）

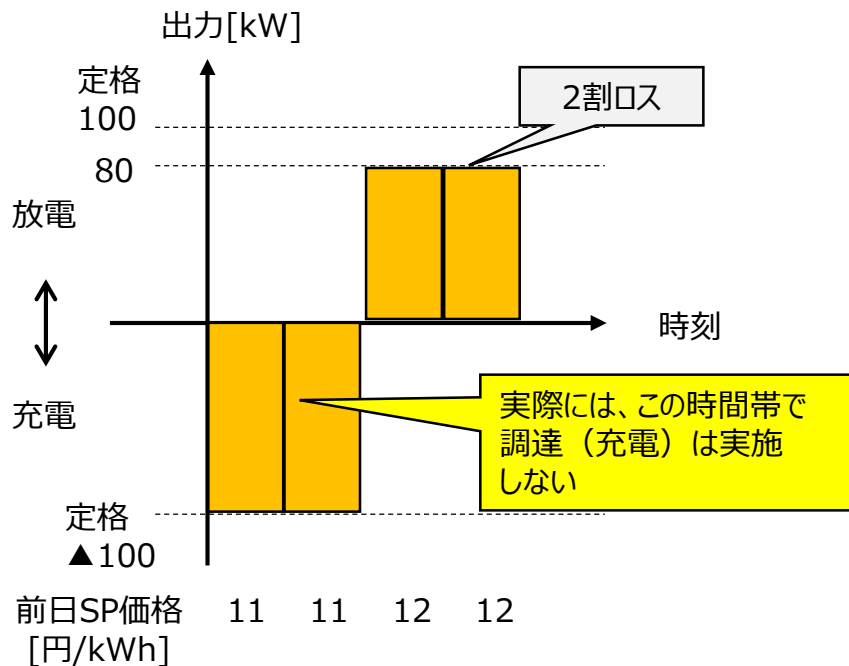
【その他の論点】出力制御発生時のプレミアム

（２）出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアム（検討）

- 市場統合を進めるためには、電気の需要が少ない時間帯には卸市場価格が安くなるといった価格シグナルが事業者には伝わるようにすることが重要。この観点からは、**出力制御が発生するような時間帯においてプレミアムを交付することは、制度趣旨に沿わず適当ではない**と考えられる。
- 他方、出力制御が発生するような時間帯においてプレミアムを交付しない場合、FIP制度が、電気供給が効率的に実施される場合に通常要する費用について、投資回収の予見可能性を確保する制度であることを踏まえれば、それ以外の時間帯のプレミアムの額を増やしたり、交付期間を延長したりすることなどにより、**期待収入を回収できる制度設計とする必要がある**。
- 逆にいえば、**こうした措置によって投資回収漏れをするリスクを軽減できれば**、出力制御が発生するような時間帯にプレミアムの交付がなくとも、**ファイナンスコストが過度に上がった**り、**投資回収の予見可能性が大きく損なわれる**という懸念には、**対処できるのではないか**。
- また、事業者に対して電気の需給を反映した価格シグナルを発するとともに、**事業者がこの価格シグナルを受け、より多くの収入を受けることのできる時間帯に発電量をシフトする等の行動を促す**ことができることも重要。
- 以上を踏まえ、**一定の投資回収の予見可能性を保ち**、また、**全時間帯を通してみると再エネ電気をより多く供給するインセンティブが働く**ような具体的な対応として、次頁のように、
 - **スポット市場におけるエリアプライスが0.01円/kWhになった各30分コマ・エリアを対象に、プレミアムを交付せず、**
 - **その分のプレミアムに相当する額を、上記以外の各30分コマ・同一エリアを対象に割り付ける、**形で、プレミアムの算定を行うこととしてはどうか。

- こちらのケース2 - 3（余剰時・充電）においては、前日スポット市場価格が安いケースを検討する。
- 充放電が可能な揚水発電・蓄電池は、充放電ロス等を考慮した上で、電気の価値が安い（今回のケースにおいては0.01円/kWh）の時間帯で充電（調達）し、電気の価値の高い時間帯で放電（販売）することで利益を得ることが経済的に合理的な行動と考えられる。

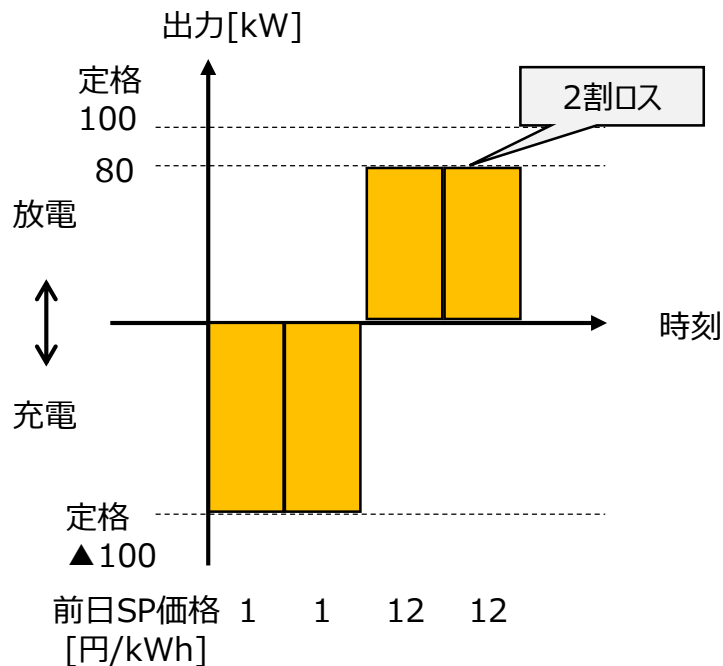
【調達価格が高い場合（今回、平常時で検討）】



売電時間帯に比べて、調達時間帯が十分に安くない場合、損失となり得ることから、充電（調達）しないこととなる。

$$(\text{収支}) 160 \times 12 - 200 \times 11 = \blacktriangle 280$$

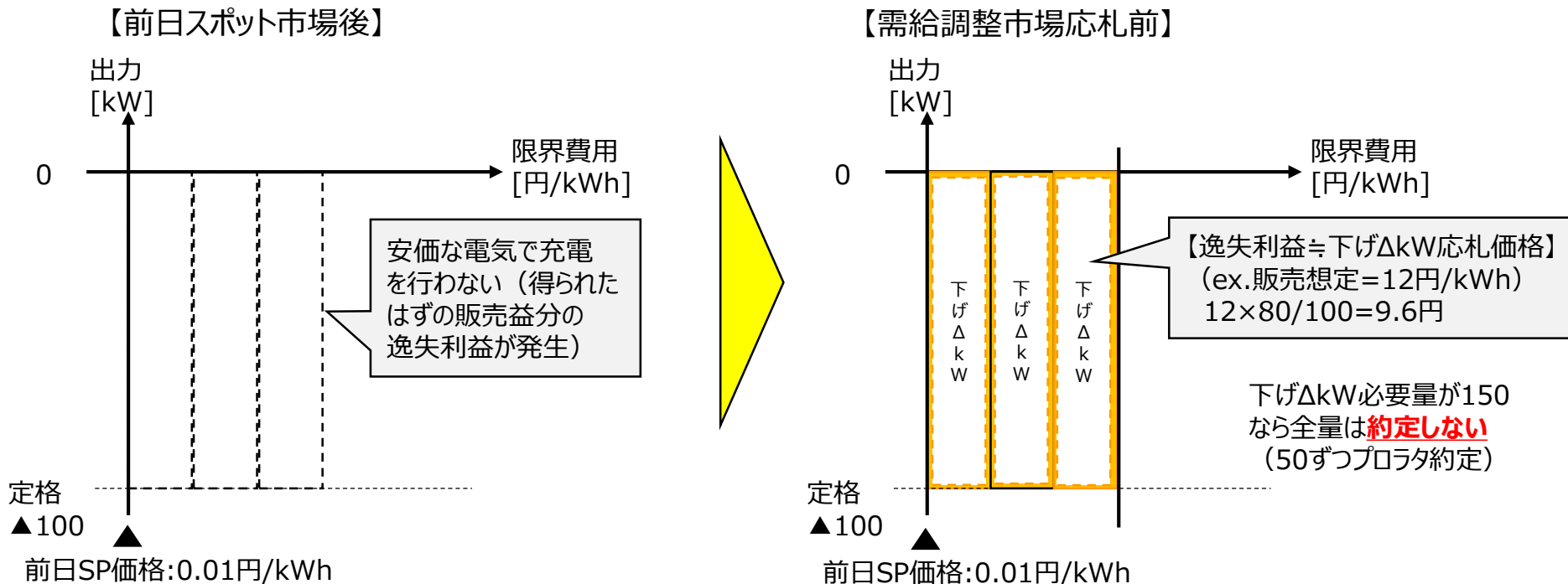
【調達価格が安い場合（今回、余剰時で検討）】



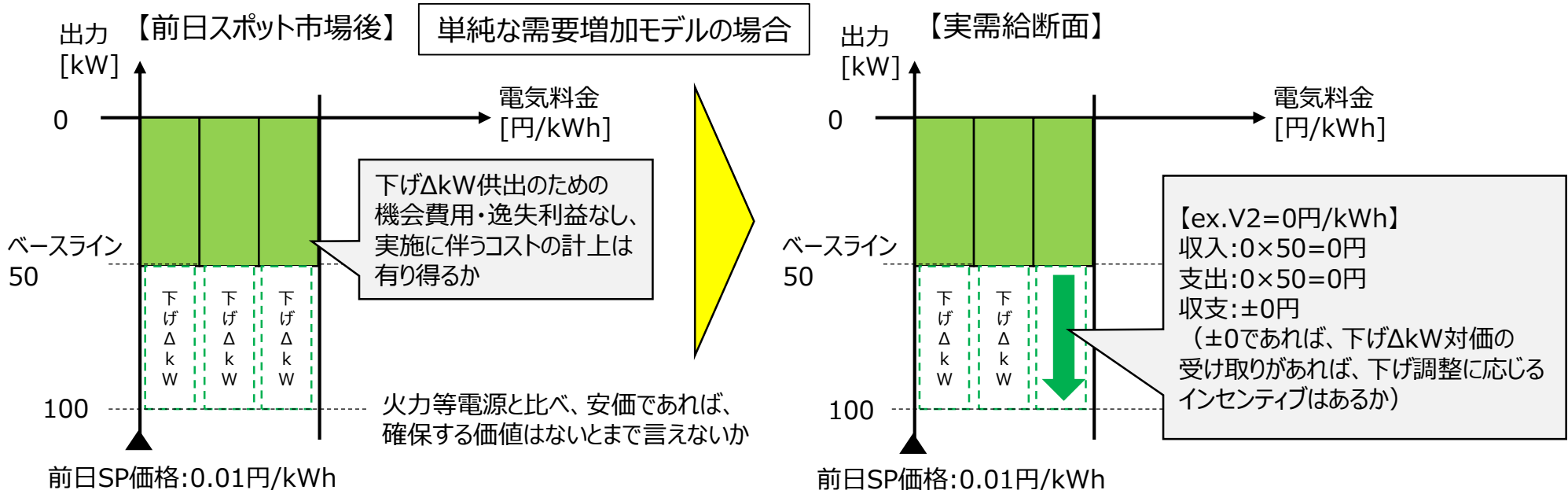
売電時間帯に比べて、調達時間帯が十分に安い場合、収入が見込めることから、充電（調達）することとなる。

$$(\text{収支}) 160 \times 12 - 200 \times 1 = +1720$$

- 前述のとおり、余剰時においては、本来的には自ら充電を行うものと考えられるものの、下げ Δ kWを提供するために、非経済的行動、つまり、市場調達を行わないことが考えられる。
- この場合、充電リソースは、下げ Δ kW供出のために非経済的行動をとった結果の逸失利益を、下げ Δ kW応札価格として計上するものと考えられる。
- この点、ケース2 - 1 (余剰時・火力等電源等)と同様に、無駄な余剰インバランス・FIP電源未約定 (抑制)を生む等、制度上望ましくない結果に繋がると考えられる。



- 最後に、余剰時の上げDRについては、前述のとおり、充電リソース（ケース2 - 3）との類似点あるいは相違点も踏まえて、検討を行う必要がある。
- この点、需要のタイムシフト（充電リソースとの類似点）においては、下げ Δ kWを提供するために、非経済的行動、つまり、市場調達を行わないことが考えられ、ケース2 - 1・ケース2 - 3と同様に、無駄な余剰インバランス・FIP電源未約定（抑制）を生む等、制度上望ましくない結果に繋がると考えられる。
- 一方、単純需要増加（充電リソースとの相違点）においては、下げ Δ kW供出による対価を受け取ることで初めて、利益が出ることから、前日スポット市場に入札せず、下げ Δ kWに入札することが経済合理的な行動とも考えられる。
- この点、上げDRの契約内容次第であるものの、前述のとおり、現状も余剰時においては、一般送配電事業者による電源Ⅱ運用によって、下げ Δ kWの確保ならびに精算が行われていることを踏まえると、火力等電源の限界費用より安価な上げDR（単純需要増加）である場合、上げDRから下げ Δ kWを確保する価値はないとまで言えないか。



- 下げΔkWの市場調達について、ケーススタディした結果については下表のとおり。
- ケース2-2・2-4（余剰時のFIP等再エネ電源・上げDRの一部）では、一定程度合理性が見受けられたが、実際には売り手側（調整力提供者）、買い手側（一般送配電事業者）ともに、スポット市場前に平常時か余剰時か完全に分かる訳ではなく、また特定リソース（火力等電源・充電リソース）を排除する市場設計も望ましくない。
- 上記より、現行の制度においては、総じて、下げΔkWを需給調整市場で調達する必要性は低い※のではないか。

※ 今後、ゾーン制やノードル制など市場主導型の導入に併せて検討

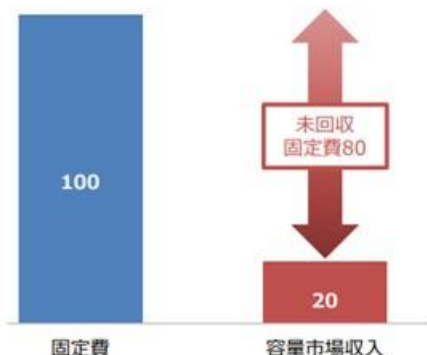
リソース種別	火力等電源	FIP等再エネ電源	充電リソース	上げDR
平常時 (スポット市場が 0.01円/kWh 以外)	【ケース1-1】 追加コストをかけて下げΔkW 調達することは、 <u>社会コストの 増加に繋がり合理的でない</u> (限界費用より安いV2単価で 精算される等下げ調整に応じる インセンティブも存在)	【ケース1-2】 火力等電源に価格で劣後し、 市場約定される(対価が支 払われる)ことがなく、 <u>実質 的に意味がない</u> (現状において、 <u>下げ調整に 応じるインセンティブがない</u>)	【ケース1-3】 追加コストをかけて下げΔkW 調達することは、 <u>社会コストの 増加に繋がり合理的でない</u> (V2単価を適切に設定する ことで、下げ調整に応じるイン センティブの設計は可能)	【ケース1-4】 火力等電源に価格で劣後し、 市場約定される(対価が支 払われる)ことがなく、 <u>実質 的に意味がない</u> (V2単価を適切に設定する ことで、下げ調整に応じるイン センティブの設計は可能)
余剰時 (スポット市場が 0.01円/kWh)	【ケース2-1】 機会費用、および非経済的 な逸失利益が計上されること に加え、系統全体目線では 無駄な余剰インバラ発生・ FIP電源未約定(抑制)を 生むなど、 <u>制度上望ましくな い結果に繋がると考えられる</u>	【ケース2-2】 機会費用・逸失利益がなく、 火力等電源の限界費用 (現状の対価)より <u>安価と 考えられるFIP等再エネ電源 から下げΔkW確保する価値 はないとまで言えないか</u> (下げΔkW対価の支払いが あれば、下げ調整に応じるイン センティブはあるか)	【ケース2-3】 非経済的な逸失利益が計 上されることに加え、系統全 体目線では無駄な余剰イン バラ発生・FIP電源未約定 (抑制)を生むなど、 <u>制度 上望ましくない結果に繋がる と考えられる</u>	【ケース2-4】 DRの契約次第であるものの、 火力等電源の限界費用 (現状の対価)より <u>安価で あれば上げDR(単純需要 増)から下げΔkW確保する 価値はないとまで言えないか</u> (下げΔkW対価の支払いが あれば、下げ調整に応じるイン センティブはあるか)

(参考) 揚水発電の課題 (揚水発電の採算性の改善等)

<2025年度の揚水発電における収入と費用>

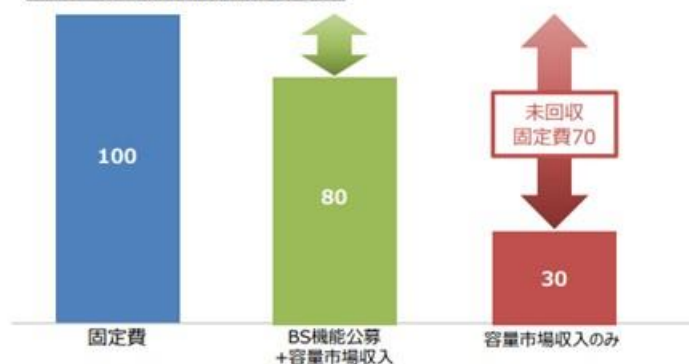
【可変速純揚水】

- 固定費100に対して容量市場収入は約20
- 残り固定費80は市場回収が必要となる



【固定速純揚水】

- 固定費100に対して容量市場収入は約30
- ブラックスタート(BS)機能公募に採択されない場合は、固定費70について市場回収が必要となる



出典：事業者へのヒアリングを通じて経済産業省作成
注) ある特定の事業者の純揚水の収支構造を抽象化したものであり、全事業者の平均値等でないことに留意

<採算性向上等に向けた検討課題例>

	方向性	今後の見通し、課題
↑ 収入 拡大	市場における下げ調整力の商品化の検討	優先給電ルールを前提とする市場設計の中では下げ調整力は商品化されておらず、今後、ゾーン制やノーダル制など市場主導型の導入に併せて検討
	固定速揚水における市場参加機会の拡大の検討	需給調整市場における、固定速揚水の参加機会の拡大可能性の検討
	発電機会の拡大可能性の検討	AI等を活用した再エネ予測と上池の運用の高度化などにより、発電機会を失わず、稼働率を向上させる可能性及び支援策の検討
↓ 費用 削減	方向性	今後の見通し、課題
	発電所の管理コストや揚水時のロス・コスト低減の可能性の検討	遠隔化が可能な制御機器の導入を通じた運用高度化など、蓄電時のロス・コストの低減を図る可能性及び支援策の検討
その他	再エネ拡大に向け、揚水発電の新規開発の可能性及び支援策の検討	

1. 下げ Δ kW（下げ調整力）の必要性について
2. 同時同量インセンティブとの関係について
3. 下げ Δ kW（下げ調整力）の市場調達について
4. まとめ

- 今回、下げ Δ kW（下げ調整力）の必要性ならびに需給調整市場で応札・調達することについて検討した。

【下げ Δ kW（下げ調整力）の必要性】

- 一般送配電事業者が、調整力として、下げ Δ kW（下げ調整力）が必要である点は、構造上、上げ Δ kW（上げ調整力）と変わらず、現状においても、余剰時においては、電源Ⅱ運用により事前に調整電源の出力を持ち上げることで下げ Δ kWを確保し、事後的にその精算（対価の支払い）を行っている。

【同時同量インセンティブとの関係】

- 一方で、中長期的な調整力確保量の低減（これによる社会コスト増大の回避）には、制度全体として同時同量インセンティブが十分に働く（インバランスを出さない）ような設計とする必要がある。
- 例えば、下げ Δ kWの調達が、逆にGC前の余剰インバランス発生を助長するような制度になった場合、中長期的な下げ Δ kW必要量が増加する（社会コストが増大する）といった、制度上望ましくない結果に繋がることも考えられる。
- そのため、今回、下げ Δ kW確保を需給調整市場を通じて調達すべきか（合理的かどうか）検討するにあたり、上記のような観点（同時同量インセンティブとの関係）は非常に重要となる。

【下げ Δ kW（下げ調整力）の市場調達】

- それらの観点（同時同量インセンティブとの関係）も踏まえながら、下げ Δ kW（下げ調整力）を、需給調整市場を通じて調達すべきか（合理的かどうか）について、いくつかのケースに分けて検討を行った。

- ケース2-2・2-4（余剰時のFIP等再エネ電源・上げDRの一部）では、一定程度合理性が見受けられたが、実際には売り手側（調整力提供者）、買い手側（一般送配電事業者）ともに、スポット市場前に平常時か余剰時か完全に分かる訳ではなく、また特定リソース（火力等電源・充電リソース）を排除する市場設計も望ましくない。
- 上記より、現行の制度においては、総じて、下げ Δ kWを需給調整市場で調達する必要性は低い※のではないか。
- なお、これによって、FIP等再エネ電源の下げ調整（ Δ kWh）に応じるインセンティブがない状態が継続することから、引き続き、市場制度全体として整合の取れた対応策について、資源エネルギー庁と連携して更に検討を進める。

※ 今後、ゾーン制やノード制など市場主導型の導入に併せて検討

リソース種別	火力等電源	FIP等再エネ電源	充電リソース	上げDR
<p>平常時 (スポット市場が 0.01円/kWh 以外)</p>	<p>【ケース1-1】 追加コストをかけて下げΔkW 調達することは、<u>社会コストの 増加に繋がり合理的でない</u> (限界費用より安いV2単価で 精算される等下げ調整に応じる インセンティブも存在)</p>	<p>【ケース1-2】 火力等電源に価格で劣後し、 市場約定される(対価が支 払われる)ことがなく、<u>実質 的に意味がない</u> (現状において、<u>下げ調整に 応じるインセンティブがない</u>)</p>	<p>【ケース1-3】 追加コストをかけて下げΔkW 調達することは、<u>社会コストの 増加に繋がり合理的でない</u> (V2単価を適切に設定する ことで、下げ調整に応じるイン センティブの設計は可能)</p>	<p>【ケース1-4】 火力等電源に価格で劣後し、 市場約定される(対価が支 払われる)ことがなく、<u>実質 的に意味がない</u> (V2単価を適切に設定する ことで、下げ調整に応じるイン センティブの設計は可能)</p>
<p>余剰時 (スポット市場が 0.01円/kWh)</p>	<p>【ケース2-1】 機会費用、および非経済的 な逸失利益が計上されること に加え、系統全体目線では 無駄な余剰インバラ発生・ FIP電源未約定(抑制)を 生むなど、<u>制度上望ましくな い結果に繋がると考えられる</u></p>	<p>【ケース2-2】 機会費用・逸失利益がなく、 火力等電源の限界費用 (現状の対価)より安価と <u>考えられるFIP等再エネ電源 から下げΔkW確保する価値 はないとまで言えないか</u> (下げΔkW対価の支払いが あれば、下げ調整に応じるイン センティブはあるか)</p>	<p>【ケース2-3】 非経済的な逸失利益が計 上されることに加え、系統全 体目線では無駄な余剰イン バラ発生・FIP電源未約定 (抑制)を生むなど、<u>制度 上望ましくない結果に繋がる と考えられる</u></p>	<p>【ケース2-4】 DRの契約次第であるものの、 火力等電源の限界費用 (現状の対価)より安価で <u>あれば上げDR(単純需要 増)から下げΔkW確保する 価値はないとまで言えないか</u> (下げΔkW対価の支払いが あれば、下げ調整に応じるイン センティブはあるか)</p>