

ERAB検討会 第14回制御量評価WG 事務局提出資料

令和2年6月29日
資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
新エネルギーシステム課

前回ERAB検討会・制御量評価WGにおける主なご意見と対応方針（1/4）

下げDRの標準ベースラインにおける当日調整

- 今回の改定案で全てゲーミングを抑止できるわけではないことには留意いただきたい。DRの発動を事前に予測して需要を増加させることもできるので、**海外の事例を参考にしたり事業者の声を聞いたりしてPDCAを回しながら検討を続けてほしい。**
- ゲーミングが明らかになった際に事業者に対して**制裁を与える制度的な手当てが検討**されてもよい。TSOとしても、**募集要綱や契約上の手当て**も必要ではないか。
- 今後、TSOとしては、DRの発動について注視していくほか、ACのみならず、**RAや需要家に対して聞き取りができるよう契約書を改善する等**の対応をしたい。
- 欧州ではゲーミングが発覚すると翌年の入札に参加できなくなるような事例もある。今後は、日本でも同様の対応の検討の余地あり。

 ➤ **ゲーミング防止策について、海外事例等を調査中。**

<参考>

第12回ERAB検討会にてご承認を頂いたERABガイドラインの改定（当日補正対象時間の見直し）については、反映した上で、2020年6月1日に公表済み。

前回ERAB検討会・制御量評価WGにおける主なご意見と対応方針（2/4）

上げDRの取引類型、上げDRの取引スキームとベースライン

<上げDR全体>

- 上げDRを小売電気事業者が行うメリットは**自社需給のBGの調達電源の効率的な運用、顧客との関係・エンゲージメントを高める**という効用がある。こうした2つのメリットをどのように小売電気事業者が上げDRのメニューに反映するか考えてほしい。具体的には類型1①のユースケース1～3のメニューに関連する。
- 今後の議論の中で各ユースケースにおいて、**どの事業者に対して具体的にどのようなメリットがあるか**を整理してほしい。

 ➤ 上げDRの課題及び実施目的・主体の全体像について、今回、体系的に整理。

前回ERAB検討会・制御量評価WGにおける主なご意見と対応方針（3/4）

上げDRの取引類型、上げDRの取引スキームとベースライン

<上げDRによる収支影響>

- 上げDRを実施することで再エネ抑制回避に貢献したとなれば、**非化石価値を貢献した事業者に帰属させる**ことも1つの考え方である。
- 上げDRについては、**小売料金メニューにおける小売調達価格、託送料金、再エネ賦課金等の従量料金の在り方が問題になる。**

<上げDRのベースライン>

- 課題として認識しているのは**契約電力の扱い**である。DR事業者として上げDRの実証をする際に、ベースラインは気にせず、契約電力ぎりぎりまで需要を上げて頂くように依頼している。上げDRの効用をどのように考えるか、によるが、ベースラインの考え方の最適解は見出しにくい。このあたりを今後のWGで議論させてほしい。
- 上げDRについては、発動の前に需要を下げることで電気料金の支払いも下げられメリットも大きいこと、GWや軽負荷週末など、発動日も予測しやすいことから**下げDRよりゲーミングがやりやすい**。そのあたりの**ルールや監視等の対策も含めて検討が必要**。
- 上げDRは基本的には一般送配電事業者よりも小売事業者により活用されることが想定されると理解した。そうだとすると、ゲーミングを防ぐという観点でベースラインの設定方法は複数あってもよいのではないか。一般送配電事業者が調整力として上げDRを活用する場合と異なり、**小売電気事業者が活用する場合であれば、ベースラインを柔軟に設定できるように検討してはどうか**。

 ➤ 上げDRによるステークホルダー間の収支影響やメリット、ベースラインの考え方等について、今回検討。

前回ERAB検討会・制御量評価WGにおける主なご意見と対応方針（4/4）

上げDRの取引類型、上げDRの取引スキームとベースライン

<系統の混雑緩和・形成合理化のためのDR活用の可能性>

- 現状の上げDRはVPPと同じように一般送配電事業者のエリア全体の需給バランスを目的とした上げDRを前提としている。一方で、海外では系統に接続されたメガソーラーによる**ロケーション的な混雑を管理する目的の上げDR**もある。欧州では日本よりも配電の電圧階級は高いが、配電線単位の上げDRの活用事例もある。**今後は一般送配電事業者のエリア全体のみならず、エリア毎の上げDRの使い方も想定しながら検討していくことが必要**。出力制御ルール等もあるが、DRの活用推進に向けて、送電線混雑の回避等も視点を上げて議論していきたい。
- 混雑管理の話については**エリアの区切り方や、上げDRの継続時間、発動指令のタイミングをどうするか**も考える必要もある。託送料金についてもノーダンプライシング（地点別価格）にすれば解決する問題だと理解している。現時点では**想定される課題を整理して、各課題をいつ、どのような形で対応していくかを整理すればよい**のではない。
- 系統制約解消については一定のニーズはありそうだが、ノンファーム電源を抑制できるため、**上げDRにおけるTSOのインセンティブがないと上げDRを積極的に活用できない**。

 ➤ 系統の混雑緩和・形成合理化のための上げDR活用の可能性について、今回、整理。

本日も議論いただきたい事項

- 前回WG等にいただいたご意見を踏まえて、本日は、「1. 上げDRの全体像」「2. 上げDRのユースケース1の詳細検討」「3. 系統の混雑緩和・形成合理化のためのDR活用の可能性」についてご議論いただきたい。
 1. 上げDRの全体像については、前回お示したユースケースを含めて、実施目的・主体及び課題を体系的に整理したため、ご議論をいただきたい。
 2. 上げDRのユースケース1の詳細検討については、特に短期的にニーズが高いと考えられるユースケース1（FIT特例①配分値の余剰低減）のステークホルダー間の収支、メリット、ベースラインの考え方等について詳細を整理を行ったため、ご議論をいただきたい。
 3. 前回WGにおいてご意見があった系統の混雑緩和・形成合理化のためのDR活用の可能性について整理したため、ご議論をいただきたい。

1. 上げDRの全体像

2. 上げDRのユースケース1の詳細検討

- 上げDRのユースケース1の収支分析
- 上げDRのユースケース1のベースライン

3. 系統の混雑緩和・形成合理化のための 上げDR活用の可能性

上げDRユースケースの全体像 – 体系的整理 –

- 上げDRを実施する目的は、以下の5つであると考えられる。
- まずは現状の制度で実施可能なユースケース（UC1~4）の中で、再エネの最大限活用の観点から特に活用が期待されるUC1（**類型1 ①**）を念頭におき、**詳細検討**を行う。



(注) 記載の「実施主体」に加え、アグリゲーターが事業パートナーとして関与するケースも想定される

【参考】ユースケース1を先行して検討する背景

- 第24回系統ワーキンググループにおいて、再エネを最大限活用するための上げDR（ユースケース1）の実施に向けた課題を以下のように整理。
- この中で、上げDR実施による経済性の配分や、その配分のための上げDR実施量の特定（ベースラインの設定）について、ERAB検討会にて検討することとしたい。

更なる上げDRの実施に向けた課題

12

- 出力制御が予想される際は卸電力市場におけるエリアプライスの最低値は0.01円/kWhになることが想定される。この際、市場メカニズムに基づき上げDRの活用が進むと想定されるが、依然として以下の課題が存在。
 - (i) スポット価格が0.01円/kWhであっても、一部の小売買取分については2020年度までは回避可能費用の激変緩和措置があるため、安くとも5円/kWh程度の調達となること、また自家発を停止・抑制し系統電力の消費量を増やすことも可能だが、現行では、常時契約電力を超過した場合は電力基本料金が增加すること等により、上げDRを実施するために必要となる事業性が十分に確保できていない。
 - (ii) 事業性の確保に向けたハードルが高いため、小売電気事業者が安価な電気を調達して得られる利益について、需要家やアグリゲーターに配分する仕組みが広まっておらず、多くの需要家にとって上げDRを行うメリットがない。
- (i)については、2021年度以降、回避可能原価が市場価格連動に切り替わると0.01円/kWhの調達が可能となる点、また託送契約範囲内で自家発を停止・抑制して上げDRを行う場合、再エネ余剰時に限った措置（要詳細検討）によって事業性が改善する可能性がある。また、上げDRにより生じた再エネの環境価値を上げDRのインセンティブとしたいという意見もある。こうしたことを踏まえ、これらの実現可能性や実務上の課題整理等の検討を進めてはどうか。
- (ii)について、利益配分の仕組みとしては、小売電気事業者、アグリゲーター、需要家にて利益を分け合う相対での取り決めや、卸電力市場価格と連動した電気料金を設定することが考えられる。経済産業省では市場連動電気料金による電動車の充電シフトをする実証事業の実施を予定しているところ、国としてもこうした実証の成果や利益配分のモデルを発信しつつ、事業者の積極的な取組を促してはどうか。

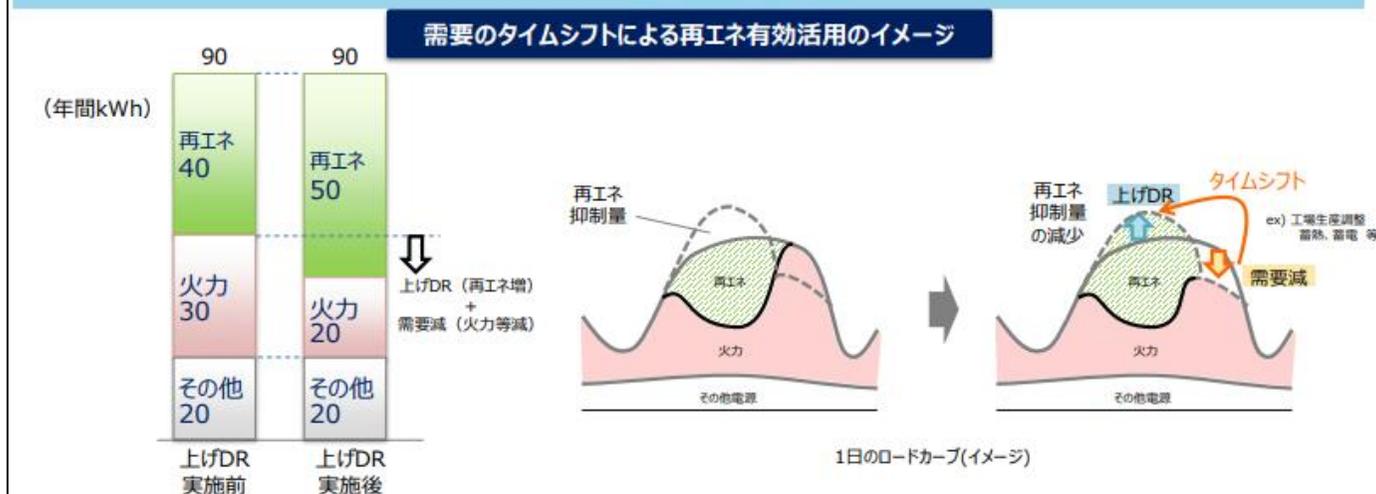
【参考】あるべき上げDRの姿

- あるべき上げDRの姿としては、「無駄な需要創出による電力消費でなく、本来その他時間帯で消費する予定であった**需要の範囲内でのタイムシフト**、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」もの。

(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でのタイムシフト、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。



1. 上げDRの全体像

2. 上げDRのユースケース1の詳細検討

- 上げDRのユースケース1の収支分析
- 上げDRのユースケース1のベースライン

3. 系統の混雑緩和・形成合理化のための 上げDR活用の可能性

上げDRのユースケースの検討方針

- 前回の制御量評価WGにて、上げDRのユースケース（UC）としてUC1～10を整理した。
- このうち、まずは現状の制度で実施可能なユースケース（UC1～4）の中で、再エネの最大限活用の観点から**特に活用が期待されるUC1（類型1①）を念頭におき、詳細検討**を行う。
- 他のユースケースについては、UC1の詳細検討の中で整理された事項を踏まえて、他のユースケースにも適用できる項目はそのまま適用し、別途整理が必要な論点については、必要に応じて、検討を行うこととしてはどうか。

上げDRのUC 1 の詳細検討内容

- 上げDRのUC1の取引スキームを念頭におき、上げDRを実施した際の収支分析とベースラインについての検討を行う。

《収支分析について》

- 上げDRの実施による各ステークホルダーの収支変化を把握し、上げDRの経済面の効果について整理する。

《ベースラインについて》

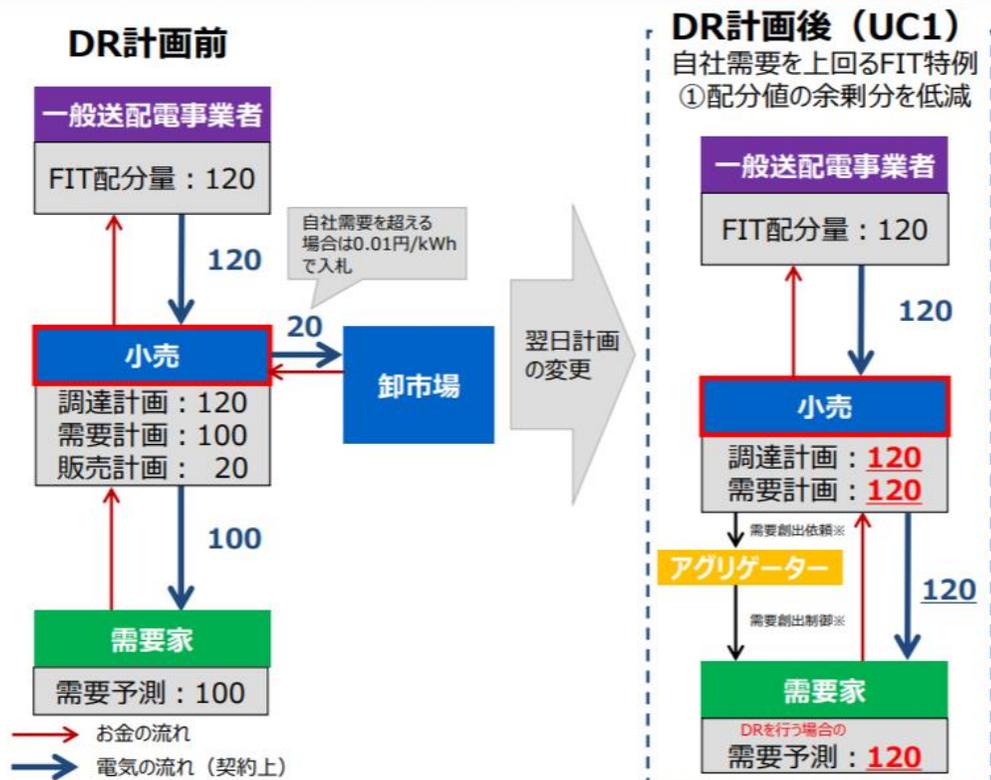
- 下げDRの類型1①は、直接的な契約当事者はアグリゲーターと需要家であり、そのベースラインについては「ガイドラインを参考としつつ、事業者の積極的な創意工夫を期待する」とされている。
- 他方、上げDRのUC1は、類型1①に該当するが、例えば、上げDRにより制御が回避された再エネの非化石価値に関する取り扱い等、他制度の検討とも密接に関わることから、上げDRのUC1のベースラインの考え方についてはERABガイドラインで定めることとしてはどうか。

上げDR ユースケース 1 の活用例

- 上げDRのユースケース1の活用例は下記の通り（第12回ERAB検討会で整理）。

【参考】上げDR ユースケース 1（FIT特例①配分値の余剰低減）

- 小売電気事業者が、本来その他時間帯で消費する予定であった需要について、翌日計画を書き換えて上げDRを実行。その結果、再エネの出力制御量も低減。
- 小売電気事業者へのFIT特例①配分値が自社需要を上回る場合に、余剰分を有効活用するために上げDRを実行。



※アグリゲーター並びに需要家への需要創出対価は別途契約に基づき支払われる

16

上げDR ユースケース 1 の実施パターン

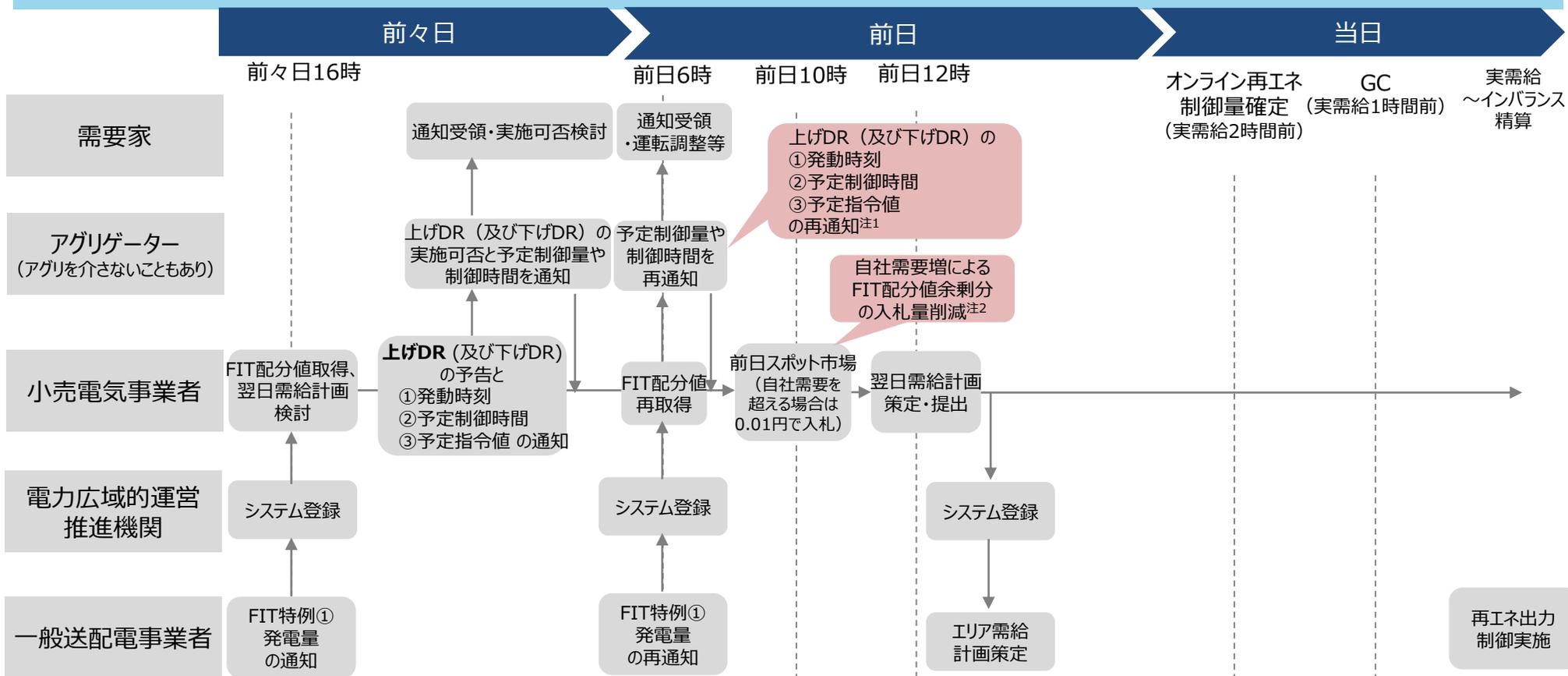
- 上げDRのユースケース1を実施する際、上げDRの活用方法や上げDRに対応する需要家のリソース種類によって実施パターンは3種類に分類される。
- これらの3パターンについて運用スキームや収支イメージを整理する。

上げDR実施パターン	上げDRの活用方法	需要家リソース
パターン①	自家発の焚き減らし	自家発
パターン②	需要のタイムシフト	自家発以外
パターン③注		自家発

注 現時点では、自家発による需要のタイムシフト（自家発の発電のタイムシフト）の事例は少ないが、今後上げDRでの活用の可能性が想定されるため、パターンとして定めた。

上げDRユースケース1の実施スキーム

- 小売事業者及びアグリゲーターは、前々日16時と前日6時にFIT配分値の通知を受けた後に、需要家に対して上げDR対応の可否を確認後、当日の上げDRの①発動時刻②予定制御時間③予定指令値を需要家に対して通知する。
- 下げDRも行う場合は、需要家は上げDRに関する通知と同じタイミングで、下げDRに関する通知も受ける必要がある。



注1 前日6時から10時までの間に、小売事業者は当日の時間帯全ての範囲での上げDR実施の指令を需要家に対して通知する。

注2 需要BGの需要・調達計画の変更を伴う。前日6時以降の需要家の予定制御量を基に市場入札量を調整。

注3 下げDRでの需要減 (kWh) の量は、上げDRでの需要増 (kWh) の量を考慮して設定する。

1. 上げDRの全体像

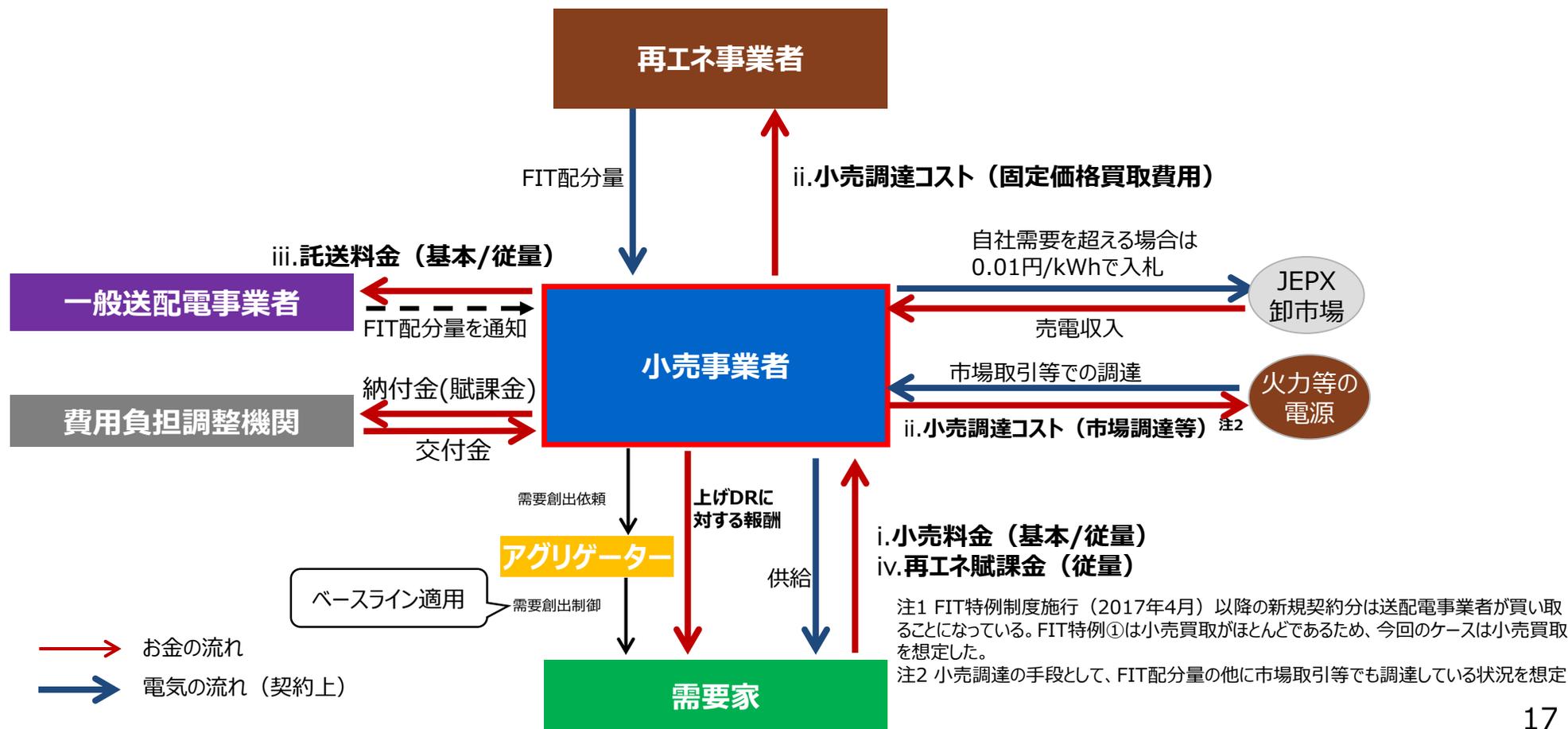
2. 上げDRのユースケース1の詳細検討

- 上げDRのユースケース1の収支分析
- 上げDRのユースケース1のベースライン

3. 系統の混雑緩和・形成合理化のための 上げDR活用の可能性

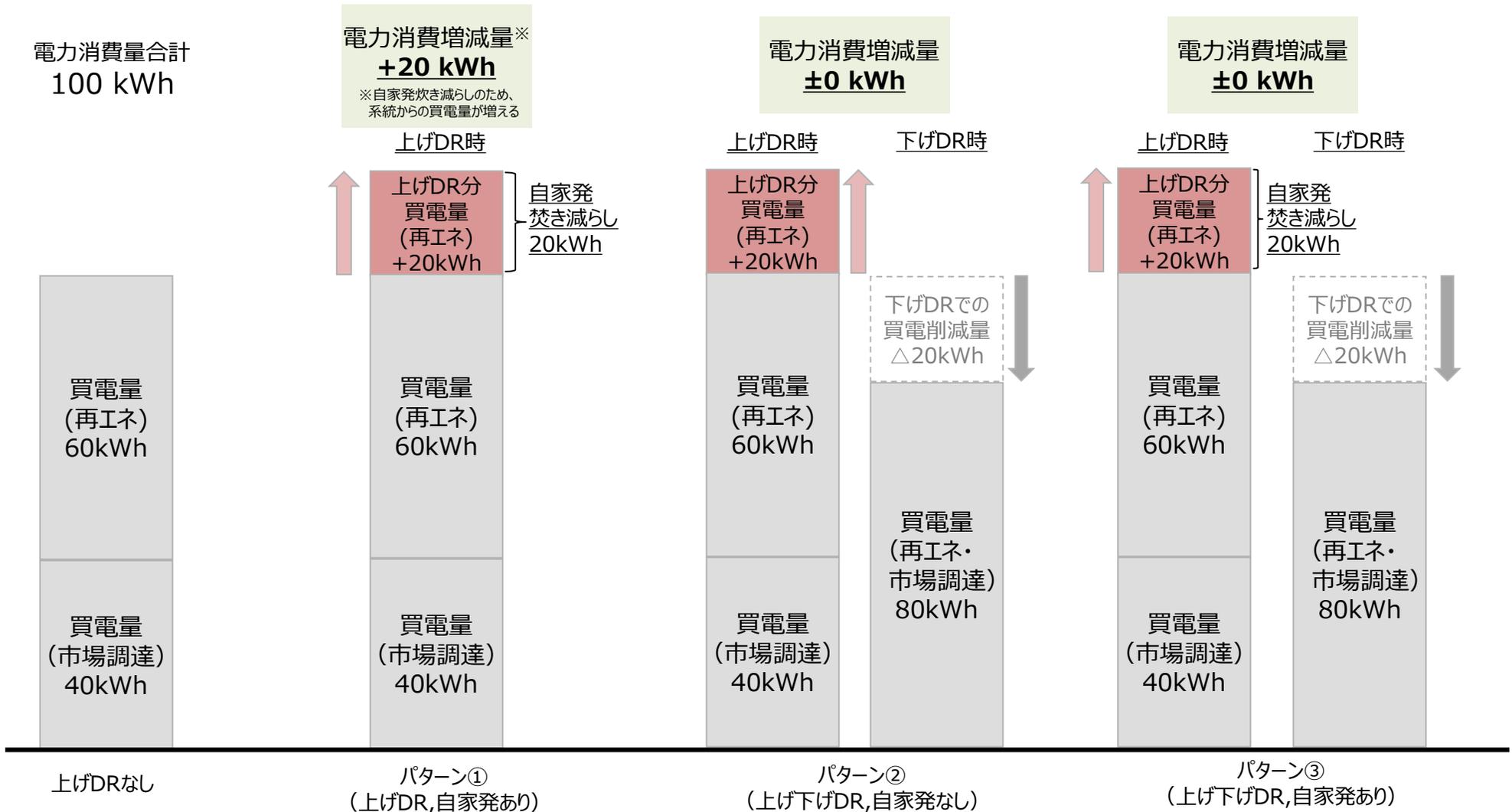
上げDR ユースケース 1 の収支イメージ

- 今回は、FIT特例①のうち、再エネを小売事業者が買い取る場合のケースを想定^{注1}。
- 上げDRに伴って発生する費用としては、i. 需要家からの小売料金（基本/従量）、ii.小売電気事業者の調達コスト、iii.託送料金（基本/従量）、iv.再エネ賦課金が想定される。
- パターン①~③それぞれについて下記のお金の流れを基に、上げDR時の収支を試算した。



各パターンにおける需要家の電力消費量の増減イメージ

- 上げDRを各パターンで実施した場合の需要家の電力消費量の増減は下記の通り。



上げDRを適用しない通常の場合の収支イメージ

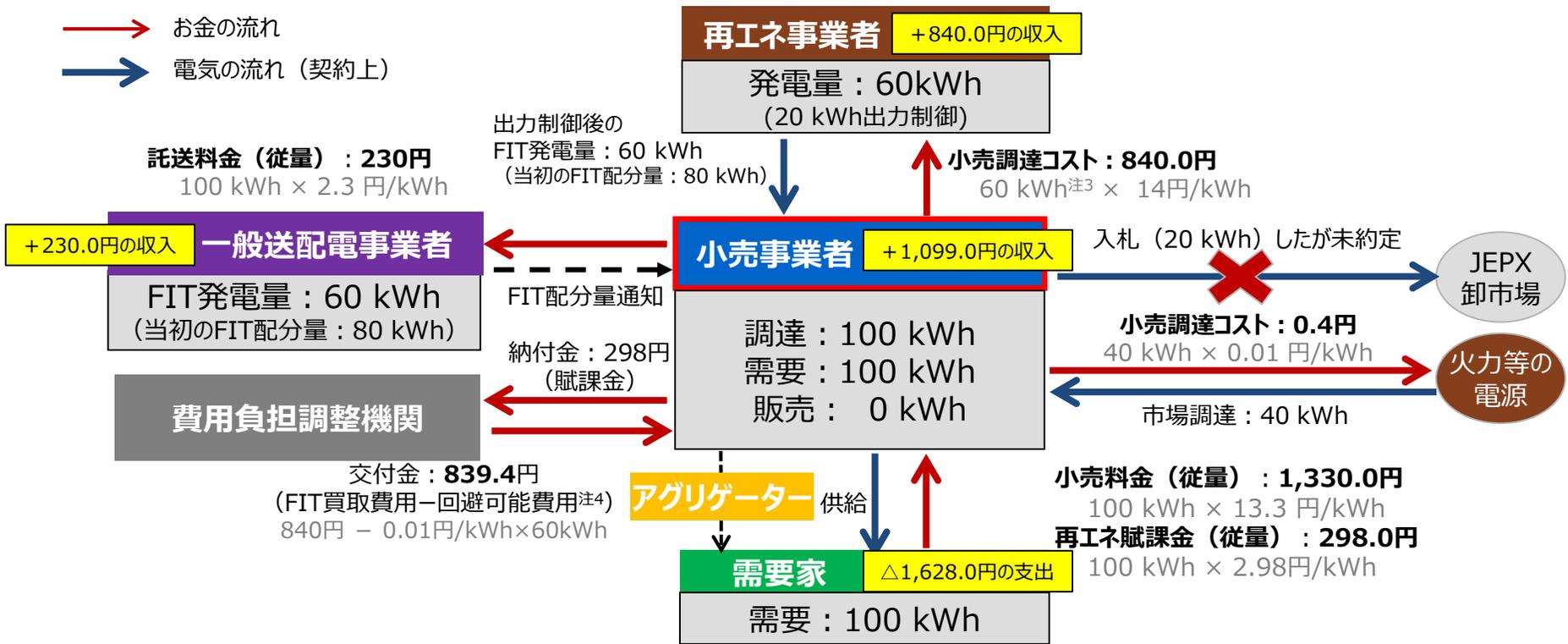
- 上げDRを適用しなかった場合のステークホルダー間での収支試算結果^{注1}は下記の通り。

前提条件

- ・ FIT特例①配分値の初期値として再エネ事業者から小売事業者に80 kWhの電力が供給される場合を想定。
- ・ 小売事業者はFIT配分量の余剰分（20kWh）を卸市場に入札するが約定せず、最終的にFIT発電量が20kWh出力制御され60kWhとなると想定。
- ・ 小売事業者は、FIT配分量の他に市場調達によって電力を40kWh調達していると想定。
- ・ 小売料金及び託送料金の基本料金の支払いは上げDR前後で変わらないと想定。（同じ契約電力の範囲内で取引をする。）

→ お金の流れ

→ 電気の流れ（契約上）



注1 FIT特例①配分値に関わる収支のみを取り上げたもの。またこの試算は、計画値と実績値のずれがなく、インバランス精算がゼロであるケースを想定している。

注2 上記の図では、回避可能費用の激変緩和措置が解除される2021年度以降の状況を想定し、市場価格が0.01円/kWhになる場合の回避費用単価を設定している。

注3 上げDRを適用しない場合は、FIT電源の出力が20kWh抑制されて60kWh分の固定価格買取収入を再エネ事業者が得られると想定。

注4 回避可能費用は、0.6円 = 60 kWh (再エネ調達分) × 0.01 円/kWh (回避可能費用単価 = 市場調達価格)

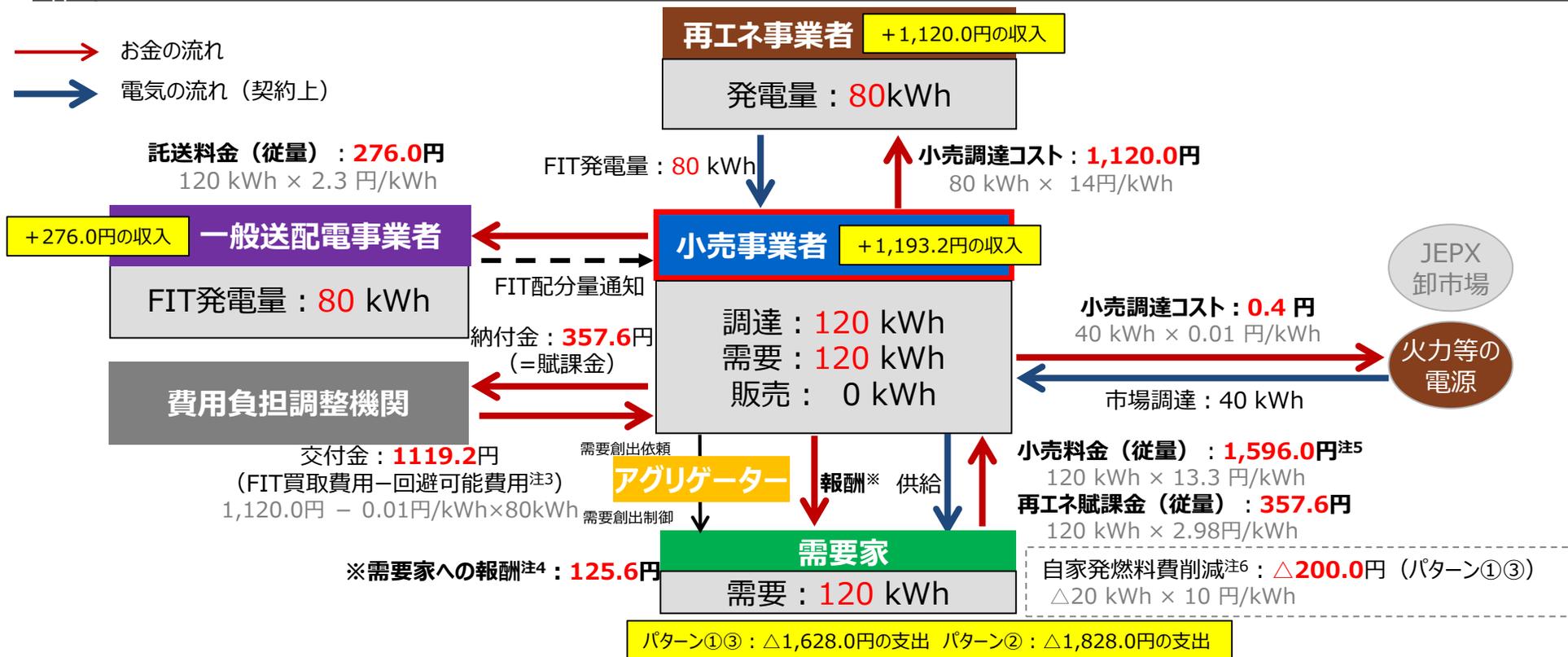
パターン①～③ 上げDR実施時の収支イメージ

※下げDR実施時（パターン②③）の収支イメージは次ページ

● 上げDRを実施した時のステークホルダー間での収支試算結果^{注1}は下記の通り。

前提条件

- ・ FIT特例①配分値として再エネ事業者から小売事業者に80kWhの電力が供給される場合を想定。
- ・ 小売事業者は、FIT配分量の他に市場調達によって電力を40kWh調達していると想定。
- ・ 小売料金及び託送料金の基本料金の支払いは上げDR前後で変わらないと想定。（同じ契約電力の範囲内で取引をする。）



注1 FIT特例①配分値に関わる収支のみを取り上げたもの。またこの試算は、計画値と実績値のずれがなく、インバランス精算がゼロであるケースを想定している。

注2 上記の図では、回避可能費用の激変緩和措置が解除される2021年度以降の状況を想定し、FIT余剰の状況では市場価格が0.01円/kWhになる場合の回避費用単価を設定している。

注3 回避可能費用は、0.8 円 = 80 kWh（再エネ調達分）× 0.01 円/kWh（回避可能費用単価 = 市場調達価格）

注4 小売事業者から需要家への報酬（インセンティブ）は、上げDRを実施しないケースとの比較において、需要家が負担増とならない範囲で設定。

注5 小売事業者の小売料金の収益が、需要家への報酬の原資となっている。

注6 パターン①③については、上げDRによって自家発を焚き減らすこととなり、焚き減らし分の燃料費が削減される。

【参考】パターン②③の下げDRを適用した場合の収支変化

- パターン②③は需要のタイムシフトが前提のため、上げDRを実施する前後で下げDRも実施することを想定。

前提条件

- ・ 収支の変化は、下げDRを適用した場合の収支から下げDRを適用しなかった場合の収支を差し引いて算出。
- ・ 上げDRで増加した需要量と同量の需要（20kWh）を下げDR時に減少すると想定（需要を100kWh→80kWhに下げる）。
- ・ 小売料金単価（従量）、託送料金単価（従量）は上げDR適用時と同じ料金単価と想定（いずれも昼夜間で単価が変わるケースも想定される）。
- ・ 下げDR適用時は再エネの出力制御が生じず、下げDR適用前後で再エネ発電量は同量と想定。
- ・ 小売事業者は販売する電力を市場取引等で調達すると想定（市場価格：9.0円/kWhと仮定）。

ステークホルダー	下げDR実施前後での収支の変化額	収支変化額の内訳
需要家	+325.6 円 ^注	<ul style="list-style-type: none"> ・ 小売料金（従量）：$\Delta 1,064.0$円（13.3円/kWh\times80kWh） $- 1,330.0$円（13.3円/kWh\times100kWh） = +266.0円 ・ 再エネ賦課金：$\Delta 238.4$円（2.98円/kWh\times80kWh） $- 298.0$円（2.98円/kWh\times100kWh） = +59.6円
小売事業者	$\Delta 40.0$ 円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 小売料金（従量）：1,064.0円（13.3円/kWh\times80kWh） $- 1,330.0$円（13.3円/kWh\times100kWh） = $\Delta 266.0$円 ・ 再エネ賦課金：費用負担調整機関への納付金と相殺、± 0円 ・ 調達コスト：$\Delta 720.0$円（9.0円/kWh\times80kWh） $- 900.0$円（9.0円/kWh\times100kWh） = +180.0円 ・ 再エネ交付金：下げDR実施前後で買取量は変化しないため、± 0円 ・ 託送料金（従量）：$\Delta 184.0$円（2.3円/kWh\times80kWh） $- 230.0$円（2.3円/kWh\times100kWh） = +46.0円
一般送配電事業者	$\Delta 46.0$ 円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 託送料金（従量）：184.0円（2.3円/kWh\times80kWh） $- 230.0$円（2.3円/kWh\times100kWh） = $\Delta 46.0$円
再エネ事業者	± 0 円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 固定価格買取費用：下げDR実施前後で出力制御は生じず、変化なし

注 パターン③において、下げDR時には自家発の焼き増しは行わない場合の試算結果。

【参考】パターン②③の上げ下げDR適用後の収支

- 上げ下げDRを両方適用した場合の各ステークホルダーの収支は下記の通り。
- 下げDRにより需要家の電力消費量が減るため、需要家の支出は減少する。

ステークホルダー	上げDR時の収支	下げDR適用による 収支の変化額	上げ下げDR適用後の収支
需要家	パターン②：1,828.0 円の支出 パターン③：1,628.0 円の支出	△325.6 円の支出減 下げDRにより需要が減ることで小売料金（従量）と再エネ賦課金の負担が減少する。	パターン②：1,502.4 円の支出 パターン③：1,302.4 円の支出
小売事業者	1,193.2 円の収入	△40.0 円の収入減 下げDRによる需要家への販売電力量減少により収入は減少する。	1,153.2 円の収入
一般送配電事業者	276.0 円の収入	△46.0 円の収入減 下げDRの需要減分だけ託送料金（従量）の収入は減少する。	230.0 円の収入
再エネ事業者	1,120.0 円の収入	±0 円 下げDRでは再エネ抑制量が変化しないため、収支は変わらない。	1,120.0 円の収入

各パターンにおける各ステークホルダーの収支について

- 需要家が負担する小売料金は、上げDRを実施した場合、**需要家が受領するインセンティブの設定にもよるが、支出が減少するパターンもある。**
- 小売事業者の収入は、上げDRを実施した場合の方が増加する。ただし、本試算はあくまで一定の前提での一例であり、例えば再エネおよび市場からの調達割合等に応じて大きく変動する。
- 再エネ事業者は、いずれのパターンでも上げDRによって再エネの出力制御が回避されるため、収入が増える（**最終的に再エネ賦課金を支払う国民の負担の増加となる懸念**）。

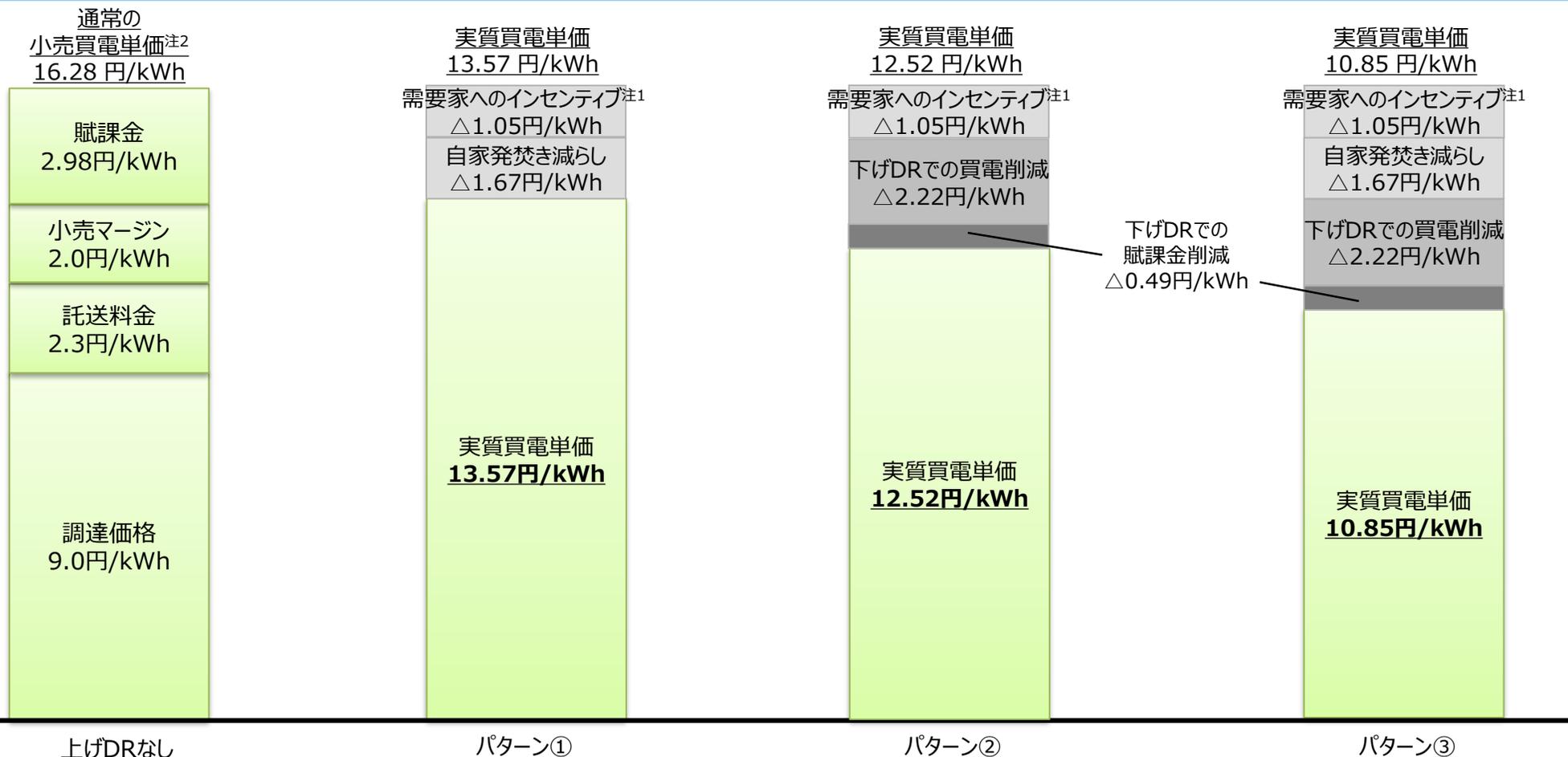
ステークホルダー	上げDR無し ＜比較となるベース＞	パターン① ＜自家発：焚き減らし＞	パターン② ＜自家発以外：需要のシフト＞	パターン③ ＜自家発：需要のシフト＞
需要家	1,628.0 円の支出 小売料金単価 ^{注2} 16.28円/kWh	1,628.0 円の支出 (対ベース±0円 ^{注1}) 実質小売料金単価 ^{注2} 13.56円/kWh	1,502.4 円の支出 (対ベース△125.6円) 実質小売料金単価 ^{注2} 12.52円/kWh	1,302.4 円の支出 (対ベース△325.6円) 実質小売料金単価 ^{注2} 10.85円/kWh
小売事業者	1,099.0 円の収入	1,193.2 円の収入 (対ベース+94.2円)	1,153.2 円の収入 (対ベース+54.2円)	
一般送配電事業者	230.0 円の収入	276.0 円の収入 (対ベース+46.0円)	230.0 円の収入 (対ベース±0円)	
再エネ事業者	840.0 円の収入	1,120.0 円の収入 (対ベース+280.0円)	1,120.0 円の収入 (対ベース+280.0円)	

注1 需要家が受け取るインセンティブは、パターン①において、上げDR無しの場合と比較して需要家の支出が増えない範囲で設定（125.6円）し、同額をパターン②③にも適用。

注2 上げDR無しは買電量100kWhで除して単価を導出し、パターン①②③は上げDR時の買電量120kWhで除して単価を導出した。需要家の支出金額は、自家発吹き減し（①③）や下げDR（②③）の効果も織り込み。

【参考】上げDR適用時における需要家の小売料金単価への影響

- いずれのケースにおいても、上げDRに対する需要家へのインセンティブ^{注1}を考慮すれば、**需要家の実質的な小売料金単価**は、上げDRを適用しない場合よりも**安価になると**想定される。



注1 小売事業者から需要家へ支払うインセンティブは、本試算では、パターン①において、上げDR無しの場合と比較して需要家の支出が増えない範囲で設定（125.6円）し、同額をパターン②③にも適用。
 注2 通常の小売料金単価は、調達価格と託送料金、小売が得るマージン、賦課金を積み上げることで想定した。なお、小売料金単価、託送料金単価ともに一定であると仮定して試算（実際には時間帯別料金の設定等により収支に影響が発生することが考えられる）。

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考】上げDR実施時の需要家の収支変化（詳細）

	系統からの買電（ケース①～③は上げDR時の買電）	その他の影響（自家発、下げDR）
上げDRを 実施しない	小売料金：100kWh×13.30円/kWh = 1,330.0円 再エネ賦課金：100kWh×2.98円/kWh = 298.0円	—
	計1,628.0円の支出（100kWh買電時の単価16.28円/kWh）	
パターン① 上げDR （自家発あり）	小売料金：120kWh×13.30円/kWh = 1,596.0円 再エネ賦課金：120kWh×2.98円/kWh = 357.6円 インセンティブ※：△125.6円	自家発稼働減：△20kWh×10.0円/kWh = △200.0円
	1,828.0円の支出	△200.0円の支出減
	再計1,628.0円の支出（120kWh買電時の実質単価13.57円/kWh）	
パターン② 上げ・下げDR （自家発なし）	小売料金：120kWh×13.30円/kWh = 1,596.0円 再エネ賦課金：120kWh×2.98円/kWh = 357.6円 インセンティブ※：△125.6円	下げDR小売料金：△20kWh×13.3円/kWh = △266.0円 下げDR再エネ賦課金：△20kWh×2.98円/kWh = △59.6円
	1,828.0円の支出	△325.6円の支出減
	再計1,502.4円（120kWh買電時の実質単価12.52円/kWh）	
パターン③ 上げ・下げDR （自家発あり）	小売料金：120kWh×13.30円/kWh = 1,596.0円 再エネ賦課金：120kWh×2.98円/kWh = 357.6円 インセンティブ※：△125.6円	自家発稼働減：△20kWh×10.0円/kWh = △200.0円 下げDR小売料金：△20kWh×13.3円/kWh = △266.0円 下げDR再エネ賦課金：△20kWh×2.98円/kWh = △59.6円
	1,828.0円の支出	△525.6円の支出減
	計1,302.4円の支出（120kWh買電時の実質単価10.85円/kWh）	

※インセンティブは、本試算では、パターン①において、上げDR無しの場合と比較して需要家の支出が増えない範囲で設定（125.6円）し、同額をパターン②③にも適用。

<収支試算の前提>

項目	数値	備考
小売料金（通常時、従量）	13.30円/kWh	市場調達価格9.0円/kWh + 託送料金2.3円/kWh + 小売マージン2.0円/kWh
再エネ賦課金	2.98円/kWh	2020年5月以降の再エネ賦課金
託送料金（従量）	2.30円/kWh	東京電力PG 高圧標準接続サービス従量料金
太陽光FIT買取費用	14.00円/kWh	太陽光FIT買取価格（2019年度、500kW未満）
卸市場価格（通常時）	9.00円/kWh	（参考）システムプライス平均価格の実績：2019年4-6月 7.84円/kWh、7-9月 8.87円/kWh、10-12月 8.07円/kWh 2018年度 9.71円/kWh 2017年度 9.98円/kWh
卸市場価格（上げDR時）	0.01円/kWh	卸市場価格が0.01円/kWhになった場合（再エネ余剰時）を想定（=回避可能費用も同金額で設定）
自家発燃料費	10.00円/kWh	通常時小売料金より安い水準に仮置き

上げDR ユースケース1を実施する場合の留意事項

- 上げDRの普及拡大のためには、**①経済性の配分（非化石価値等を含む）、②需要家の負担増加、③再エネ出力制御回避に伴う国民負担の増加に留意する必要がある。**

① 経済性の配分

- 再エネ余剰時に安くなる卸市場価格を原資とした上げDRによって得られる経済性については、**市場価格に連動する電気料金やインセンティブ型DRによる報酬等**を活用し、小売事業者や需要家へ配分することが必要。
- 加えて、**再エネの出力制御回避により生じた非化石価値の取り扱い等**の検討も必要。

② 需要家の負担増

- トータルの需要量が増加しない場合でも、上げDRによって**電力基本料金が増加する**可能性がある。
- 自家発電を保有する需要家の場合には、自家発電のメンテナンス時等での系統からの受電量増加に伴う契約電力の増加を回避することを目的とした、「**自家発電補給契約**」が存在する。
- 例えば、再エネ出力制御回避を目的とした上げDRを実施する場合においても、自家発電補給契約と同様の概念を適用することができれば、**需要家の基本料金負担の一部を軽減**することができる可能性がある。

③ 国民負担の増加

- 上げDRに伴う再エネ出力制御回避に伴って、FIT買取費用が増加する。
- そのため、**最終的に再エネ賦課金を支払う国民の負担の増加**となる懸念がある。

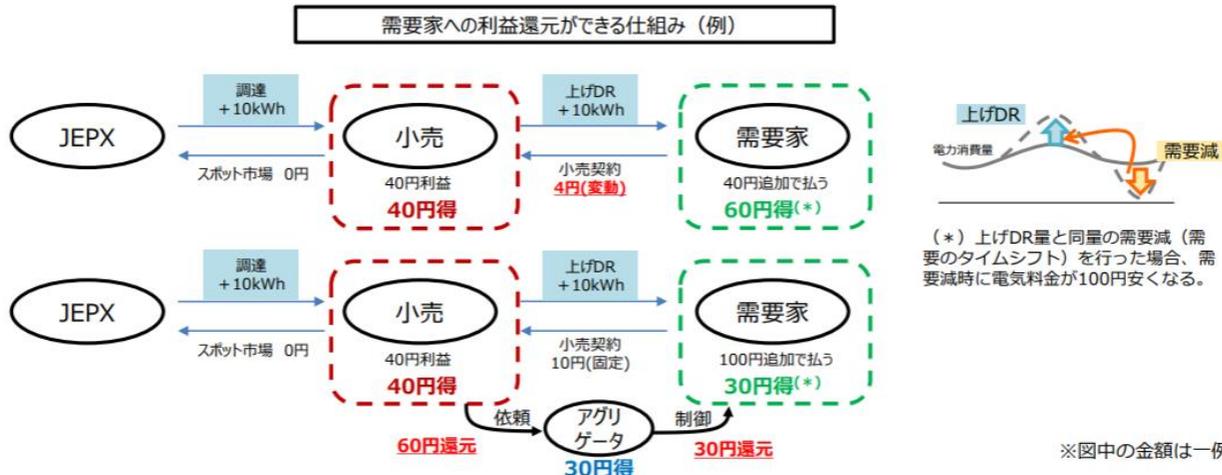
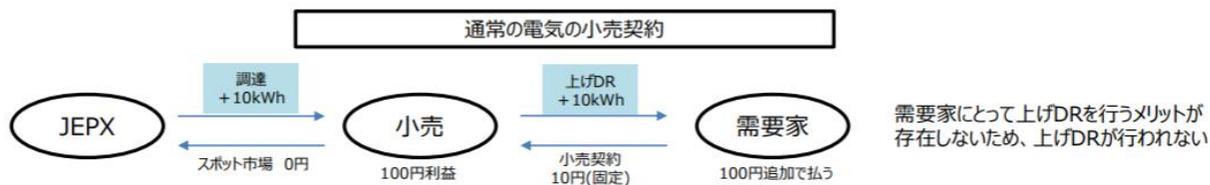
【参考】上げDRに協力する需要家への利益の還元方法

- 第24回系統WGで議論されている通り、小売事業者から上げDRに協力する需要家への利益の還元方法として、時間帯別料金の適用や上げDRに応じたことに対しての直接金銭的なインセンティブを提供するという2つの手法が想定される。

(参考) 上げDRに協力する需要家への利益の還元方法 (例)

16

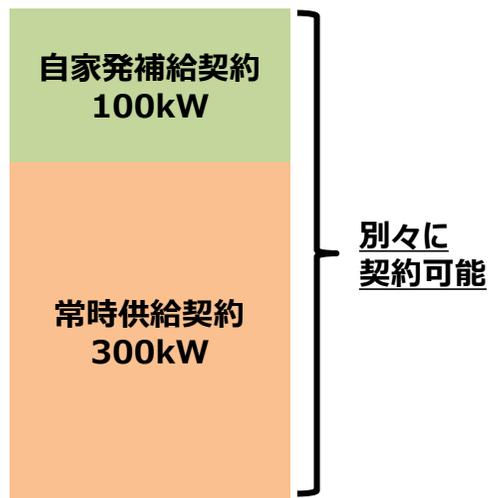
- 上げDRを実現するためには、再エネ余剰時に安価な電力が調達できることによる利益を原資として、小売電気事業者と需要家・アグリゲーターの協議・創意工夫による需要のタイムシフトや自家発の稼働減による需要増加といった取組が広く浸透していくことが重要である。



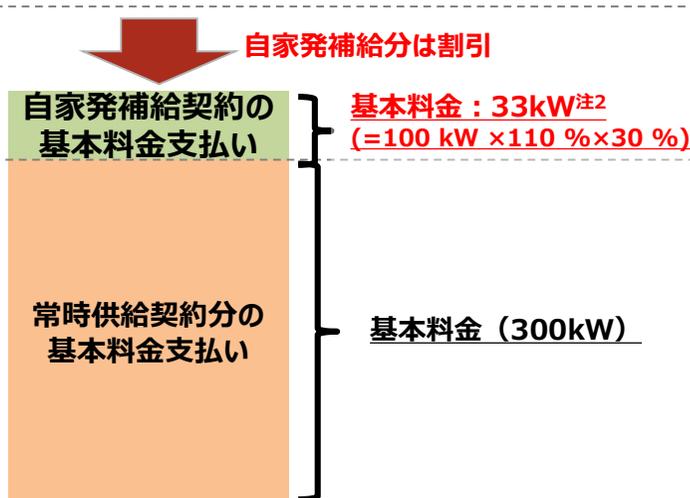
【参考】自家発補給契約とは

- 自家発を所有する需要家が活用する小売電気メニューの1つとして、自家発補給契約が存在する。
- 自家発補給契約とは、常時供給分の契約電力（kW）とは分けて契約電力を設定できる。
- 自家発補給契約の目的は、自家発の定期点検や事故による停止によって**一時的に系統からの受電量が増える需要家の基本料金負担を軽減**するためである。
- 自家発が停止しなかった月は**自家発補給契約分の基本料金の支払いが割り引かれる**。

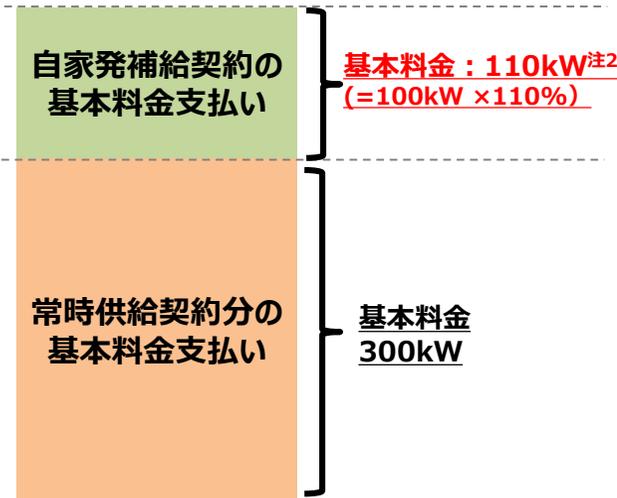
自家発補給契約を活用する場合の
電力契約の形
契約電力：400kW
(常時供給300kW、自家発補給100kW)



＜自家発を停止しなかった月＞
契約電力：400kW
(常時供給300kW、自家発補給100kW)
基本料金負担：333kW
(常時供給契約の基本料金単価換算)



＜自家発を停止した月＞
契約電力：400kW
(常時供給300kW、自家発補給100kW)
基本料金負担：410kW^{注2}
(常時供給契約の基本料金単価換算)



注1 本スライドの自家発補給契約の基本料金負担額は、東電EP電気需給約款[高圧]で規定されている「自家発補給電力A」を基に記載した。なお、各自家発補給電力メニューに応じて、自家発補給電力の基本料金及び自家発を停止しなかった月の基本料金の割引率は異なる。

注2 東電EP「自家発補給電力A」では、自家発補給電力の基本料金は、業務用電力の該当料金の10%を割り増したものを適用する。ただし、自家発補給契約分の電力供給を全く受けない月は、10%割り増した基本料金の30%のみ支払えばよいことになっている。

1. 上げDRの全体像

2. 上げDRのユースケース1の詳細検討

- 上げDRのユースケース1の収支分析
- 上げDRのユースケース1のベースライン

3. 系統の混雑緩和・形成合理化のための 上げDR活用の可能性

上げDRユースケース1のベースライン

- 上げDRのユースケース1は、類型1①に該当するが、上げDRにより制御が回避された再エネの非化石価値に関する取り扱い等、他制度の検討とも密接に関わることから、上げDRのユースケース1のベースラインの考え方について、ERABガイドラインに定めることとしてはどうか。
- 上げDRを行う需要家と下げDRを行う需要家が日々変化したり、混在することが想定されることから、運用上は、上げDRと下げDRのベースラインの考え方は統一しておくことが望ましいと考えられる。
- 現行のERABガイドラインでは、下げDRの標準ベースラインを「**High 4 of 5（当日調整あり）**」として定めているが、この観点から、上げDRにおいても、議論の前提は、「High 4 of 5（当日調整あり）」とすることが考えられる。
- そのため、上げDRの標準ベースラインを「**High 4 of 5（当日調整あり）**」とした場合に、ゲーミング等の問題が生じ得るかどうか、正確性・公平性・簡便性の観点から、その他のベースライン算定方法と比較して検討を行った。

【参考】上げDRのベースラインに関する論点整理

第13回制御量評価WG
資料3再掲

- 上げDRのベースラインを改めて定めるにあたり、「正確性」「公平性」「簡便性」の観点から、2018年度実証結果や事業者へのヒアリング等も踏まえつつ、以下のような留意点のもとで評価・検討をしてはどうか。
 - 上げDRのベースライン設計において、事業者側としてインセンティブが働きやすい設計と、系統の需給バランスへの影響を踏まえた適切な設計等との兼ね合いをどのように考えるか。
 - 上げDRは下げDRに比べてゲーミングが生じやすいと考えられることから、その回避のために、どのような施策を講じるべきか。
 - 運用上、上げDRと下げDRのベースラインの考え方は本来統一しておくことが望ましいと考えられる一方で、上述のゲーミング回避等の観点から異なるベースラインを設定することはありうるか。

ベースラインの種類

- 現行のERABガイドラインに記載されているベースラインに加えて、「Low 4 of 5（当日調整あり・なし）」が上げDRのベースラインとして想定される。

ベースライン	ベースライン算出方法	<参考> ERAB ガイドラインでの 記載（下げDR）
High 4 of 5 （当日調整あり）	直近5日のうち、需要の多い4日の平均 （土日、祝日の場合は、直近3日のうちの2日） ※当日調整値は、DR実施時間の5時間前～2時間前の需要データを用いる。	標準ベースライン
High 4 of 5 （当日調整なし）	直近5日のうち、需要の多い4日の平均 （土日、祝日の場合は、直近3日のうちの2日）	代替ベースライン
Low 4 of 5 （当日調整あり）	直近5日のうち、需要の少ない4日の平均 （土日、祝日の場合は、直近3日のうちの2日） ※当日調整値は、DR実施時間の5時間前～2時間前の需要データを用いる。	（規定なし）
Low 4 of 5 （当日調整なし）	直近5日のうち、需要の少ない4日の平均 （土日、祝日の場合は、直近3日のうちの2日）	（規定なし）
同等日採用法	DR発動時間を除く時間帯の過去30日間の需要データのうち、発動日との差が最も小さい非発動日3日間の平均	代替ベースライン
事前計測	DR実施時間の4時間前～1時間前の平均	代替ベースライン

ベースラインの正確性に関する考察

- 制御量を正確に評価するためには、実需要と誤差の少ないベースラインであることが望ましい。
- DR発動直後は直前の需要実績により設定したベースラインが、なかりせば需要と比べて誤差が小さく、一定時間経過後は、過去の同一時間帯の需要実績により設定したベースラインが、なかりせば需要と比べて誤差が少ないと考えられる。
- そのため、「High 4 of 5（当日調整あり）」のように過去の同一時間帯実績を基に算出を行うベースラインは持続時間が長いDRに向いており、「事前計測」のように直前の需要実績を基に算出を行うベースラインは持続時間が短いDRに向いている。
- この点、上げDRは数時間単位での実施となることが想定されることから、「継続時間が長いDR」として、High 4 of 5（当日調整あり／なし）、Low 4 of 5（当日調整あり／なし）、同等日採用法のいずれかが適切であると考えられるのではないか。

ベースライン	正確性の評価	
	継続時間が短い場合	継続時間が長い場合
High 4 of 5（当日調整あり）	△	○
High 4 of 5（当日調整なし）	△	○
Low 4 of 5（当日調整あり）	△	○
Low 4 of 5（当日調整なし）	△	○
同等日採用法	△	○
事前計測	○	△

ベースラインの公平性に関する考察

- 公平性の観点からすると、人為的なベースラインの歪曲やゲーミングを可能とするような特性を含まないベースラインであることが望ましい。
- 出力制御の発生時期については一定程度予見することが可能であることに加え、上げDR実施の前日までも上げDRの実施が確認できることとなるため、需要削減を行うゲーミングがしやすい。特に、ベースラインの算出に使用する需要が上げDR実施に近いものであるほど、ゲーミングがしやすい。
- 以上を鑑みると、当日調整のある「High 4 of 5 (当日調整あり)」「Low 4 of 5 (当日調整あり)」や直前の需要を使用する「事前計測」は、比較的ゲーミングがしやすいと言える。
- 「High 4 of 5 (当日調整なし)」「Low 4 of 5 (当日調整なし)」「同等日採用法」については、当日調整あり (High/Low 4 of 5) や事前計測の場合と比べ、上げDR実施から遠い長期間での需要削減となることから、仮にゲーミングを実施したとしてもその影響はある程度限定的となるのではないかと考えられる。

ベースライン	ゲーミングの方法	公平性の評価
High 4 of 5 (当日調整あり)	<ul style="list-style-type: none"> ● DR実施の5日前から故意に需要を下げる ● DR実施当日の5～2時間前に故意に需要を下げる 	×
High 4 of 5 (当日調整なし)	<ul style="list-style-type: none"> ● DR実施の5日前から故意に需要を下げる 	△ ゲーミング影響は限定的
Low 4 of 5 (当日調整あり)	<ul style="list-style-type: none"> ● DR実施の5日前から故意に需要を下げる ● DR実施当日の5～2時間前に故意に需要を下げる 	×
Low 4 of 5 (当日調整なし)	<ul style="list-style-type: none"> ● DR実施の5日前から故意に需要を下げる 	△ ゲーミング影響は限定的
同等日採用法	<ul style="list-style-type: none"> ● DR実施の30日前から故意に需要を下げる 	△ ゲーミング影響は限定的
事前計測	<ul style="list-style-type: none"> ● DR実施当日の4～1時間前に故意に需要を下げる 	×

【参考】上げDRに関するゲーミングの可能性

《参考》 上げDRにおけるゲーミング

- 出力制御回避では、下げDRと比較して、ゲーミングのメリット、予見可能性の観点から、ゲーミングが生じやすい可能性があるため、実証等を通じて検証が必要。

ゲーミングに関する上げ/下げDRの比較

	下げDR	上げDR（出力制御回避）
ゲーミングによるメリット	<ul style="list-style-type: none">• ゲーミングによって、ベースラインの前提となる需要を増やす行為自体に電力量（kWh）費用が必要なため、ゲーミングによるメリットは限定的。	<ul style="list-style-type: none">• ゲーミングによって、ベースラインの前提となる需要を減少させる行為に電力量（kWh）費用の削減効果が含まれるため、ゲーミングによるメリットは大きい。
DR発動の予見によるゲーミングの可能性	<ul style="list-style-type: none">• ネガワット取引の起点は複数あり、かつ一つの指標であるスポット価格の予測は比較的難しい。• このため、DR指令前から需要増加を行うゲーミングの可能性は低い。	<ul style="list-style-type: none">• 中長期的な需要予測と再エネの発電量予測により、出力制御の発生時期を一定程度予見することが可能。• 予測に基づき、DR指令前から需要削減を行うゲーミングが可能。
当日調整時によるゲーミングの可能性	<ul style="list-style-type: none">• 前日市場のスポット価格等に基づき、前日にDR発動予告が行われた場合には、当日調整によるゲーミングが可能。	<ul style="list-style-type: none">• 出力制御指令（予告）は概ね前日に発出されることから、当日調整によるゲーミングが可能。

ベースラインの簡便性に関する考察

- 簡便性の観点からすると、需要家を含めた全てのステークホルダーにとって分かりやすく、運用が容易なベースラインであることが望ましい。
- そのため、計算方法がシンプルで分かりやすく、必要となる実績データが少なく運用が容易であるベースラインが簡便性に優れている。この観点からすると、**最も簡便なのは「事前計測」**であり、次いで「**High 4 of 5（当日調整あり・なし）**」「**Low 4 of 5（当日調整あり・なし）**」である。
- 「同等日採用法」は、過去30日間の需要データが必要、かつ、DR実施後を含む需要量データが必要となるため、簡便性としては劣る。
- また、下げDRとの統一性も簡便性の指標として考えられる。その点では、「High 4 of 5（当日調整あり）」の簡便性が優れている。「**High 4 of 5（当日調整なし）**」については、「**結果として当日調整がゼロであったHigh 4 of 5（当日調整あり）**」とみなすこともできるため、下げDRとの統一性は一定程度確保できるのではないかと考えられる。

ベースライン	シンプルさ・運用の容易さ	下げDRとの統一性
High 4 of 5（当日調整あり）	△	○
High 4 of 5（当日調整なし）	△	△
Low 4 of 5（当日調整あり）	△	×
Low 4 of 5（当日調整なし）	△	×
同等日採用法	×	×
事前計測	○	×

ユースケース1における上げDRのベースライン評価

- 以上を鑑みて、ユースケース1における上げDRのベースラインを評価すると以下の通り。
- 「正確性」「公平性」「簡便性」の3つの観点を総合的に考慮すると、「**High 4 of 5（当日調整あり）**」もしくは「**High 4 of 5（当日調整なし）**」のいずれかを採用することが望ましいと考えられるのではないか。
- ただし、「High 4 of 5（当日調整あり）」については公平性が劣る（ゲーミングがしやすい）という点が課題となるため、ゲーミング防止策を講じる必要がある。

ベースライン	正確性		公平性	簡便性	
	継続時間が短い場合	継続時間が長い場合		シンプルさ・運用の容易さ	下げDRとの統一性
High 4 of 5 (当日調整あり)	△	○	×	△	○
High 4 of 5 (当日調整なし)	△	○	△	△	△
Low 4 of 5 (当日調整あり)	△	○	×	△	×
Low 4 of 5 (当日調整なし)	△	○	△	△	×
同等日採用法	△	○	△	×	×
事前計測	○	△	×	○	×

ユースケース1における上げDRのベースラインまとめ

- 運用上、上げDRと下げDRのベースラインの考え方は統一しておくことが望ましいという観点から、「High 4 of 5（当日調整あり）」と、その他の候補となるベースライン算定方法の比較を行った。
- 「正確性」「公平性」「簡便性」の3つの観点を総合的に考慮すると、「High 4 of 5（当日調整あり）」もしくは「High 4 of 5（当日調整なし）」のいずれかを採用することが妥当ではないか。
- ただし、「High 4 of 5（当日調整あり）」については公平性が劣る（ゲーミングがしやすい）という点が課題となるため、ゲーミング防止策を検討することが必要。ゲーミング防止策については、海外事例等の調査結果等を踏まえて、検討することとしてはどうか。
- また、今年度のVPP実証において、上げDRのベースラインの妥当性（統計的な正確性等）や運用性について並行して検証し、「High 4 of 5（当日調整あり）」、もしくは「High 4 of 5（当日調整なし）」のいずれかで課題が生じるようであれば、改めて検討を行うこととしてはどうか。

（注） 上げDR実施日が土日・祝日となる場合には、ベースラインは「High 2 of 3」とすることになる。

【参考】英国Demand Turn Up制度におけるベースライン

- 英国では、風力等の再エネ電源の拡大に伴い、同期電源における下げ代（Footroom）確保の手段の1つとして、Demand Turn Up（DTU）と呼ばれる、発電余剰時に大規模需要家や送配電ネットワークに接続した需要側設備の需要量増加または発電量抑制を行うサービスがある。
- 本制度における上げDRのベースラインは、「DTU サービス提供日の**7日前、14日前、21日前、28日前の同時間帯における負荷または発電（MW）のメーター値の単純平均**」とされている。

Demand Turn Up 参加要件

参加可能な技術	<ul style="list-style-type: none"> ● バランシングメカニズム（BM）に参加していない大規模需要家や需要側設備（CHP、蓄電池等すべて）
最低容量	<ul style="list-style-type: none"> ● 計1MW ● 各0.1MW以上の容量のアグリゲーションが認められる。 ● 立地による制約は設けられていない
応答時間・最低出力持続時間	<ul style="list-style-type: none"> ● 応答時間や最低出力持続時間に関する条件は設けられていない ● サービス提供希望者は、入札時に上記情報をNational Gridに提出する必要
指令発出方法	<ul style="list-style-type: none"> ● e-mail（及び補助的にSMS）を用いて、National Gridからサービスプロバイダーに対してサービス容量とサービス提供時間帯を連絡 ● サービスプロバイダーは、指令発出後30分以内にNational Gridに対して指令の受領を報告した上で、サービス提供を実施。
その他	<ul style="list-style-type: none"> ● 毎分または30分単位計測のメーターを具備 ● 固定/携帯電話またはE-mailによる連絡が可能であること ● DTUサービス提供日の7日前、14日前、21日前、28日前の同時間帯における負荷または発電（MW）のメーター値の単純平均をベースラインとして用いる。

Demand Turn Up 調達枠（2018年）

	夜間帯 （毎日）	昼間帯 （週末・銀行休日）
ベース月 （3月、9月、10月）	23:30～08:30	13:00～16:00
ピーク月 （6月、7月、8月）	23:30～09:00	13:00～16:00

Week day



Weekend and bank holidays



※2018年の調達期間は、2018/5/1-2017/10/28）
上記以外の時間帯にも、必要に応じて追加の調達枠（Optional Window）を設け、Demand Turn Up Option（DTU Option）として上げDRを提供可能

（出所）National Grid, Demand Turn Up (DTU) Interactive Guidance document and invitation to tender 2018
National Grid, Demand Turn Up Frequently Asked Questions
National Grid Webサイト

【参考】英国ODFM制度におけるベースライン

- 英国National Grid ESOは新型コロナウイルスの影響により夏季の需要減少が見込まれることを受け、下げ調整力の調達メニューとしてOptional Downward Flexibility Management (ODFM)を2020年5月より開始。
- 本メニューにおける上げDR（需要造成）のベースラインは、**「発動対象時間1時間前の平均需要」**とされている（**ゲーミングへの対処方法は不明**）。

Optional Downward Flexibility Managementの要件

持続時間	<ul style="list-style-type: none">● 最低3時間
指令方法	<ul style="list-style-type: none">● 発動の直前の17時にメールで通知（発動は23時以降）
最低容量	<ul style="list-style-type: none">● 1MW以上（同種のリソースによるアグリゲーションも可）
対象リソース	<ul style="list-style-type: none">● 再エネ電源を含む電源の出力制御● 需要造成
制御の考え方	<ul style="list-style-type: none">● 出力制御の場合、出力をゼロとし続けることを要件とする● 需要造成の場合、ベースラインに対して事前に登録された容量以上の需要を造成し続けることを要件とする （ベースラインは発動対象時間1時間前の平均需要）● 発動時間中に上記の制御条件から外れた場合は制御失敗と見なす● 制御に成功した30分コマについて事前に登録したkW価格（£/MW/hr）を支払う
実施期間	<ul style="list-style-type: none">● 5月～8月を想定● 週末または月曜日の23時～7時を原則とするが、需要の減少に対して太陽光/風力発電の発電量が多くなることが見込まれる場合は、すべての日の23時～16時半とすることを検討
備考	<ul style="list-style-type: none">● 他サービスとの同時利用は不可

1. 上げDRの全体像

2. 上げDRのユースケース1の詳細検討

- 上げDRのユースケース1の収支分析
- 上げDRのユースケース1のベースライン

3. **システムの混雑緩和・形成合理化のための 上げDR活用の可能性**

系統の混雑緩和・形成合理化に向けたDER活用の可能性

- 欧州では、系統の混雑緩和・形成合理化を目的として、送配電事業者が調整力を調達する取組みが実施され始めている。
- 日本においても、今後一般送配電事業者が同様の目的のために調整力を調達・活用する可能性が考えられる。

類型③ 配電レベル取引プラットフォーム – 欧州における先行事例 –

- 欧州では、配電系統レベルでのDER価値を取引する市場プラットフォームの先行的な取組みが行われている。
- 取組みの目的は、配電系統の混雑緩和や系統増強の回避、再エネ含むDERの導入促進等。

	Piclo Flexibility Marketplace (Piclo Flex)	Local Energy Market	Dynamo Flexibility	deX (Decentralized Energy Exchange)
国・地域	英国 	英国 	オランダ 	オーストラリア 
検討の段階	実運用段階	実証段階	実証段階	実証段階
実施事業者	プラットフォーム構築：Piclo 取引主体（買い手）：UK Power Networks等 6DNO	取引プラットフォーム構築：Centrica 配電調整力市場との連携：Western Power Distribution (DNO) 送電系統-配電系統間の連携：National Grid (ESO)	Alliander (DSO)	Australian Renewable Energy Agency (ARENA) 及びスタートアップGreenSync
取組み内容	配電系統運用者とDER所有者の間でのDERのフレキシビリティ価値売買を支える取引プラットフォーム	家庭や事業者の所有するDER（蓄電池・PV・マイクロCHP等）を配電調整力市場や卸電力市場に活用する取引プラットフォーム	配電系統におけるフレキシビリティ調達のための取引プラットフォーム	需要家（家庭・事業者）PVの発電余剰を、小売事業者及び配電事業者に対して提供するための取引プラットフォーム
目的	<ul style="list-style-type: none"> 配電系統の混雑緩和及び系統増強回避 DER導入促進 	<ul style="list-style-type: none"> 配電系統の混雑緩和及び系統増強回避 DER導入促進 エネルギー価格低減 	<ul style="list-style-type: none"> 配電系統の混雑緩和及び系統増強回避 	<ul style="list-style-type: none"> DER価値向上 系統増強回避 電気料金引き下げ

英国配電事業者による系統の混雑緩和・形成合理化のためのローカル調整力調達

- 英国で行われているPiclo Flexのようなローカル調整力の調達については、**需要起因の系統増強ニーズが生じた場合、配電事業者が増強費用を負担しなければならず、その系統増強を回避することが調達の動機となっている。**
- 一方で、**発電起因の系統増強の場合、発電事業者が増強費用を負担する、あるいは無補償での出力制御を前提としたノンファーム接続となるため、系統増強にかかる配電事業者の費用負担は限定的**であり、ローカル調整力を確保するインセンティブは現状ではない。

需要起因の系統増強について

- 需要の増加に起因した系統増強ニーズが発生した場合、顧客に増強費用を負担させることは出来ないため、配電事業者が自ら投資している状況。
- 今後、EVおよびヒートポンプの普及により系統増強が必要となる。
- そのため、配電事業者にとっては市場を通じて調整力を確保し、系統増強を回避させることには利点がある。

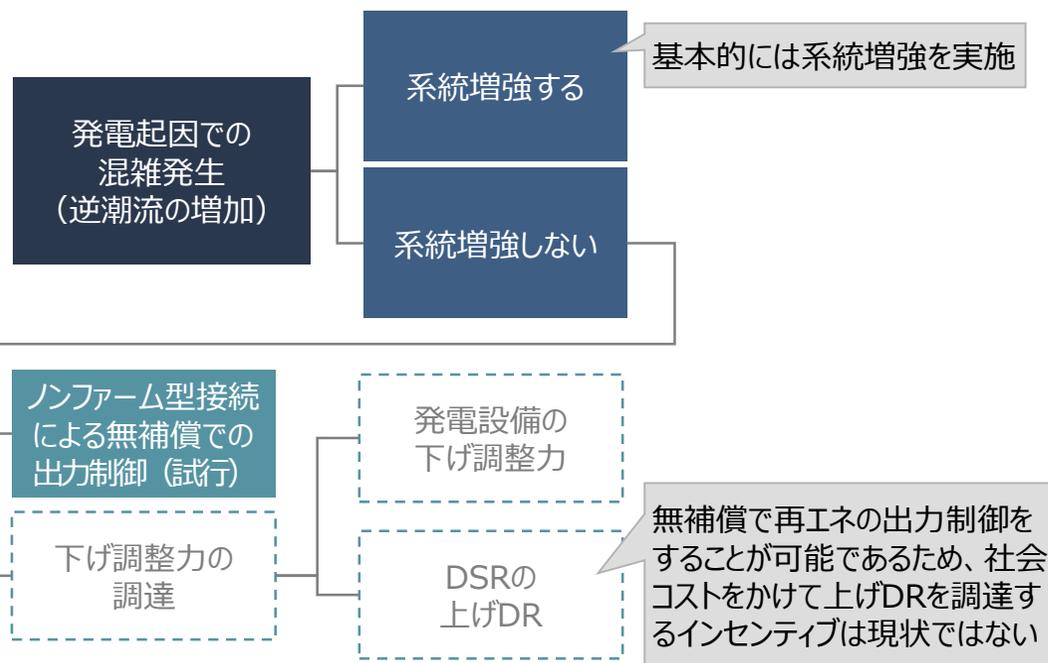
発電起因の系統増強について

- 分散電源の接続による発電量の増加に起因した系統増強の場合、発電事業者が系統増強費用を負担する形での接続、あるいは無補償での出力制御を前提としたフレキシブルコネクション（ノンファーム接続）のいずれかを選択する。そのため、系統増強にかかる配電事業者の費用負担は限定的であり、調整力を確保するインセンティブはない。
- ただし、今後、Ofgemは電源の接続料金を下げる変更を提案しており、配電事業者としては、増強費用の回収が困難となる可能性がある。
- そのため、需要起因の場合と同様に市場を通じた調整力確保に移行していく可能性がある。

日本における系統の混雑緩和・形成合理化のための上げDR調達の可能性

- 日本においては、太陽光発電等の系統への接続検討申込が増加していることを踏まえ、千葉方面等においてノンファーム型接続の試行的な取り組みの検討が進められている。
- **ノンファーム型接続が適用される場合には、無補償での出力制御が前提となるため、一般送配電事業者が社会コストをかけてまで、下げ調整力（上げDR含む）を調達するインセンティブはない。**
- このような状況を踏まえ、**系統の混雑緩和・形成合理化に向けて上げDRを活用するといった仕組みは、現時点においてはニーズがないと考えられる。**
- 本件については、今年度実施する予定のフェージビリティスタディ（NEDO）の結果や、今後の制度・技術・市場の発展を踏まえて、中長期的な課題として検討を進めてはどうか。

<発電起因による系統混雑への対応フロー>



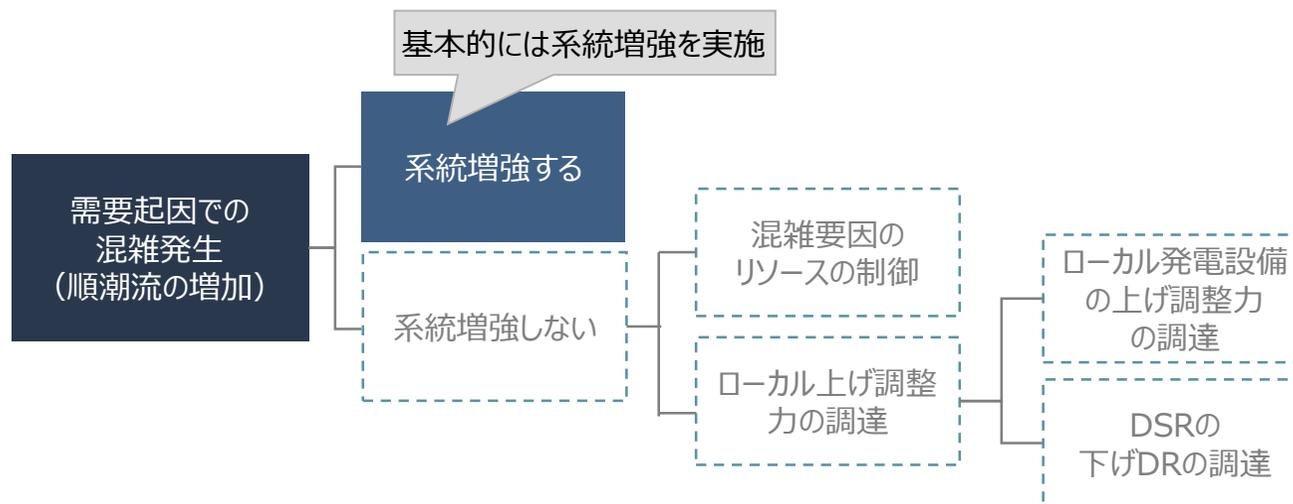
実施内容	
実施項目	実施内容
(1)国内調査	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 我が国における電力事業環境を整理のうえ、分散型エネルギーリソース（DER）の普及拡大が我が国の系統運用に及ぼす影響・課題を整理 ▶ それに対する一般送配電事業者の設備形成・運用等の取組みや、系統制約解消に向けたDER活用可能性を調査 ▶ なお、DERの活用可能性調査はデマンドレスポンス（DR）やバーチャルパワープラント（VPP）の取組や課題を含めて整理
(2)DER活用による系統安定化に係る技術調査とケーススタディ	<ul style="list-style-type: none"> ▶ DER活用による系統安定化に向けて有効と考えられるソリューション・システムを調査 ▶ なお、ソリューション・システムの前提となる配電潮流・電圧管理・リソース管理システムについては、詳細なケーススタディを行い、我が国での開発に向けた課題を整理
(3)海外事例調査	<ul style="list-style-type: none"> ▶ DERを活用して系統安定化を図る先進事例を有する国・地域について、DER普及により生じている系統上の課題や、系統安定化に資する技術開発の状況、DERを活用する実証事業や実ビジネスの事例を複数地域について調査
(4)我が国で必要な技術開発項目の整理	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 上記の調査を踏まえて、系統安定化に向けて我が国で有効と思われる、DERを制御・活用するユースケースを整理 ▶ そのユースケースを実現するために我が国において開発すべき技術・ソリューションを整理 ▶ また、これらを踏まえた次年度以降のフィールド実証計画を策定

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

【参考】需要増に伴う系統増強ニーズへの下げDR等を活用した対応

- 需要増（順潮流増）に伴う系統増強ニーズについては、基本的には系統増強によって対応がなされることになる。

＜需要増に伴う系統増強ニーズへの対応フロー＞

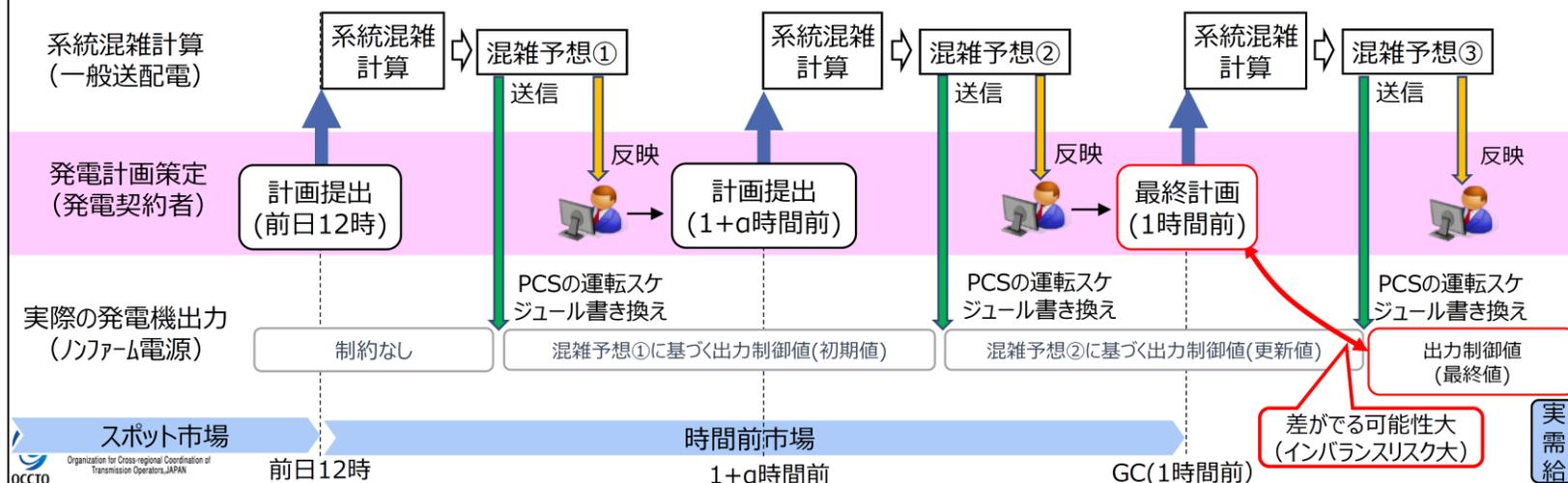


【参考】ノンファーム電源の出力制御値算出のタイミングについて

1 - (1) - 1. ノンファーム電源の出力制御値算出のタイミングについて

8

- 発電機の出力想定は、事業者の発電計画を用いることが最も蓋然性が高い想定となる。また、自然変動電源の出力や需要想定は、最新の情報（天候等）を反映することで精度の高い想定が可能となることから、実潮流に近い値で必要量に応じた最小限の出力制御とするため、一般送配電事業者は、以下の様に出力制御値の算出を行うこととしてはどうか。
- 各コマ（30分毎 48コマ/日）「GC（1時間前）の α 時間前（システム処理時間、抑制分の調達時間を考慮して設定）」の情報に基づき算出した混雑予想をノンファーム事業者へ提供し、事業者は混雑予想の結果を最終計画に反映する。結果が反映された最終計画に基づき、**GC後（実需給断面の1時間前）に当該コマの出力制御値を算出**する。
- このため、時間前市場における取扱いにおいても制約等はなく、発電可能量を最大限拡大する一方で、計画値と実出力に差が出る可能性（インバンスリスク）が高まること、それに伴い必要な調整力が増加する可能性があることには留意が必要である。



一般送配電事業者がシステムの混雑緩和・形成合理化のために調達する 上げDRのユースケース

- 現状、一般送配電事業者が、システムの混雑緩和・形成合理化のために、ローカル調整力を調達することは実施していないが、仮に実施するとした場合、一般送配電事業者がシステムの混雑緩和・形成合理化のために調達・活用する上げDRのユースケースは、以下のように考えられるのではないか。

	概要	活用例（ユースケース）
類型 2 ① (GC前・直接型)	創出した需要を一般送配電事業者に提供するため、小売電気事業者が自ら供給する需要家の上げDRを実行	(UC1 1) 自らが供給する需要家が保有するリソースを活用して、GC前に上げDRを調達するような取引に参加
類型 2 ① (GC後・直接型)		(UC1 2) 自らが供給する需要家が保有するリソースを活用して、GC後に上げDRを調達するような取引に参加
類型 2 ② (GC前・間接型)	創出した需要を一般送配電事業者に提供するため、アグリゲーターが他社小売電気事業者が供給する需要家のDRを実行	(UC1 3) 他社小売が供給する需要家が保有するリソースを活用して、GC前に上げDRを調達するような取引に参加
類型 2 ② (GC後・間接型)		(UC1 4) 他社小売が供給する需要家が保有するリソースを活用して、GC後に上げDRを調達するような取引に参加