

需給調整市場の商品設計と 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について

2017年10月25日

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4～6回作業会にて、調整力の細分化、市場化に対応するための技術的課題、および広域的な調達・運用に対する技術的課題について検討を行い、2020年、および2020+X年の需給調整市場の姿を提示し、第21回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて方向性について了解を得た。
- 更に国の審議会である制度検討作業部会(TF)においても、上記作業会での議論内容を踏まえ、今後の検討の進め方・検討の枠組み・今後の具体的論点について整理、報告を行っている状況。
- 今回の作業会では、TFで掲げられた今後の具体的論点に関して、特に2020年を意識して検討を進めなければならない項目を中心に検討を行う。

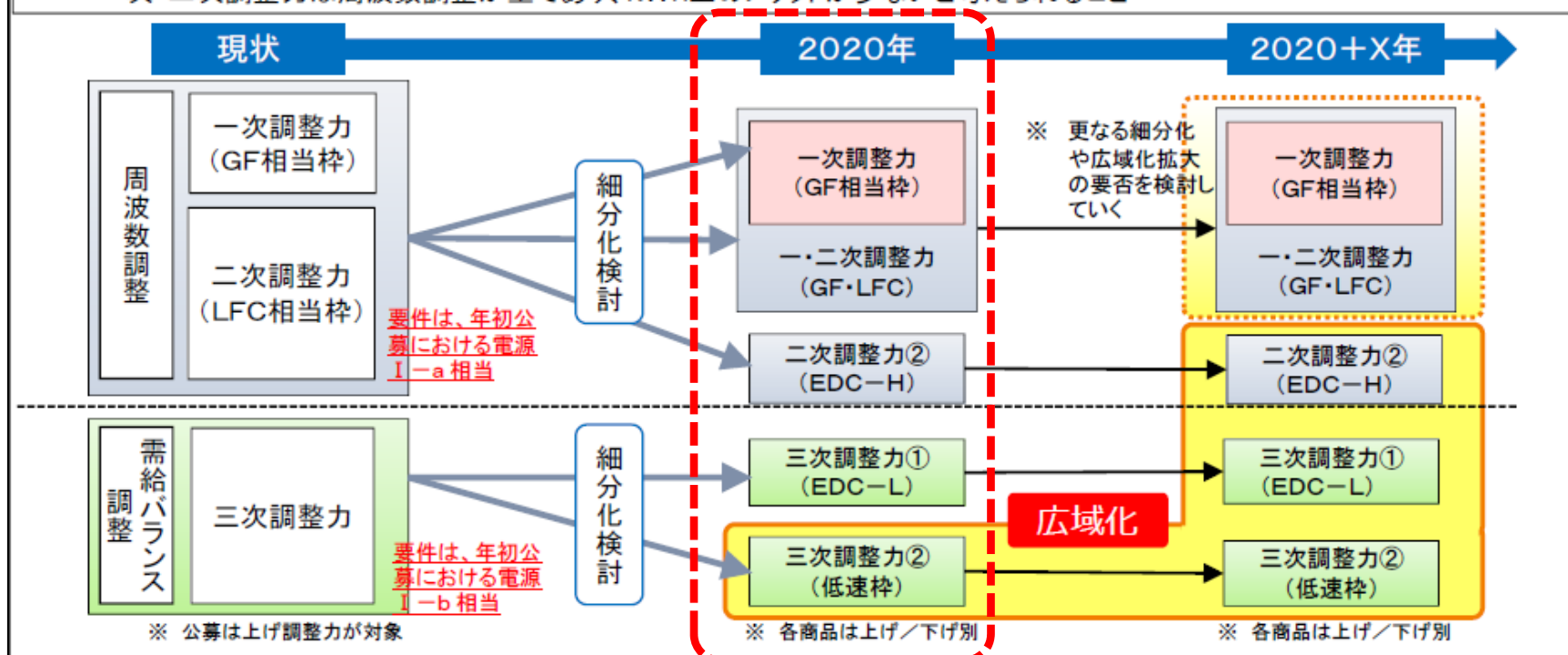
1. 2020年の需給調整市場の姿
2. 制度検討作業部会(TF)における課題
3. 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - A) 調整力の要件
 - B) 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - C) ブラックスタート、電圧調整等の扱い
4. 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - A) 三次調整力②(低速枠)の概要
 - B) 日本の連系線の状況と今後の進め方

1. 2020年の需給調整市場の姿
2. 制度検討作業部会(TF)における課題
3. 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - A) 調整力の要件
 - B) 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - C) ブラックスタート、電圧調整等の扱い
4. 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - A) 三次調整力②(低速枠)の概要
 - B) 日本の連系線の状況と今後の進め方

2020年および2020+X年における調整力の広域化の方向性

24

- 2020年においては現行の中給システムと連系線運用で実現可能な低速域の三次調整力②の広域調達・運用を目指して検討。
- 2020+X年においては、EDCで制御を行う二次調整力②、三次調整力①②までの広域調達・運用を目指すことを基本に検討。
- 一次・二次調整力(GF・LFC)については、以下の課題に留意しつつ、2020+X年に広域調達・運用を目指して検討を進めていく。なお、検討状況を踏まえ段階的な拡大を検討することも、現時点で排除はしない。
 - ・日本は欧米に比べて系統容量が小さく、需給調整にはより多くの量をより早く制御する必要があること
 - ・自動で広域運用するためには高速での情報交換が必要であり伝送遅延のリスクや同期の見極めが必要があること
 - ・その他、調整力の偏在・系統定数への影響等の課題検討の必要があること
 - ・一次・二次調整力は周波数調整が主であり、kWh上のメリットが少ないと考えられること



(空白)

1. 2020年の需給調整市場の姿
2. 制度検討作業部会(TF)における課題
3. 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - A) 調整力の要件
 - B) 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - C) ブラックスタート、電圧調整等の扱い
4. 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - A) 三次調整力②(低速枠)の概要
 - B) 日本の連系線の状況と今後の進め方

制度検討作業部会における論点①

- 第11回制度検討作業部会(2017年9月19日)において、需給調整市場に関して論点(①～⑪)が示された。
- 論点①～⑤については上記作業部会にて今後の方向性について整理がなされた。

本作業部会における需給調整市場に関する論点 (1 / 2)

- これまで行ってきた調整力公募の実態や広域機関での検討、本作業部会での事業者ヒアリング等を通じて行われた議論等を踏まえて、本日御議論いただきたい論点は以下のとおり。

論点	概要
需給調整市場の基本コンセプト	①需給調整におけるメリットオーダーの考え方 需給調整に当たっては、 ΔkW と kWh の調達・運用が必要となる。二つの要素をそれぞれどのように最大効率化するべきか。
	②需給調整市場の商品区分 需給調整業務上のニーズ等を踏まえて、どのような調整力の種類が必要かを踏まえ、基本的な商品の区分を定める。
	③広域化による効率化の在り方 需給調整におけるメリットオーダーを追求する上で、調整力の広域的な調達・運用をどのように実現するか。
	④需給調整市場の開場時期の在り方 経済性と確実性の両立のために、実需給前のどの時点で需給調整市場を開場し、調整力を確保するべきか。
	⑤需給調整市場の適切な管理運用(参入要件・ペナルティ、監視等) 調整力の確実性の担保と市場への参入事業者を増やすという観点から、需給調整市場参入に際して求められる参入要件・ペナルティや市場支配力に対する監視をどのように考えるか。

- 論点⑥～⑪については今後整理されていくことになるが、特に⑥と⑨に関しては、本作業会において技術的な検討が必要な論点であることから、今回具体的な検討を行った。

本作業部会における需給調整市場に関する論点（2／2）

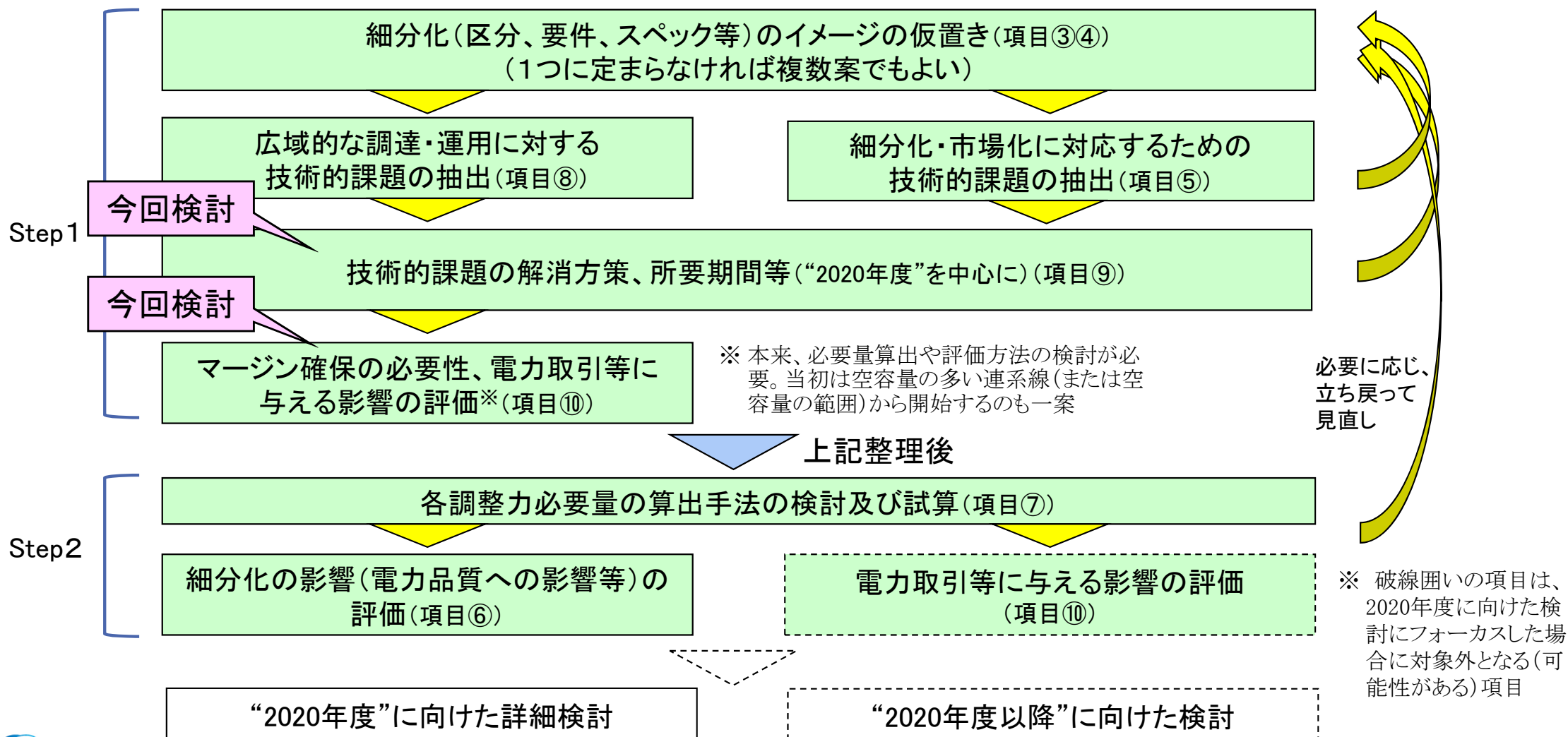
- 以下の各論点については、広域機関の検討や、他の論点についての議論の結果等も踏まえ、次回以降に、別途、御議論いただくこととしたい。

今回検討

今回検討

	論点	概要
詳細	⑥需給調整市場の商品設計	多数の事業者による参画が可能な、効率的な調整力構成を実現するために、商品設計をどうするか。
	⑦需給調整市場の調達・運用方法	エネルギー市場等との前後関係も踏まえ、調整力の保有者からどのように調整力を調達し運用するか。
	⑧容量市場との関係	容量市場において確保した容量を、需給調整市場においてどのように活用していくか。
広域化	⑨広域的な調整力の調達・運用方法	連系線制約、各社中給からの指令等の技術的課題を踏まえ、どのようなかたちで運用を広域化していくべきか。
	⑩広域化を踏まえた、需給調整市場の運営の在り方	複数の一般送配電事業者、発電事業者等の参画する市場は、卸電力市場とは異なる運用となる中、どのような入札・約定が行われるべきか。
付随	⑪調整力コストの負担のあり方	需給調整市場創設後の調整力コストの負担はどうあるべきか。

- 第17回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017年5月26日)において、これまでの検討結果を報告した。
- これまでの検討結果を踏まえ、細分化した調整力の商品設計について確認していく。



※ 上記2つの検討については、どのような場で検討・議論を行うかは別途調整

1. 2020年の需給調整市場の姿
2. 制度検討作業部会(TF)における課題
3. 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - A) 調整力の要件
 - B) 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - C) ブラックスタート、電圧調整等の扱い
4. 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - A) 三次調整力②(低速枠)の概要
 - B) 日本の連系線の状況と今後の進め方

- 基本的な商品メニューは以下の通りとし、DRなど新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、要件について引き続き検討していくこととしていた。
- 継続時間は、各商品のブロック(調達単位)の長さが最大となる。ブロックの検討において、下表の継続時間よりも短いものが出てくることも考えられるが、これは調整力の必要量と合わせて検討していくこととなる。
- 今回は、詳細検討の前に、各要件の定義について検討を行うこととした。

2020年および2020+X年の商品設計のイメージ

21

- 基本的な商品メニューは以下のとおり。ただし、DRなど新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、発動までの応動時間、継続時間の数値およびその他要件は引き続き検討。

	一・二次調整力(GF・LFC)※1		二次調整力② (EDC-H)	三次調整力① (EDC-L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)				
指令・制御	—	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線※2	—	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
発動までの応動時間	10秒以内	240秒以内	5分以内	15分以内	1時間以内
継続時間※3	240秒以上	15分以上	7～11時間以上	7～11時間以上	3時間程度
応札が想定される主な設備	発電機・蓄電池・DR等	発電機・蓄電池・DR等	発電機・蓄電池・DR等	発電機・DR・自家発余剰等	発電機・DR・自家発余剰等
商品区分	上げ／下げ※4	上げ／下げ※4	上げ／下げ※4	上げ／下げ※4	上げ／下げ※4

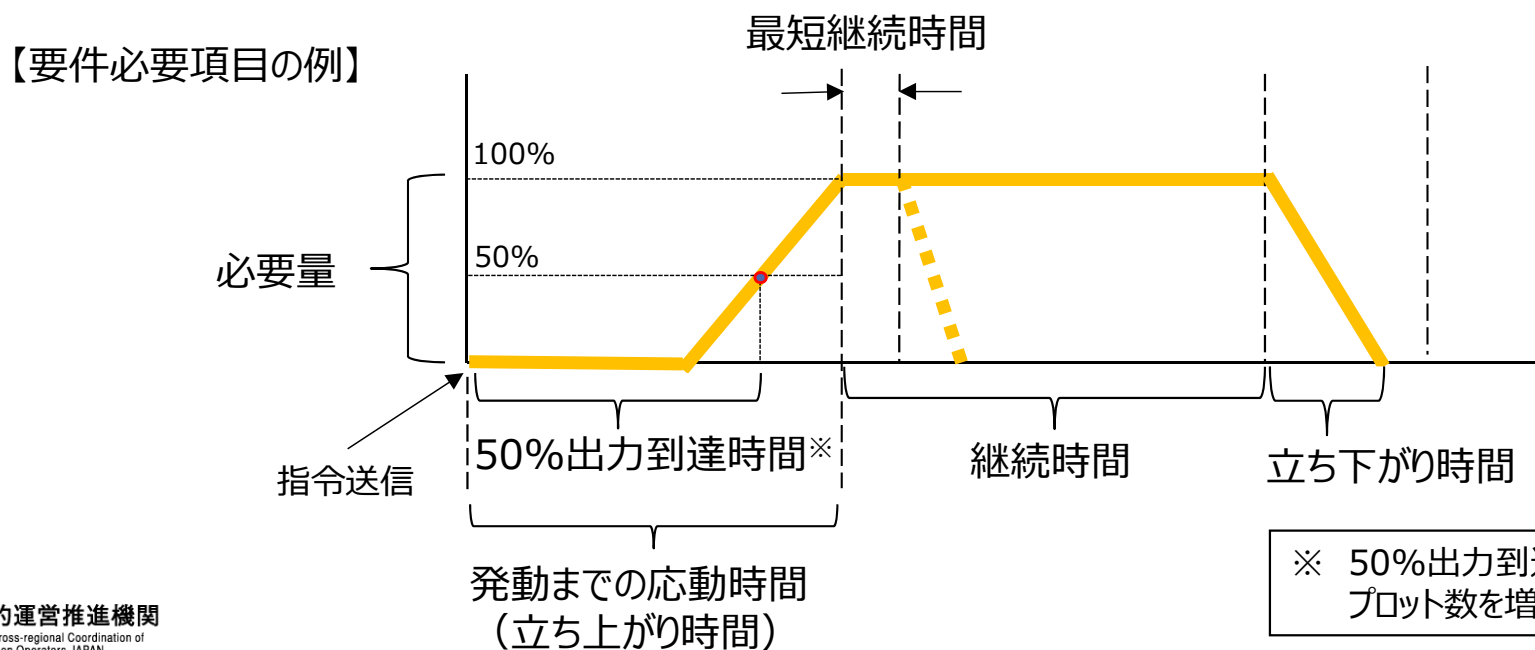
※1 一次・二次(GF・LFC)の細分化については参入状況等を考慮して検討

※2 求められるセキュリティ水準も含め今後更なる検討が必要

※3 最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間

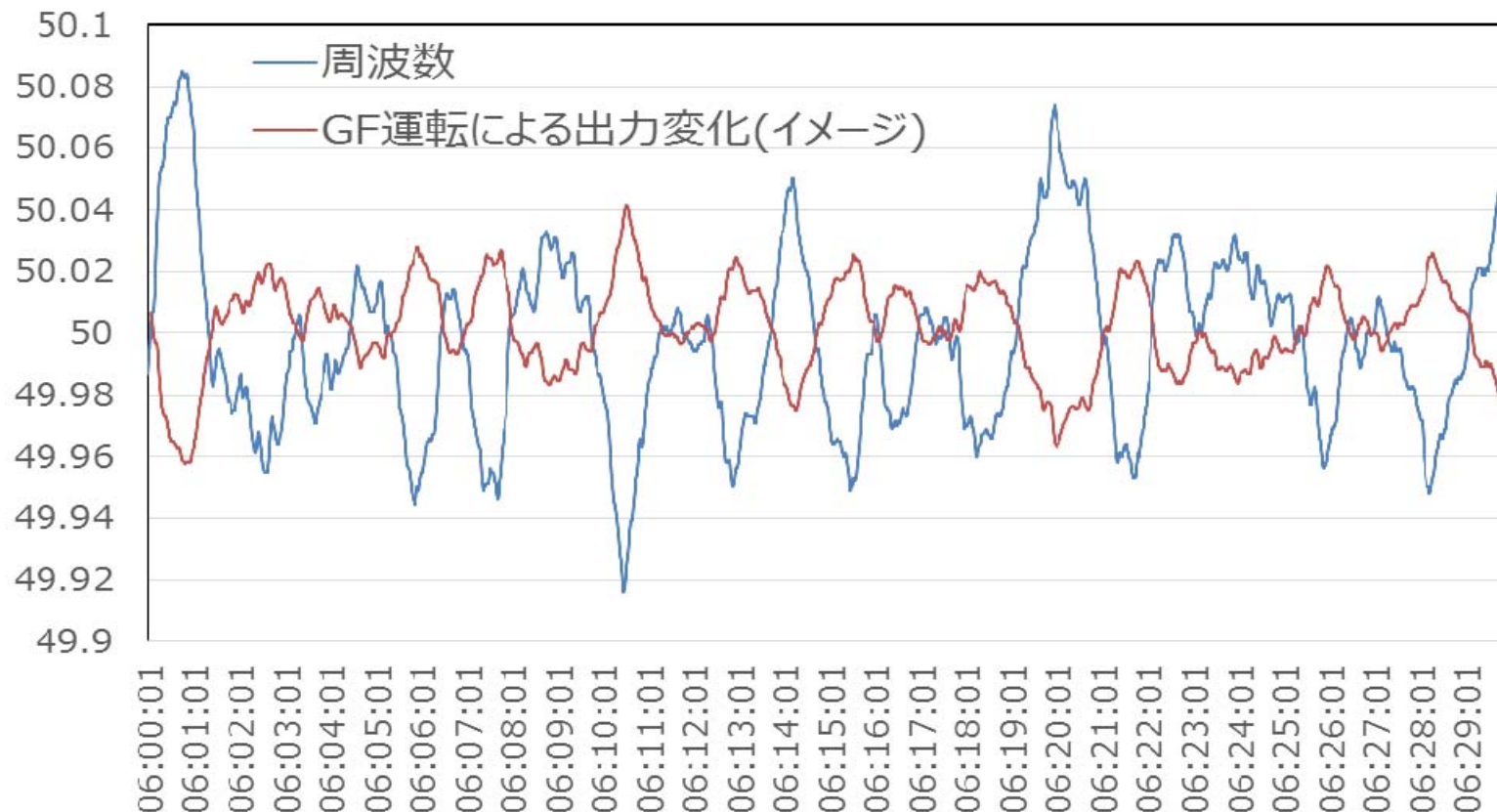
※4 現状の運用においてはBG計画の中で下げ側の調整幅は十分にあり、事前には送配電が確保しておく必要性は少ない。

- 「発動までの応動時間」と「継続時間」の基本的な考え方は以下のとおりで良いか。
 - 発動までの応動時間(立ち上がり時間): 指令を出してから指令値まで出力を変化するのに要する時間
 - ※指令受信までに要する時間
 - + 指令を受信してから出力を変化し始めるのに要する時間
 - + (出力変化幅/変化速度)に相当する時間
 - 継続時間: 最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間
- 要件設定の一例として下図のような項目が考えられる。立ち上がり時間のみを要件化すると、急峻に出力増するものも許容することになるため、海外事例等も参考に、指令を検出から出力50%に到達する時間等も要件化する必要があるか(例示した項目以外にも要件化すべき項目を検討)。
- なお、供出時間(落札した時間帯)内において繰り返し出される出力変更の指令に応じて、出力を変更できることが必要。

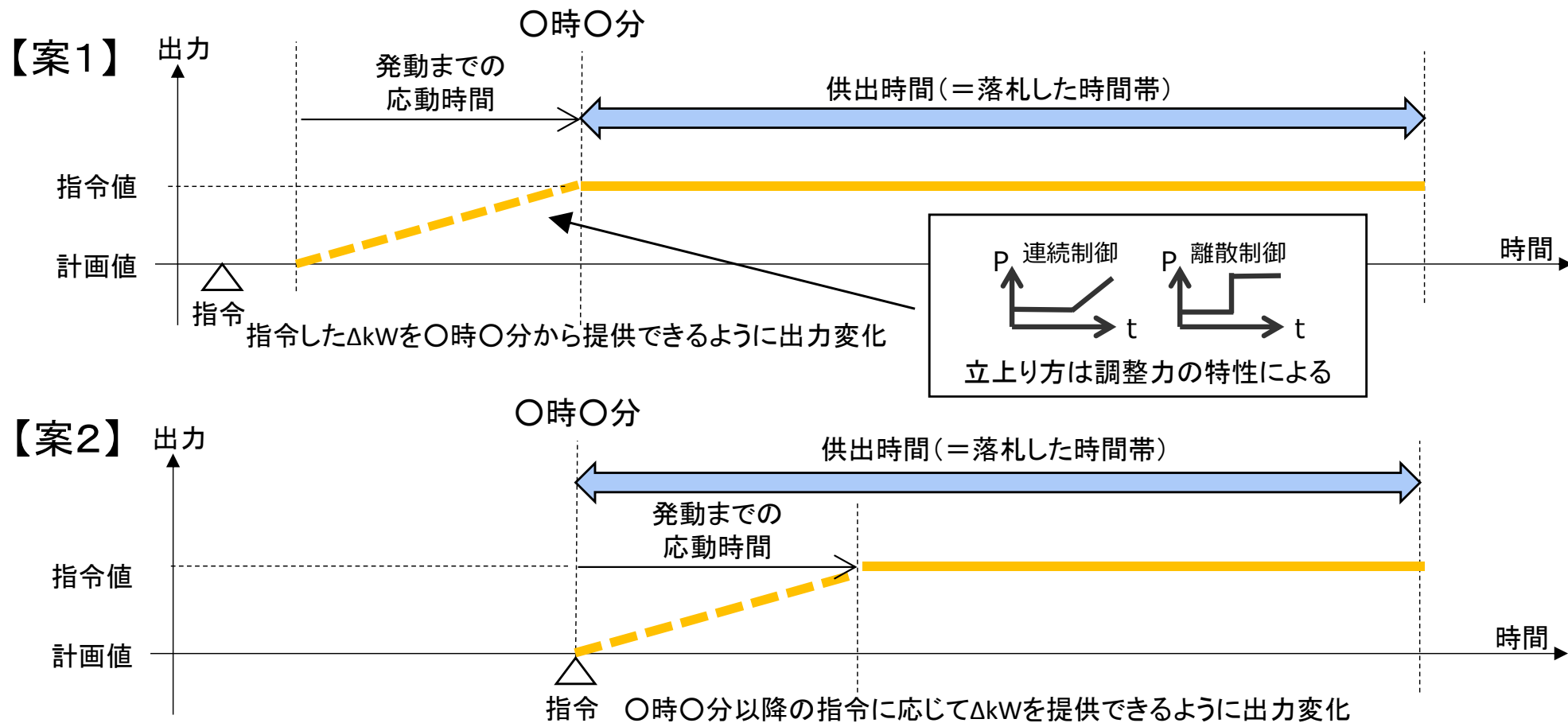


- 冬季のある日(6時～6時半)の周波数変動実績と、GF運転による出力変化イメージは下図の通り※。
- 落札した調整力(一次調整力)は、供出時間内において周波数変動に応じて連続的に出力変化する必要がある(要件の継続時間は変動が継続した時に落札容量分を出力し続ける上限時間)。
- 二次～三次調整力についても、繰り返し出される出力変更の指令に応じて出力変化する必要がある。

※ GF運転による出力変化実績記録が残っていないため、周波数変動と逆方向の出力変化をするイメージを図示)



- 調整力の各商品について、発動までの応動時間を落札した時間帯に含めるか否かによって必要量が変わってくる。
- 落札した時間帯より前に指令する案1と落札した時間帯になってから指令する案2が考えられるが、落札した時間帯において必要な ΔkW が確実に提供されるよう、案1とすることでどうか。

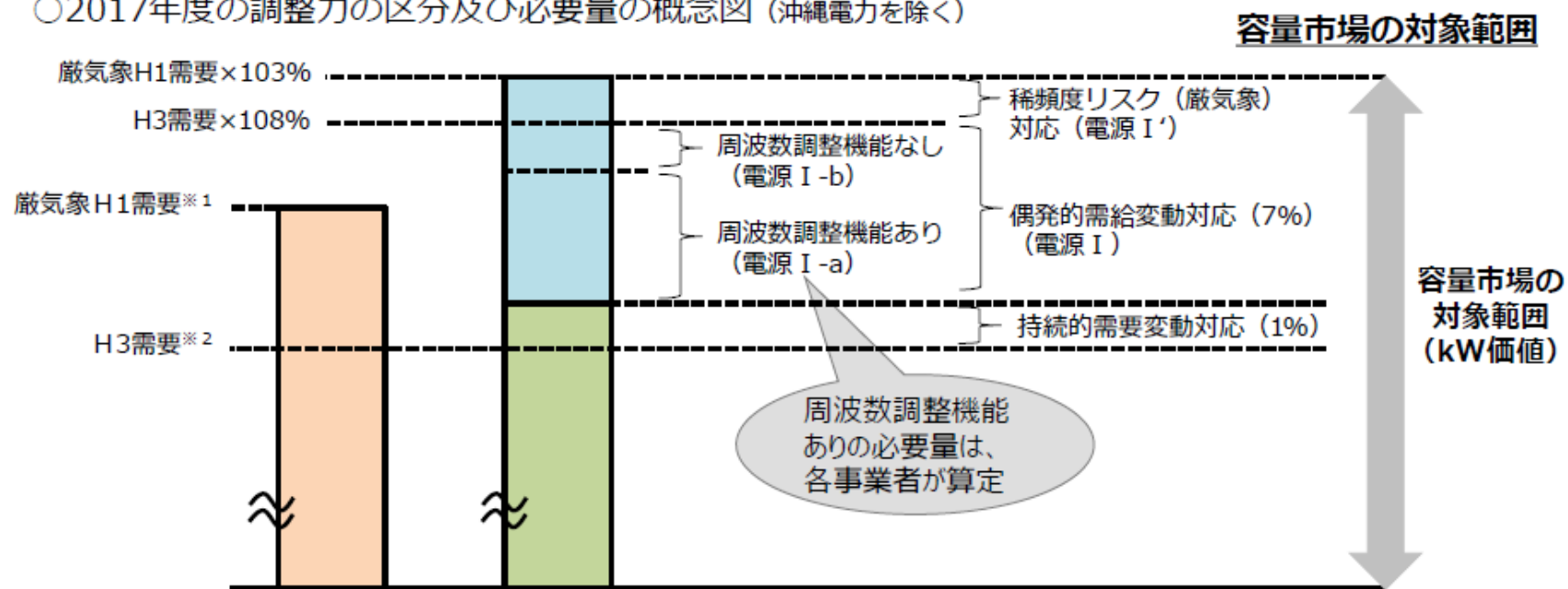


- DRについては、現在、電源Ⅰ'に参入がなされており、第5回本作業会での事業者へのヒアリングによると周波数調整に対しても参入の可能性が指摘されたところ。
- 本作業会での商品設計の検討においては、簡易指令システムなど参入要件を緩和した三次調整力②(低速枠)の設定を行った。これは電源Ⅱ'相当であり、2018年度向け調整力の公募対象である。今回の応札動向などについて今後注視が必要。
- 二次調整力②(EDC-H)や三次調整力①(EDC-L)については、継続時間について短時間化のニーズがあると考えられるが、継続時間は各商品のブロック(調達単位)の長さが最大となるため、これは調整力の必要量と合わせて検討してはどうか。
- また、オンライン化についてはセキュリティを確保した上でコストバランスを考慮を、という要望については、需給調整に係るシステムのセキュリティ対策は電気事業法における保安規程上に基づいて適切に実施されることを前提とした上で、今後ERAB検討会※1におけるセキュリティ要件の議論も考慮しながら検討することになるか。

※1 エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会(国の審議会)

(参考) 2017年度の調整力公募における調達量

○2017年度の調整力の区分及び必要量の概念図 (沖縄電力を除く)



(※1) 厳気象 H1 需要: 10年に1回程度の厳気象 (猛暑/厳寒) 条件における最大電力需要
(なお、単に H1 需要といった場合は、ある期間における電力需要の最大値を指す)

(※2) H3 需要: 年間最大3日平均の電力需要

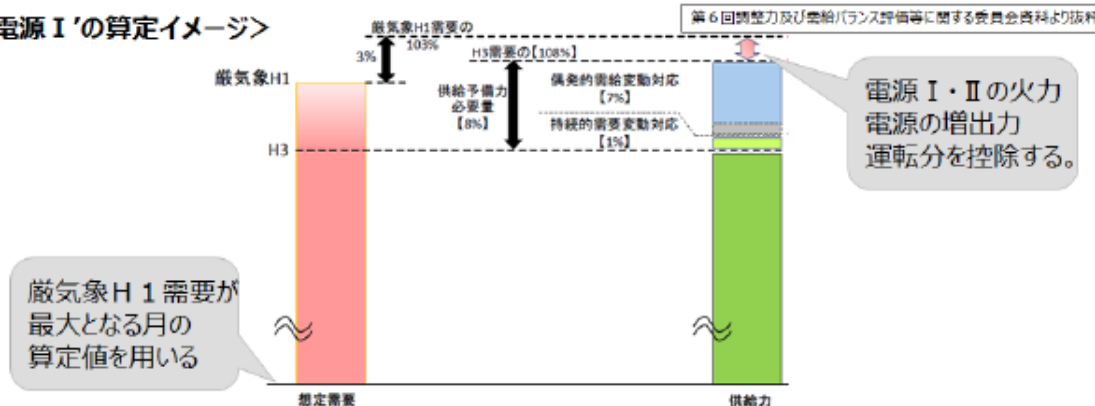
(参考) 調整力公募での電源Ⅰ'の必要量

- さらに、2016年秋の調整力公募においては、広域機関での検討結果も踏まえ、10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要に対応できる供給力についても、実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、原則として、一般送配電事業者が確保することとした。

2-2. 広域機関における検討内容(電源Ⅰ'の必要量)について

- 前回の小委員会資料にもあるように、厳気象(猛暑/厳寒)時の最大電力需要(H1)に対して不足するおそれがある供給力を、原則一般送配電事業者が調整力(電源Ⅰ')として確保することは適当と結論が得られているところ。
- 具体的な電源Ⅰ'の必要量は、広域機関の検討により、猛暑/厳寒時H1の103%と、小売電気事業者と一般送配電事業者による供給力確保期待分(最大3日平均電力(H3)の101%(小売電気事業者)+7%(一般送配電事業者))との差分とされている。
- ただし、電源Ⅰや電源Ⅱ(小売電気事業者との相乗り電源)として契約される可能性が高い火力電源の増出力運転分については、電源Ⅰ'の公募量からあらかじめ控除する等の補正を行うことも示されている。

<電源Ⅰ'の算定イメージ>

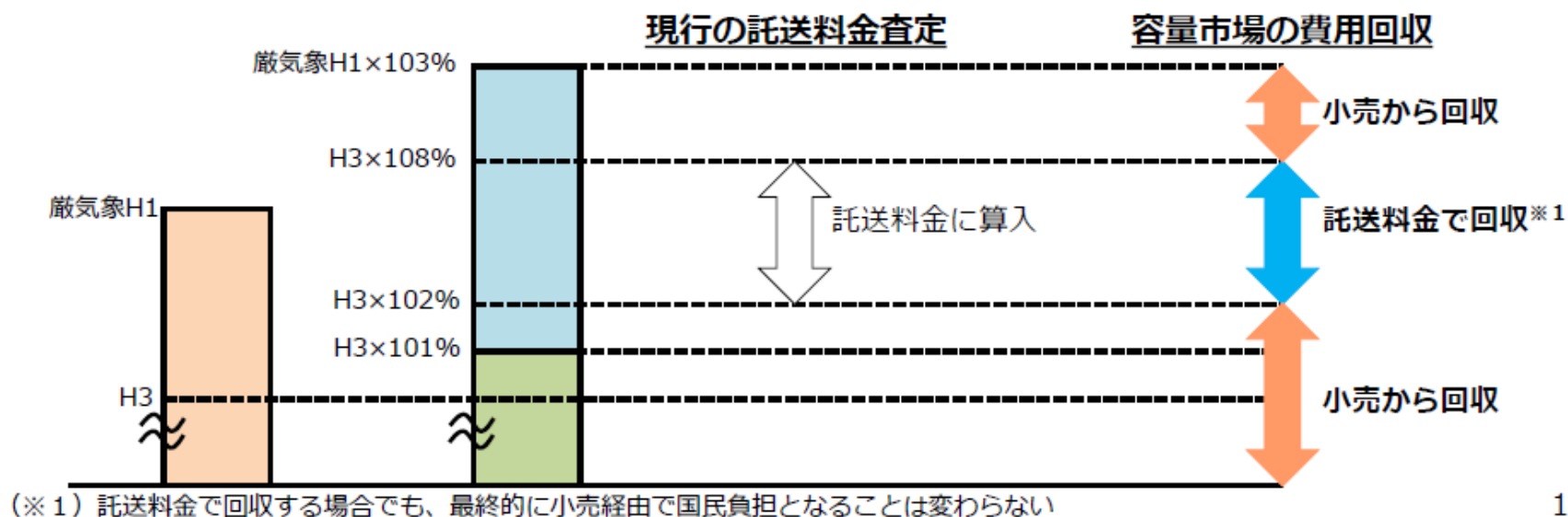


出所：2016年10月 第1回電力・ガス基本政策小委員会 事務局提出資料

12

論点7：容量市場の対象範囲と費用負担の考え方（2）

- 容量市場において確保された供給力について、小売電気事業者と一般送配電事業者のいずれが費用を支払うとしても、国民負担の総額に変わりはない。（小売電気事業者が直接的かつ一律に容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて費用を支払うかの違いであり、小売電気事業者の実質的な支払額総額に変わりはない。）
- これまでの議論や上記の観点を踏まえれば、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することとしてはどうか。
- なお、具体的な費用の負担の在り方については、広域機関における調整力の考え方の検討状況や、今後の託送料金査定の考え方等を踏まえ、適切に見直すこととしてはどうか。



13

(空白)

「公募要件の緩和」 専用線オンライン機能を有さない事業者への対応について

6

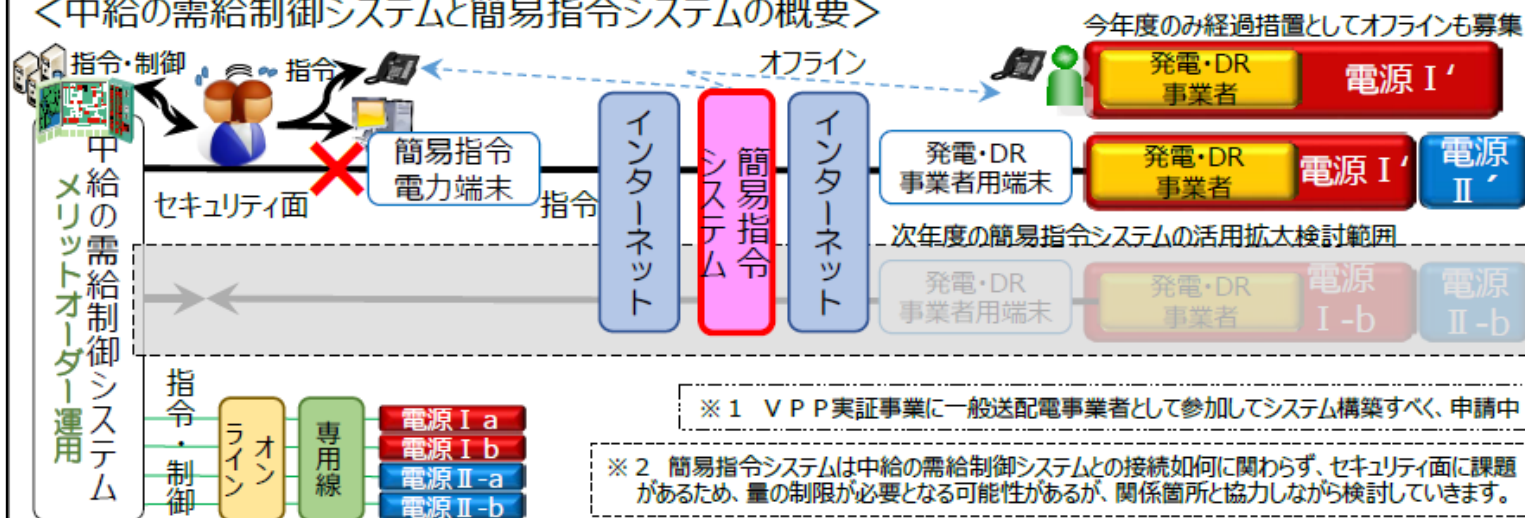
＜電源Ⅰ'、Ⅱ'への対応＞

- ▶ 今年度の対応としてDR活用機会拡大のため、中給の需給制御システムとは別システム（以下、「簡易指令システム」）を構築します。※1
- ✓ 電源Ⅰ'、Ⅱ'は運用者の繁雑さを考慮し、原則、専用線または、簡易指令システムを導入したオンラインに一本化したいと考えています。ただし、電源Ⅰ'は今年度のみ経過措置として件数制限し、オフラインの電源等も募集します。
- ✓ なお、電源Ⅱ'は、実務対応等を勘案し、実効性の高いものとなるよう、最低容量を1万kW程度とし、セキュリティ面に課題がある場合、募集量に一定の制限を設けたうえで※2、募集開始します。

＜電源Ⅰ-b、Ⅱ-bへの対応＞

- ▶ 簡易指令システムの電源Ⅰ-b、Ⅱ-bへの活用拡大については、常時の需給バランス調整にてメリットオーダー運用するために中給の需給制御システムへの接続が必要であることから、今年度実施するVPP実証事業で検証し、その結果を踏まえ、検討を進めます。

＜中給の需給制御システムと簡易指令システムの概要＞



第7～8回のWGの検討結果

- セキュリティWGの議論をまとめガイドラインの改定案を策定し、電源Ⅰ'と電源Ⅱ'に関して送配電事業者とリソースアグリゲーターとの間のシステムに関して、E R A Bに参画する各事業者が行うべきサイバーセキュリティ対策を整理した。
- Ver1.1では電源Ⅱ'に関するサイバーセキュリティについても扱うものとした。

・主なガイドラインの改訂内容

①電源Ⅰ'と電源Ⅱ'に関してR 1のシステムに以下の対策を求める。

相互認証、通信の暗号化により保護すること（勧告）

送配電事業者のシステム 接続は特定されたアグリゲーターのシステムのみからの接続に限定すること（勧告）

②電源Ⅱ'を本WGで検討を行い、ガイドラインの対象とする。

ガイドラインver1.1でのR1に関する追記内容を電源Ⅰ'及び電源Ⅱ'に適用する

50

注) R1: リソースアグリゲーターシステムと送配電事業者システム間

1. 2020年の需給調整市場の姿
2. 制度検討作業部会(TF)における課題
3. 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - A) 調整力の要件
 - B) 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - C) ブラックスタート、電圧調整等の扱い
4. 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - A) 三次調整力②(低速枠)の概要
 - B) 日本の連系線の状況と今後の進め方

- 想定される需給変動に対する必要量を需給調整市場で確保することを基本とし、市場調達後に想定以上の変動が発生した場合はGC後の余力で対応することかどうか。

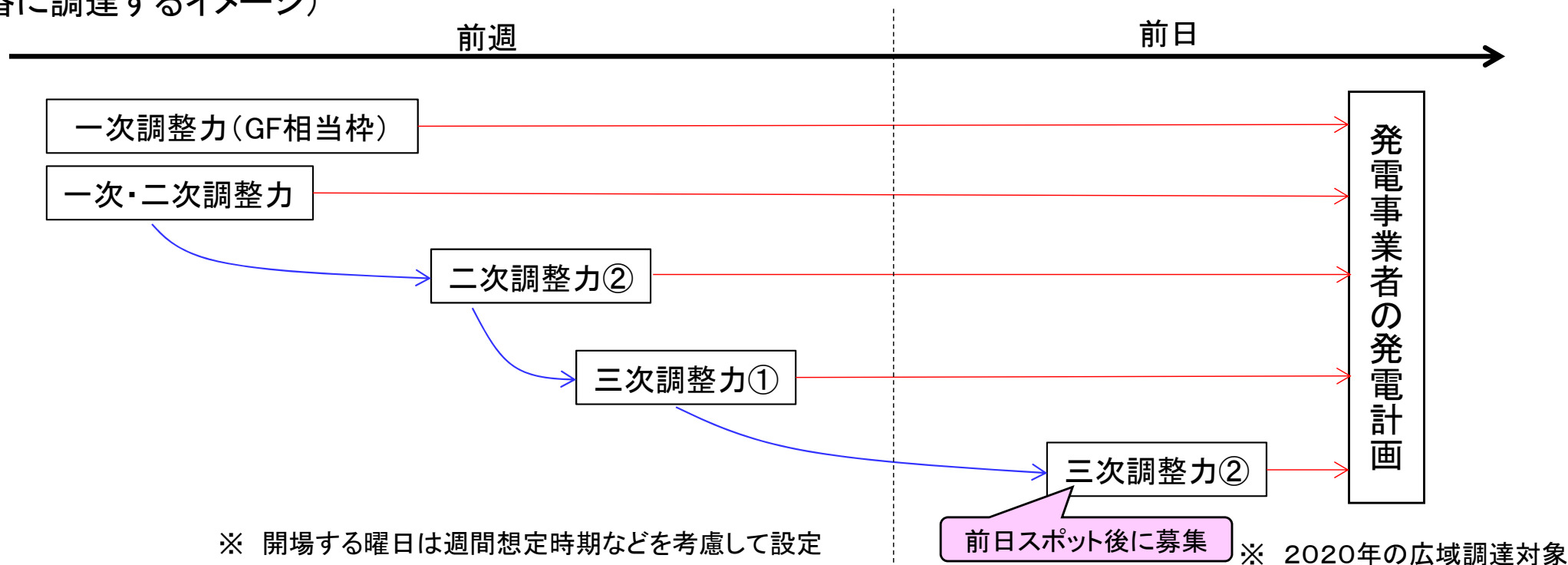
調達タイミングについて(調達時期)①

- 調達タイミングの選択肢としては、「年間」・「四半期」・「月間」・「週間」・「卸電力引所におけるスポット取引後(以降、「スポット後」と表記)」などが考えられる。
- 年間段階など早めの時期に調達すると需給見通しが不確かなため以下のメリット・デメリットが考えられる。
 - 売り手から見れば、需要、電源状況等不確かな要因が多く、リスクを考慮すると玉だし量は少なく価格は高めとなる可能性がある。他方、早めに落札が決まることで収入を確定させることができるメリットも考えられる。
 - 買い手から見れば、商品にもよるが必要量の算定精度は低い一方、ひっ迫時などに備え確実に調達しておけるメリットがある。
- 現時点では調整力機能をもった発電機が十分にあり、容量市場もしくはkW公募により調整力も含めた電源が量として確保されることや不足してきた場合は容量市場の中で量のチェックがなされることを前提とすれば、年初に調整力を調達しないと確実性が劣るとは言い難いのではないか。これを考慮すると、調達タイミングとしてはある程度需給状況を見通すことができ電源並列に間に合う週間や、需給想定との精度が向上して必要量の算定精度が向上するスポット後(直前)が、適切といえるか。(現在の運用とも近い調整でもある。)

		年間	月間	週間	前日(スポット後)
		→		→	
		早め調達		直前の調達	
予測	需要想定	精度悪い	⇔	精度向上	
	電源トラブル	不確か	⇔	確度向上(長期停止の有無は判明)	
	再エネ予測	不確か	⇔	精度向上	
売り手	△kW玉だし量	少ない	⇔	多い(需給状況により少ない場合も)	
	△kW玉だし価格	高い	⇔	安い(需給状況により高い場合も)	
買い手	調達の確実性	高い	⇔	ひっ迫すると低くなる場合あり ※ 発電機の起動時間は配慮要	
	算定必要量の確度	低い(多めに調達)	⇔	高い(予測に応じた調達)	

- 各商品の調達については、全商品を一斉に調達する方法や、順番に調達する方法が考えられる。
- また、FIT特例制度①は、一般送配電事業者が前々日に発電量を通知し、発電実績との差を一般送配電事業者が調整する仕組みである。再エネ出力の予測精度は実需給に近づくほど向上することを考慮すると、実需給に近づくほど調達量を低減できる可能性があることから、三次調整力②(低速枠)の調達は実需給に近い前日(スポット後)に行い、連系線の空き容量内で広域調達も実施することとしてはどうか。
- なお、各商品の調達方法については、各事業者の週間の発電計画など運用に対して配慮した設計が必要であり、業務フローを検討する中で詳細を詰めていくこととする。

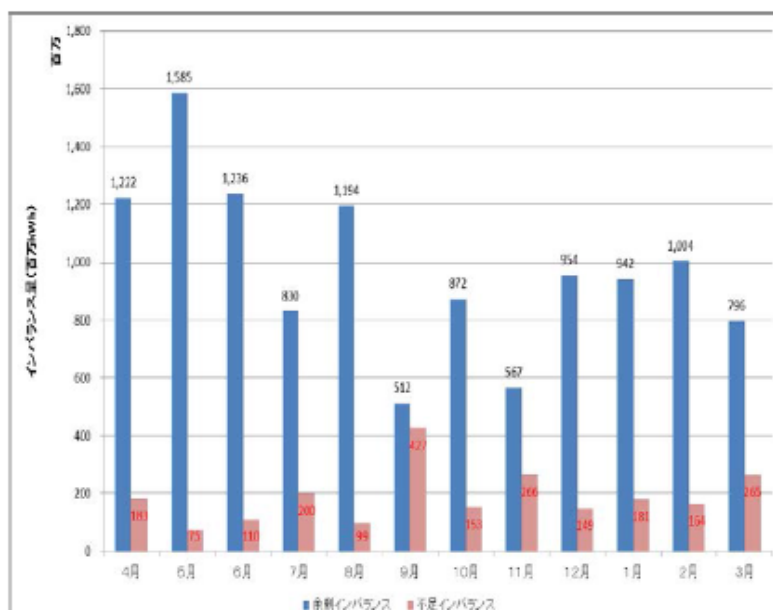
(順番に調達するイメージ)



論点④：需給調整市場の開場時期の在り方

- 現在の調整力公募においては、1年間で必要な調整力を通年で確保している。他方で、調整力（インバランスの発生量）は月単位あるいは季節毎でも変動がある。
- 調整力の調達について、実需給前のどのタイミングで需給調整市場から調達することとするか。

<月別のインバランス量>

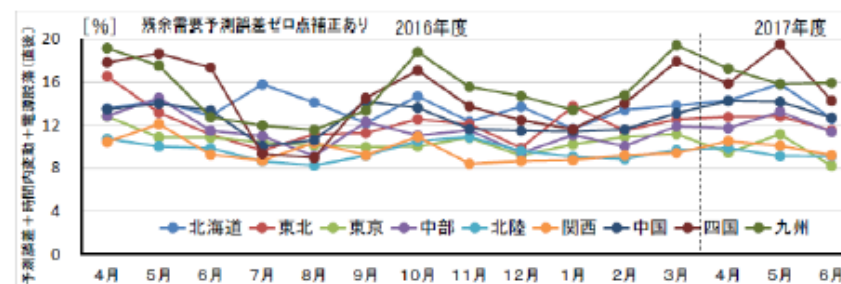


※ 1：H28.4～H29.3における各コマ合計値

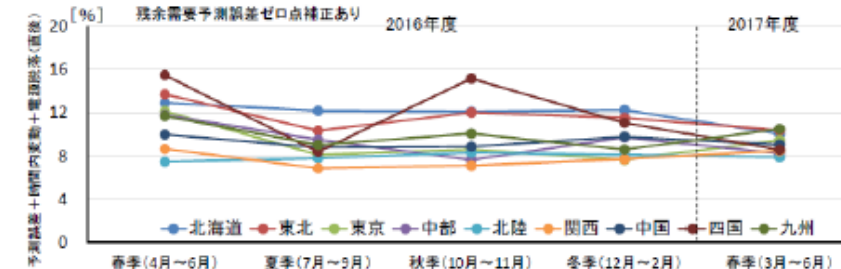
※ 2：出所 各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

(注) 現在のインバランス制度を前提としているため、今後のインバランス制度の見直しによって上記のトレンドが変化する可能性があることに留意が必要。

<月別「予測誤差+時間内変動+電源脱落(直後)」>



<季節別「予測誤差+時間内変動+電源脱落(直後)」>



2017年8月第19回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局提出資料より抜粋

論点④：需給調整市場の開場時期の在り方

- 調整力の必要量については、季節や日毎に変動することから、実需給に近づくほど必要量の見通しが立てやすくなる。一方で、調整力を確実に調達する観点からは、卸電力市場の取引前に必要な調整力を確保しておく必要がある。
- 現在、一般送配電部門においては、翌週の週間計画を立てた上で調整力を確保していることから、調整力の調達にあたっては、前週に調達することが考えられるのではないかな。
- また、安定的な調達の観点からは、一定程度の長期確保も必要であり、1年間や季節規模で調達するベース部分については、年度、季節ごとに調達することが考えられるのではないかな。(詳細については、広域機関における技術的検討を踏まえ、本作業部会で検討する)
- また、ゲートクローズ後の実運用にあたっては、卸電力市場で落札されなかった電源の余力(現行の電源Ⅱ相当)など、前週以前に確保したもの以外も含め、実需給断面において活用可能な調整力をkWhのメリットオーダー順に発動できる仕組みを設けることが適当ではないかな。

【課題⑤－12】発電機の起動準備時間による調達タイミングの制約

33

【⑤－12】発電機の起動準備時間による調達タイミングの制約

35

○火力発電機の起動準備時間(中給[TSO側]の並列指令から給電運用[調整力]として出力調整できるまでの時間)は、以下のとおり。(A電力の例)

	発電機並列指令から 並列までの時間	発電機並列から給電運用ま での時間※	合計時間
ガスタービン機	6～12時間	1～6時間程度	7～18時間程度
それ以外の発電機	12時間	2～8時間程度	14～20時間程度

※:同じ発電機でも発電機の停止時間によって、時間に差が生じる(長時間停止の方が時間が長くなる)

○同一発電所で2機以上の並列が必要となった場合、2機目の発電機の起動時間は、上記より12時間程度時間を要することになる。

○また、1週間以上停止させる場合、発電機の補機類を停止するため、その後の発電機の起動には、機能点検等が必要となることから、上記よりさらに半日から2日程度並列までの時間が必要となる。

→確実に調整力を確保するには、週間段階から準備する必要があるのではないか

出所)第17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

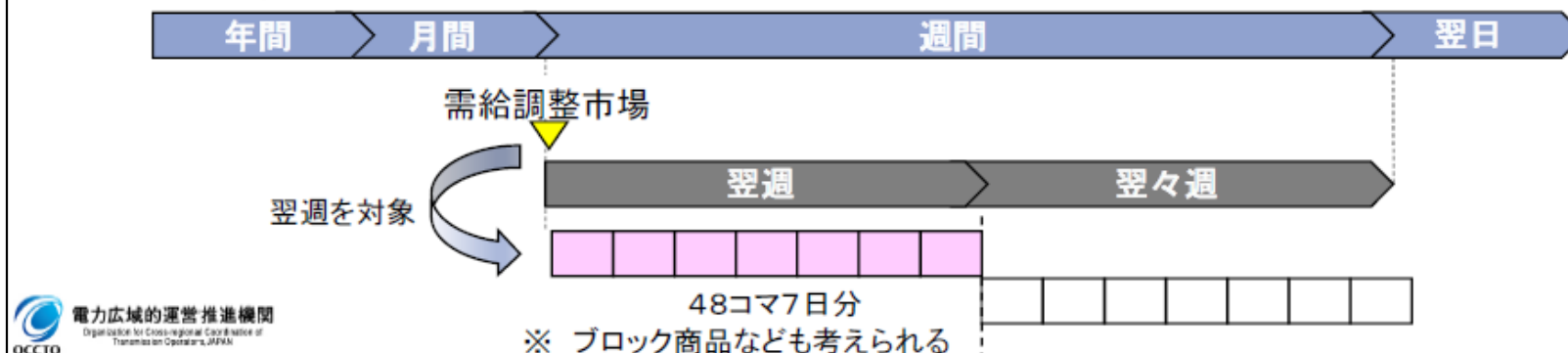
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/files/chousei_jukyu_17_02.pdf

⑤－12の対応案（2020年、2020＋X年）

34

- 実需給をある程度見通すことができ、調整力提供者が詳細な発電・販売計画を作成する週間段階より以前の調達であれば、調整火力発電機の起動準備時間等を考慮した調達が可能となる。
(今後の課題など)
- 需給状況監視のため、一般送配電事業者・発電事業者等は、年間・月間・週間・翌日・当日計画を作成し、本機関に提出している。
- なお、市場を開場するタイミングに関わらず、必要な調整力が需給調整市場に供出され得ることを量的に確認するためには年間段階で、市場参加者を公募する必要があると考えられる。
- 一方、実需給が近付くにつれて予測精度の向上により必要量が精査できる可能性があり、調達タイミングを実需給段階へ近づけられる調整力の検討も必要か。
- 商品調達期間の切れ目における調整力の入れ替えが煩雑であり、落札結果を反映して制御対象ユニットと調整幅を認識し、指令を出すシステムが中給にないことを考慮すると、ある程度幅を持たせたブロック商品を検討すべきか。
- 具体的な調達時期については引き続き検討。

<週間とした場合のイメージ>



出所) 第5回 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 資料2

(https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2017/chousei_sagyoukai_05_haifu.html)

参考：今後の調整力の確保とその運用

11

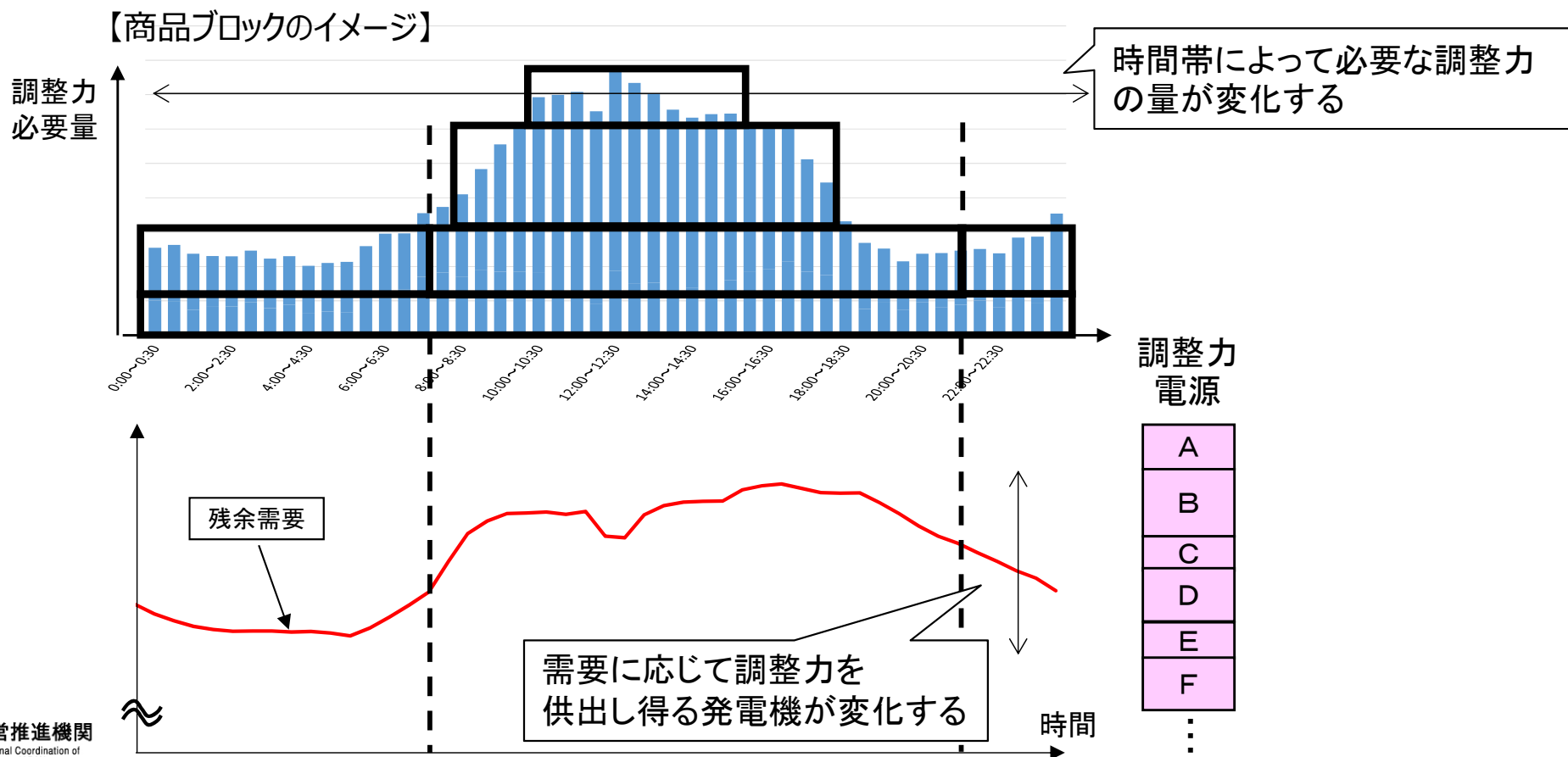
○一般送配電事業者は、個別に発電事業者との契約等により、調整力を確保※

調整力の公募・契約等		各月	週間	前日	当日
電 一 般 送 配		公募等により、調整力を確保	月間計画において、調整力に不足がないことを確認	週間需給計画により、契約している電源Ⅰの運用を計画	・需要予測の結果、必要に応じて、追加の指令 ・電源Ⅱが活用可能な場合、メリットオーダーを考慮して指令
	備考	調整力の必要量については、広域機関で検討中	調整力が不足する場合、何らかの対応が必要 ・電源Ⅲ（一般送配電事業者と電源Ⅰ、電源Ⅱの契約をしていない電源）への給電指令 ・電源Ⅲを対象とした追加の調整力の調達（公募・相対） → 電源Ⅲへの依存度が高まることは、安定供給面からは避ける必要があるが、短期の調達であっても、こうした電源の調達に当たり、公募等による調達を原則とすることが必要。 （なお、一般送配電事業者と契約した発電事業者は、契約内容に従った必要容量を確保した上で、発電販売計画等を作成。発電事業者が、一般送配電事業者との契約に従った運転が出来ない場合、一般送配電事業者との契約に基づくペナルティが発生）		

（※）一般送配電事業としては、原則として電源を保有しないため、発電事業者から調整力として必要な電源を調達。電力市場の公平な競争のためには、当該調達はすべての電源に参加の機会が担保され、かつ、公平な方法で行われることが必要。調整力確保に要する費用は、託送料金で回収されることから、透明性が確保されることが必要。

（発電・小売との一貫体制の事業者においては、事業者間契約という形にはならないが、部門間での取引を観念し、同様の対応を実施。）

- 調整力必要量は、一日の中でも時間によって大小があり、季節、曜日によっても変わる。また、需要の大小に応じて調整力を供出し得る発電機は変化していく。
- 必要量変化に応じてコマ毎(30分単位)に調整力を調達することも考えられるが、高頻度での調整力調達は業務効率性が低いため、商品ごとの必要量の分析を通じて適正なブロックを検討し、調達してはどうか。
- なお、ブロック単位を大きくすると必要以上に調達する量が増えることに配慮が必要。
- ブロックの区切り方や組合せは必要量の検討、調達・約定処理等の運用も考慮しながら詳細を詰めていくことでどうか。



1. 2020年の需給調整市場の姿
2. 制度検討作業部会(TF)における課題
3. 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - A) 調整力の要件
 - B) 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - C) ブラックスタート、電圧調整等の扱い
4. 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - A) 三次調整力②(低速枠)の概要
 - B) 日本の連系線の状況と今後の進め方

論点②：需給調整市場の商品区分（その他附帯する論点）

- 電源によって、複数の調整力機能（一次＋二次、上げ／下げ）を具備するものもある。効率性の観点から、全ての必要区分においてそれぞれ別個の電源を確保するのではなく、一電源等で複数商品区分を兼ねることも許容することとしてはどうか。また、その際は、 ΔkW の総コストで評価することも検討してはどうか。
- DRなどの新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、発動までの応動時間、継続時間の数値その他の要件については、広域機関において引き続き検討することとしてはどうか。
- また、電圧調整やブラックスタート（広範囲の停電が起こってしまった際に、外部からの電源供給なしに発電を開始できる電源）等、特定地域に立地していることがエリアの調整力として重要な電源に関しては、どのような取り扱いを行うか、詳細商品設計の検討に併せて議論してはどうか。

- 需給調整市場は Δ kWを取引の対象としているため、ブラックスタートや電圧調整のような特殊な機能を取引する市場ではない。
- 容量市場ではこういった機能について特段の配慮は検討されていない。
- 必要な機能、量は年初段階から通年でわかっていることから、年初に一般送配電事業者が調達することでどうか。

平成29年度 ブラックスタート募集要綱 (平成29年10月11日 中部電力)抜粋

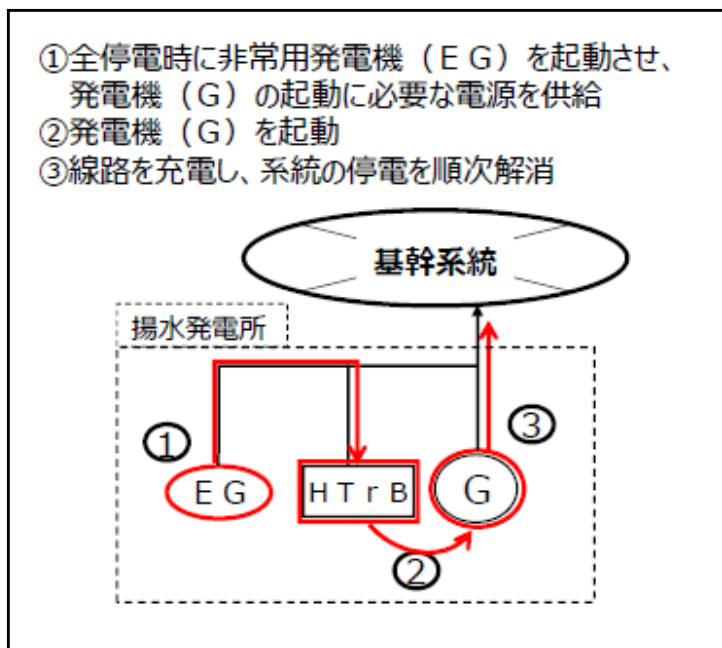
(1) 全系統ブラックスタート

- ・当社電力系統の全停電時において、外部電源より発電された電気を受電することなく対象の発電設備(以下「契約電源」といい、契約電源の単位は発電所といたします。)の起動を行い、停電解消のための発電を行うことをいいます。

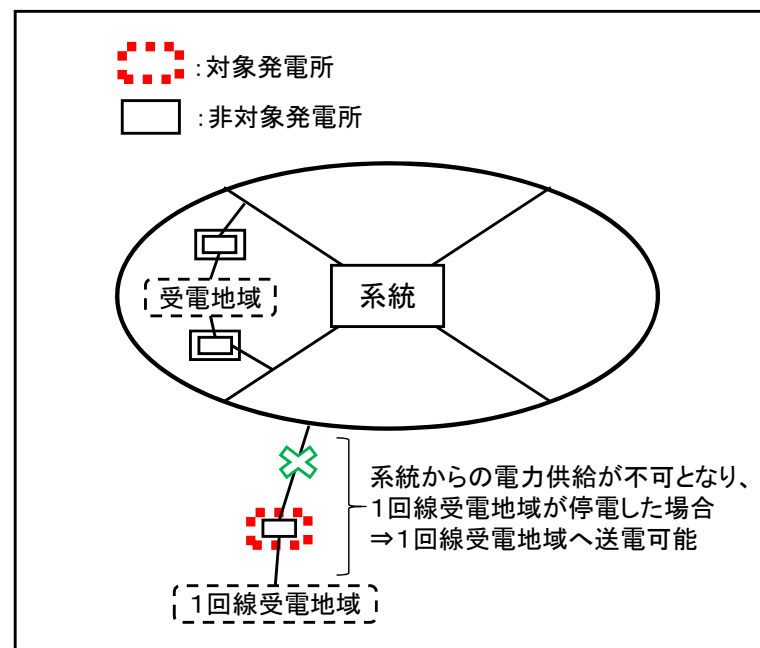
(2) 一部系統ブラックスタート

- ・当社電力系統のうち系統末端かつ1回線受電地域の停電時において、外部電源より発電された電気を受電することなく契約電源の起動を行い、下記の対象系統の停電解消のため、自らの発電所のみで当該系統に適正な周波数で需要に応じた電力供給を行うことをいいます。

ブラックスタート手順イメージ



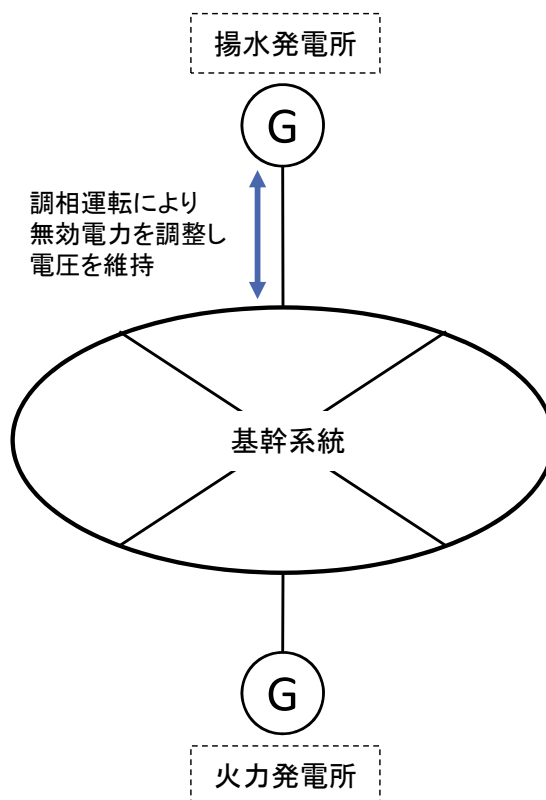
一部系統ブラックスタート発電所



平成29年度 調相運転募集要綱 (平成29年10月11日 中部電力) 抜粋

調相運転

- ・当社の電力系統における電圧を一定範囲に維持することを目的に、対象の発電設備(以下「契約電源」といい、契約電源の単位は発電所といたします。)において、有効電力の供給または吸収を行うことなく(無効電力の供給または吸収に必要な有効電力の吸収は除きます。)、無効電力の供給または吸収を行うことをいいます。



論点4—①: 電圧調整

18

○発電に伴う電圧調整は、電源の系統連系要件とされている。また、変電施設等に導入されているものについては、もとより送配電費用として計上されていると考えられる。

○これらを前提としても、電源の稼働状況や需要の分布により、電圧上昇や下落が発生する場合の調整(水力発電機による調相運転(注)や電圧維持のための発電機の運転等)が、一般送配電事業者が行うべき業務となると考えられる。

(注) 夜間等の軽負荷時に、系統電圧が上昇してしまった場合に、水力発電機を空回しすることにより、系統電圧を下げ(上げ)ることができる。調相運転機能を備えた水力発電機は、現在、北海道、東京、北陸、中部、九州の5電力が、合計で52台保有している(東北、関西、中国、四国は保有していない。)

◆電圧調整は、安定供給上求められる行為であるものの、

○系統の状況

○必要となる局面での電源と需要の分布

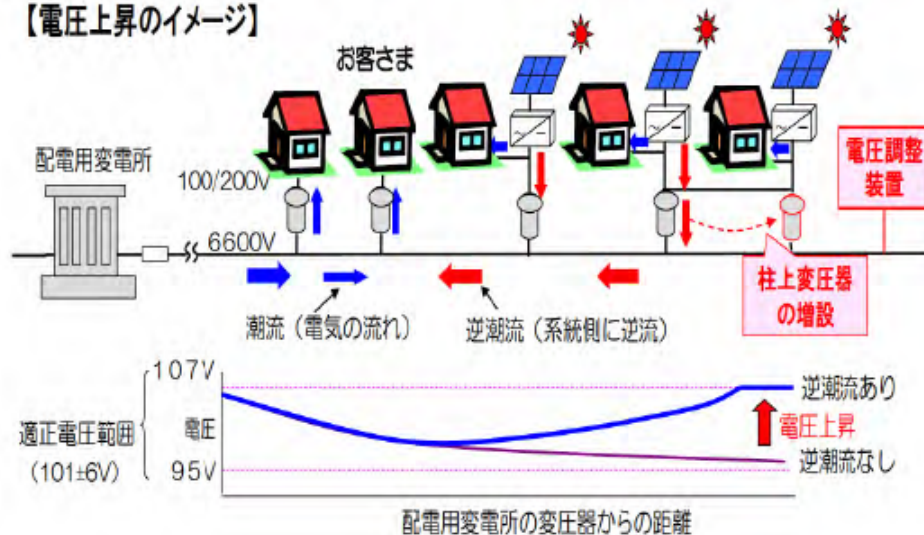
にも依存し、水力発電機を空回しさせることになるため、託送料金の審査に当たって、事業者は、自社の事情に即した必要性について整理し、表明することが必要。

◆他方、電圧調整に必要となる調整力は、必要となる局面での電源と需要の分布によって異なるため、あらかじめ電源を特定した対応は見込めない。このため、過去の実績等から趨勢的に導かれる量を一般送配電事業者が明らかにしつつ、託送料金の原価に参入していくことが適切。

◆なお、系統の電圧をどの程度の水準に維持すべきか等の信頼度基準について、予め定めておく必要があるのではないかな。

◆また、調相運転機能を備えた揚水発電機が存在しないエリアもある。信頼度基準に照らして、調相運転機能が必要と認められるエリアにおいては、調相運転機能に係る設備を維持するための仕組みも必要と考えられる。

【電圧上昇のイメージ】



出所: 第2回 新エネルギー小委員会 電気事業連合会提出資料より

論点4-③ 系統保安のためのポンプアップ・ブラックスタート

20

(系統保安のためのポンプアップ)

○軽負荷時に電源の事故が発生すると、即座に対応できる上げしろの不足により、周波数を元に戻せない場合がある。このような場合に、揚水発電機によるポンプアップを実施し、事故時に、即座にこれを停止し、周波数を回復できるようにする運転を行う場合がある。

(ブラックスタート)

○広範囲の停電が起こってしまった際に、外部からの電源供給なしに発電を開始する業務。
○例えば、一部の揚水発電所又は水力発電所では、自家発電設備や燃料を有しており、これによって所内電力を確保し、発電機を起動することが可能。
○また、これらの発電所では、定期的に訓練を実施。

(系統保安のためのポンプアップ)

◆系統保安のためのポンプアップは、安定供給上求められる行為であるものの、
○系統の状況
○必要となる局面での電源と需要の分布
にも依存し、ポンプアップにより負荷を増加させることとなるため、託送料金の審査に当たって、事業者は、自社の事情に即した必要性について整理し表明することが必要。

◆他方、系統保安のためのポンプアップに必要な調整力は、必要となる局面での電源と需要の分布によっても異なるため、あらかじめ電源を特定した対応は見込めない。このため、過去の実績等から趨勢的に導かれる量を一般送配電事業者が明らかにしつつ、託送料金の原価に算入していくことが適切。

(ブラックスタート)

◆現行、地域によって、ブラックスタート機能を有する発電所数は異なるが、事業類型見直し後も、一般送配電事業者は、一定箇所のブラックスタート発電所を確保しておくことが必要と考えられる。
◆このため、一般送配電事業者が、ブラックスタートの機能の付加に必要な設備(所内電力確保用の自家発電設備や燃料等)を確保できる仕組みが必要。

一般電気事業者が確保しているブラックスタート発電所の箇所数

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
15	3	4	6	2	8	2	2	4

(注) ローカル系統用のものを含む。

(出所) 電気事業連合会資料

調整力の費用回収の仕組み

21

- 各種の調整力について、現行制度における費用回収上の取扱は下表のとおり。
- 一般送配電事業者は、事業類型見直し後も、下表に掲げる業務が確実になされることが必要であることから、電力系統の信頼度基準を維持するために必要な調整力確保のため費用は、適切に回収できるようにすることが必要。
- 他方、費用回収を保証していく際には、一般送配電事業者が確保すべきそれぞれの調整力について、①どの程度の量の調整力が必要となるか、②特に周波数制御・需給バランス調整のために必要な調整力については、現行と比較して、必要量がどう変化するか・なぜ変化するか、③どの程度の費用となることが見込まれるか等について、一般電気事業者より概算が示された上で、各費用に係る負担の在り方、すなわち、一般負担(託送料金)とすべきか、特定負担(インバランス料金)とすべきかなどについて、更なる検討を深めていくことが必要。

一般送配電事業者の送配電業務と費用回収の状況

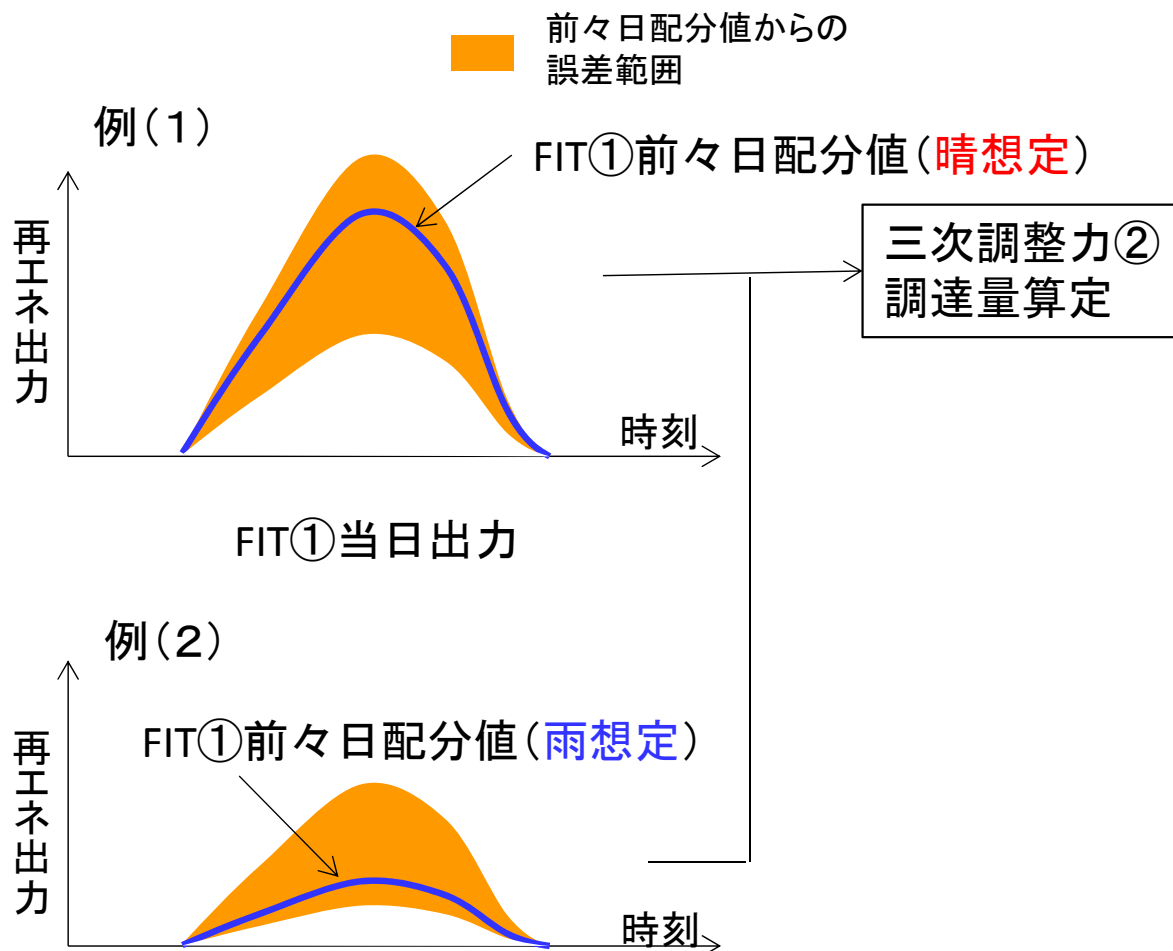
業務	調整力	固定費	変動費	備考
1. 周波数制御業務	瞬動予備力	託送料金の一部として回収	—	○周波数制御においては、電力量を発生させない範囲の調整となるため、変動費は0とみなす。 ○部分負荷運転に伴う増分燃料費は考慮されていない。
	運転予備力			
2. 需給バランス調整業務	運転予備力	N/A	インバランス料金として回収	○現行のインバランス料金は、ペナルティ性のある料金が設定され、実質的に変動費を超える料金収入が発生。
	待機予備力			
3. その他(潮流調整)	一部の発電機(潮流調整)	—	非送電	○基本的に、潮流調整のためだけの固定費は存在せず、変動費のみ。
(電圧調整)	一部の水力発電機(調相運転)又は発電機	非送電	非送電	
(系統安定化)	一部の系統安定化装置(系統安定化装置)	非送電	—	○すべての系統安定化装置を系統連系要件としている地域もある。 ○系統安定化装置は、変動費は発生しない。
(ポンプアップ)	一部の揚水発電機(ポンプアップ)	—	非送電	○基本的に、系統安定化に必要なポンプアップのためだけの固定費は存在しない。
(ブラックスタート)	一部の揚水発電機	非送電	非送電	○変動費は、大規模停電が発生した場合にのみ発生。

(注) 上表中、「非送電」とされているものは、現在は、発電原価等に織り込まれ、託送料金回収もインバランス料金回収もなされていない。

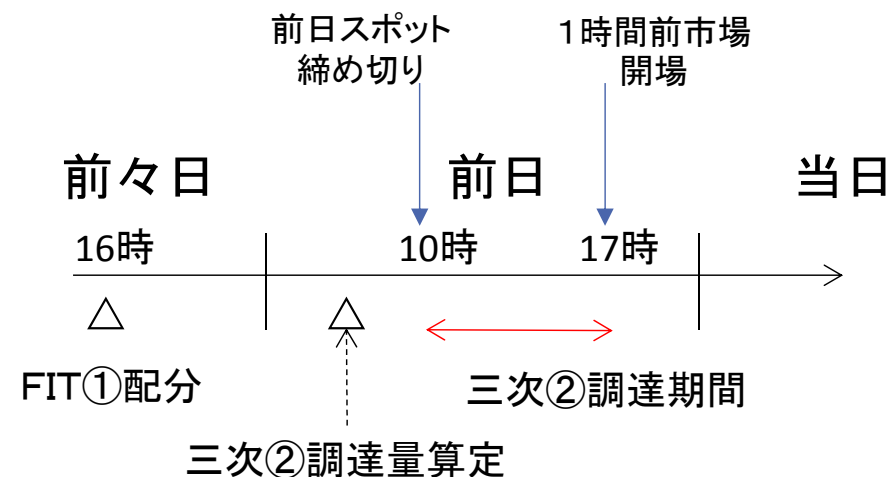
1. 2020年の需給調整市場の姿
2. 制度検討作業部会(TF)における課題
3. 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - A) 調整力の要件
 - B) 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - C) ブラックスタート、電圧調整等の扱い
4. 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - A) 三次調整力②(低速枠)の概要
 - B) 日本の連系線の状況と今後の進め方

- 2020年における三次調整力②(低速枠)は、スポット後に、主としてFIT出力の想定誤差分に対応する調整力を調達。

【FIT①出力の想定誤差のイメージ】



【調達タイミング】



2020年における広域調達・運用のイメージ

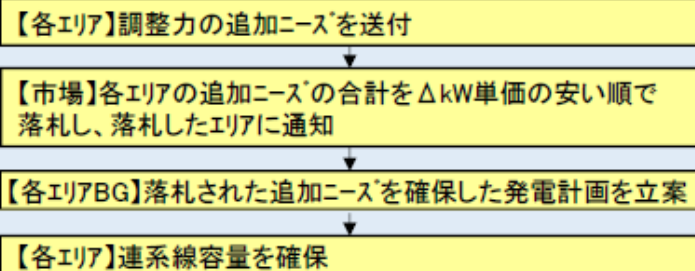
32

- 調整力は各エリア毎に一次・二次調整力～三次調整力①を調達するが、現行の中給システムと連系線運用で実現可能な三次調整力②を対象として、例えば再エネのインバランスなど30分成形値での追加ニーズを、共同市場にて広域調達・運用することを目指す。
- 調達時期については、発電機の追加並列が可能な時期と連系線確保がスポット市場に与える影響等を考慮し検討を進める。
- 運用者が介在する部分が残るが、支援システムなどにより負担軽減を目指す。
- 調整力調達機能や運営主体の検討については本作業会の検討範囲外であるが、2020年は期近であり、この検討時期や内容によっては、広域調達・実現範囲は変わり得る。その場合は支援システムが簡易になり、電話やメールなど運用者に依存する部分が増えることや、ブロック商品から始めることなどもあり得る。

<調達>

調達断面で、各エリア中給が調整力の追加ニーズを市場に提出し、必要量を調達する。各エリア中給は、自エリアで落札した調整幅を確保した調整電力計画を立案

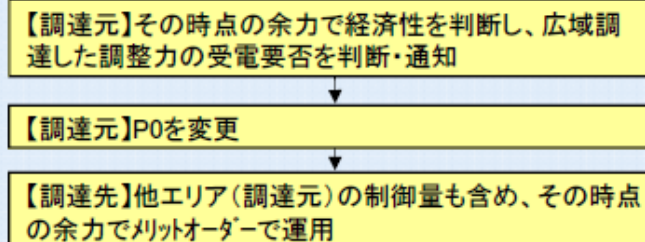
(イメージ)

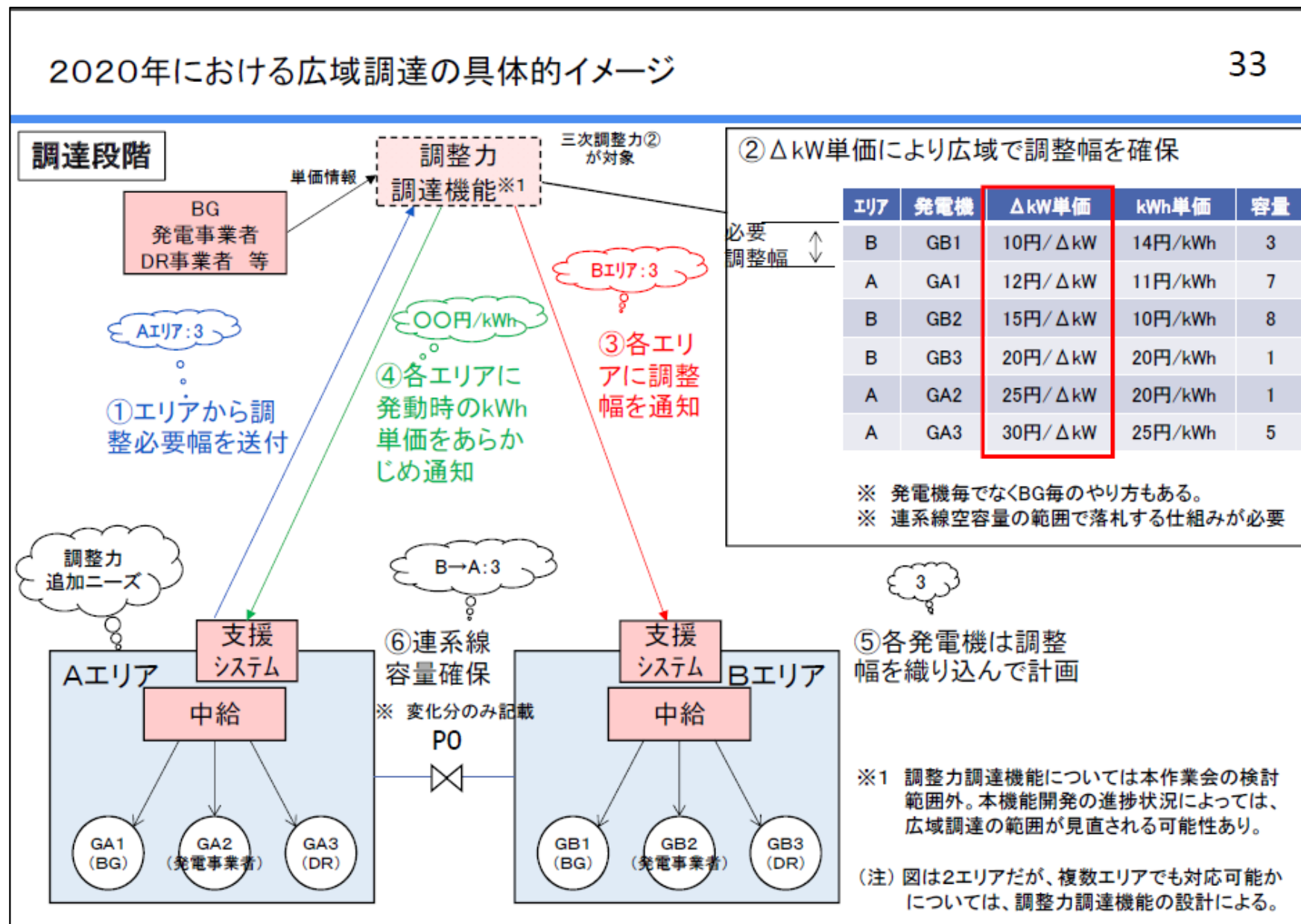


<運用>

他エリアの調整力の発動は、中給間の相互連絡により実施(システム化が必要)

(イメージ)

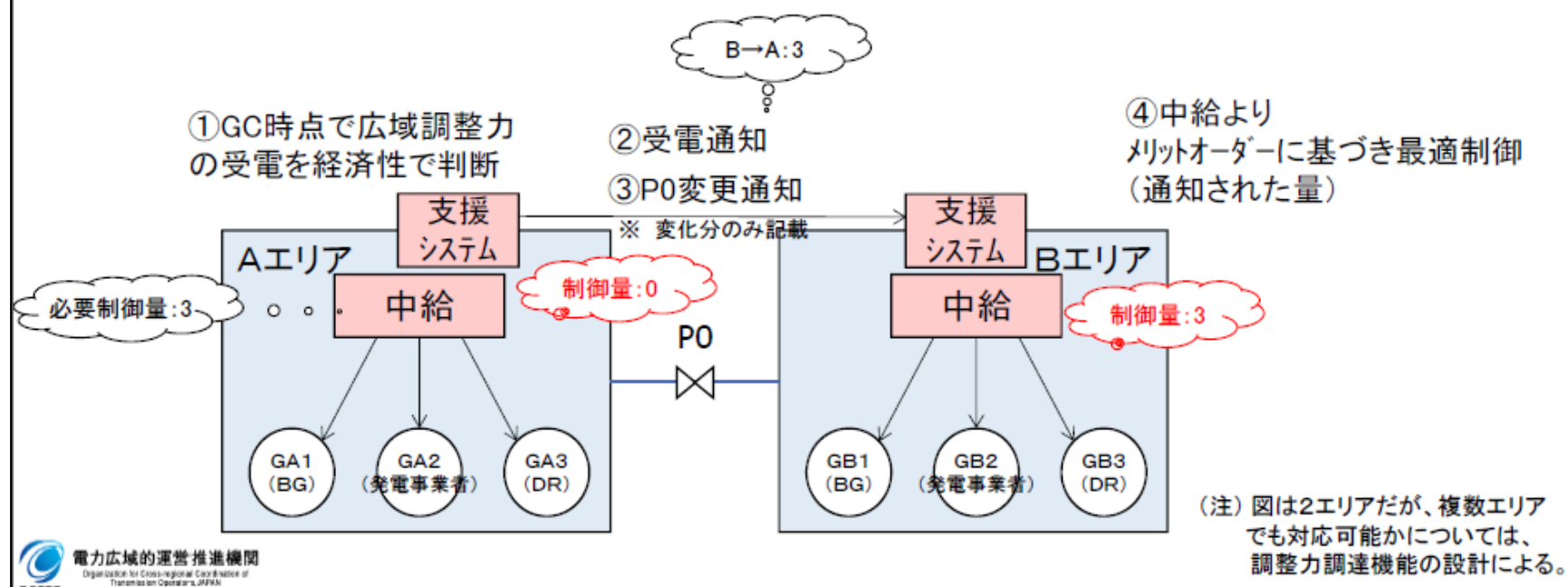




2020年における広域運用の具体的なイメージ

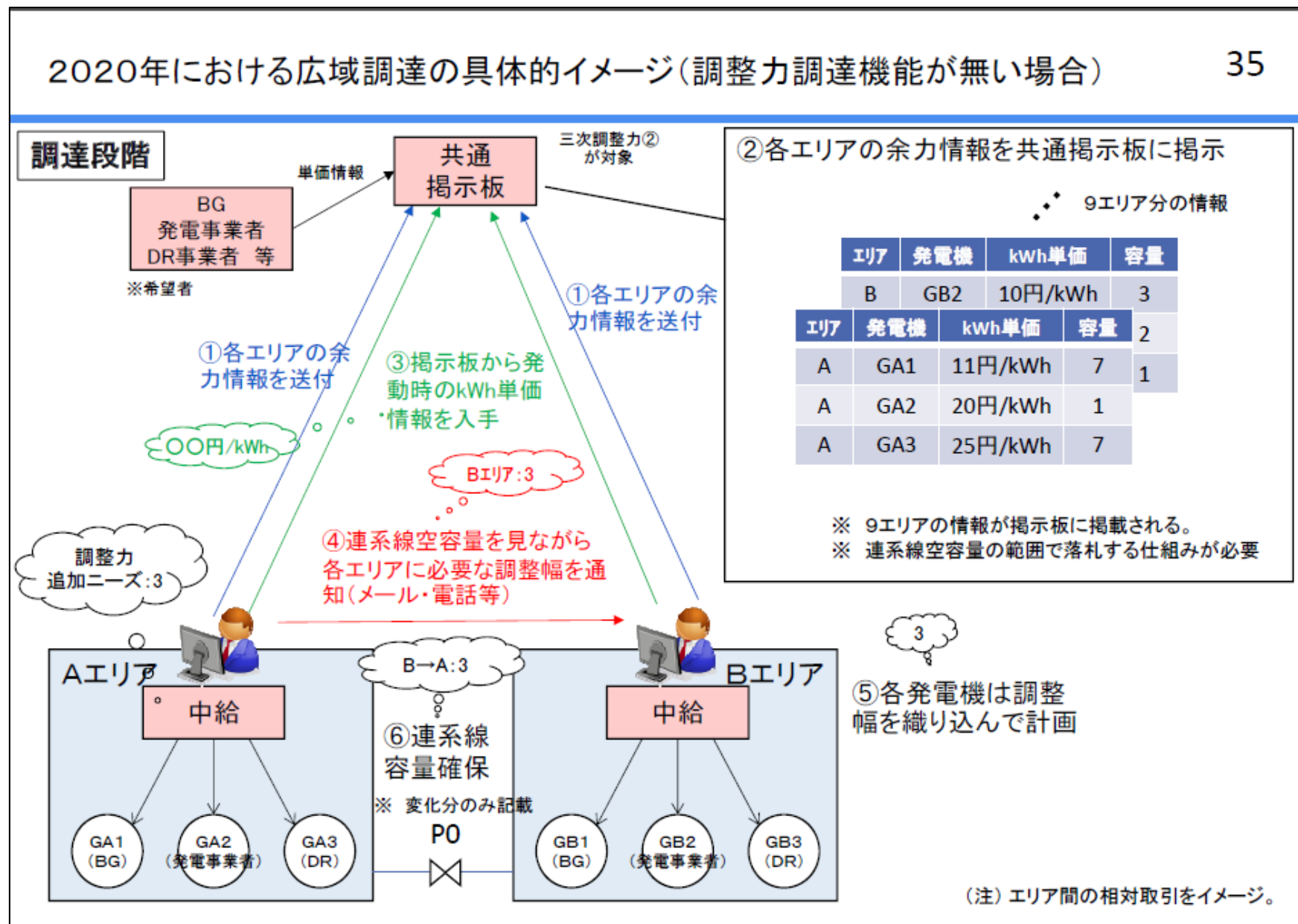
34

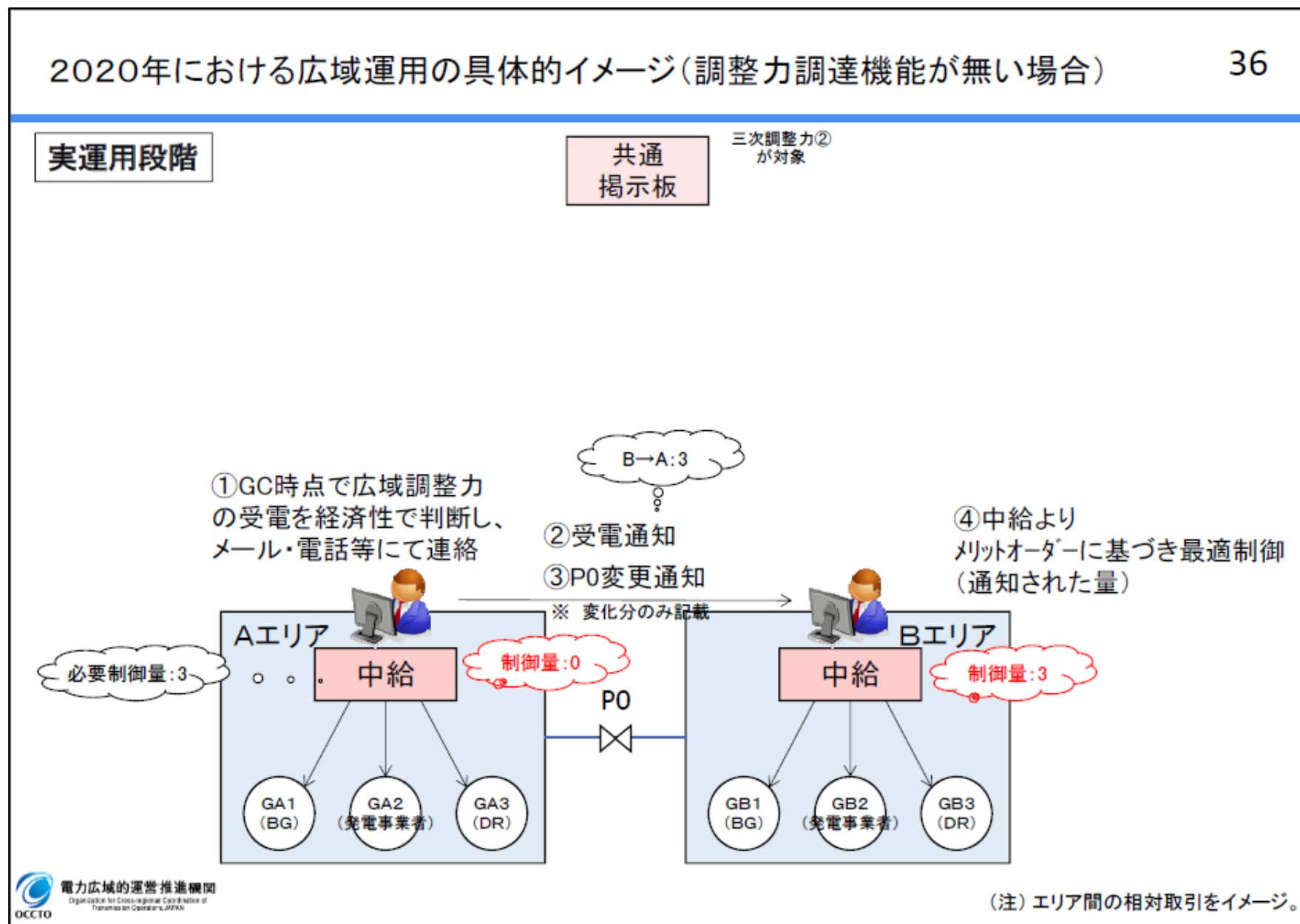
実運用段階

調整力
調達機能※1三次調整力②
が対象※1 調整力調達機能については本作業会の検討
範囲外。本機能開発の進捗状況によっては、
広域調達の範囲が見直される可能性あり。

出所) 第21回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3

(https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_21_haifu.html)



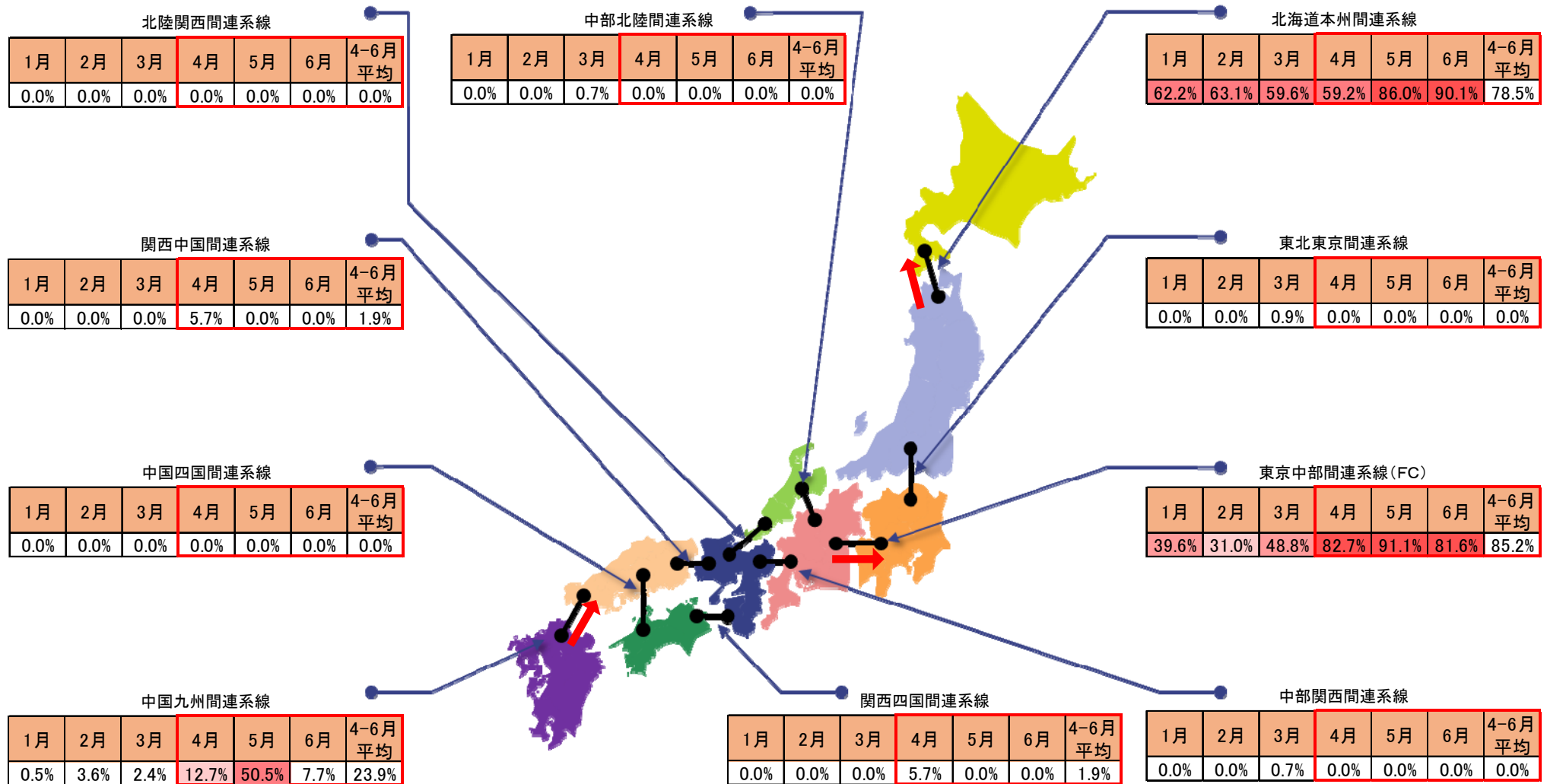


(空白)

1. 2020年の需給調整市場の姿
2. 制度検討作業部会(TF)における課題
3. 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - A) 調整力の要件
 - B) 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - C) ブラックスタート、電圧調整等の扱い
4. 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - A) 三次調整力②(低速枠)の概要
 - B) 日本の連系線の状況と今後の進め方

- 日本は南西から北東にわたる島国であることから串型系統であるという特徴があり、複数のエリアが複数の連系線で密につながったメッシュ型系統の欧米とは状況が異なる。
- また、一部連系線では直流連系が採用されており、交流連系と異なり、需給誤差が周波数変動や潮流変動として他のエリアと共有されない。
- 一部連系線については、頻繁に混雑が発生している状況※があり、他の連系線についても時期によっては稀に混雑が発生するものもある。なお、各エリアの電源構成の変化などにより今後の混雑状況が変化しうる点に留意が必要。
※ 2017年1～6月：北海道本州間（逆方向）、東京中部間（逆方向）、中国九州間（逆方向）
- 調整力を広域的に調達するためには連系線の容量を確保する必要があるが、特に混雑が頻繁に発生するような連系線においては卸電力取引への影響を考慮して確保する必要がある。

(参考) 平成29年 各地域間連系線の月別分断発生率と分断方向



※ 表中の数値(パーセント)は、各連系線における市場分断の発生率(各月の取扱い商品数(30分毎48コマ/日 × 日数)のうち、市場分断が発生した商品数の比率)を示す。

※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。

【地域間連系線空容量】

→ …頻繁に混雑
矢印なし …ほとんど混雑しない

- 調整力の広域調達を行えば、必要な調整力を他エリアに期待しているため実運用において確実に発動できるよう連系線の容量確保を行う必要がある。
- 日本は串型系統であるという特徴があり、複数のエリアと複数の連系線で密につながったメッシュ型系統の欧米とは状況が異なる。
- また、一部連系線は頻繁に混雑が発生している状況であり、調整力の連系線確保は、卸電力取引に影響を及ぼす。
- このことから、調整力の調達においては、予め卸電力取引への影響を考慮した調達を行う必要がある。諸外国の事例を参考に検討を進めることも考えられるが、欧州においては国際連系線における調整力の容量確保策が現在検討されているところであり、米国においてもISO間での前例は確認できていない。また、送配電事業者間の連系線の割当を検討するにあたっては、日本では連系線混雑が多く発生するという諸外国と異なる状況も考慮することが重要であり、十分な検討が必要である。
- まずは、連系線の確保量に対する経済的な評価は、卸電力取引や調整力のエリア間値差等、今後データにて確認していくこととしてはどうか。（調整力のエリア間値差については電力・ガス取引監視等委員会にて分析を行う）
- 調整力の調達段階における連系線割当量の考え方を検討するに当たっては、これらの実態を見ながら、例えば、「実績比較により割当量を決める」、「事前シミュレーションにより割当量を決める」など実現可能な手法は何か、から検討していくこととしてはどうか。
- また、GC後の運用容量やマージンの在り方についても、現状と同様の考え方でよいか検討が必要。
- なお、2020年については、三次調整力②が広域調達の対象であり、取引量の太宗を占めるスポット取引後に調達することを検討しており、調整力の広域調達が卸電力取引に与える影響は限定的であるため、2020+X年に向けて検討していく。

欧州：予備力の広域調達と連系線利用ルール

- EBでは、広域融通において予備力に割当て**る連系線容量を設定する手法**について、送電事業者（TSO）に対して以下の**3つの選択肢**を示している。
- 各選択肢は連系線利用について、**エネルギー取引と予備力取引を経済的効果の観点から評価した上**で割当量を策定するもの。

<予備力取引のための連系線容量確保方法の選択肢>

同時最適化による割当 (EB 第40条)

- 直接/間接オークションを通じて、連系線容量をエネルギー取引、予備力取引各々への入札として、最適化アルゴリズムにより容量割当を決定

※米国のISOで採用されている方法に類似

市場ベースによる割当 (EB 第41条)

- 連系線を介する予備力取引の価格と、エネルギー取引の価格見通しの比較に基づき、予備力向けの容量割当を決定（上限値：前年度のエネルギー取引に利用可能な容量の10%）。

※北欧のHasle-pilotプロジェクトにおいて実証例有り。

経済便益分析による割当 (EB 第42条)

- 予備力向けの連系線容量確保による経済的便益分析に基づき、予備力向けの容量割当を決定（上限値：前年度のエネルギー取引に利用可能な容量の5%、新規連系線の場合は設備容量の10%）。

出所) Network Code on Electricity Balancing (ENTSO-E)に基づき三菱総研作成

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

5

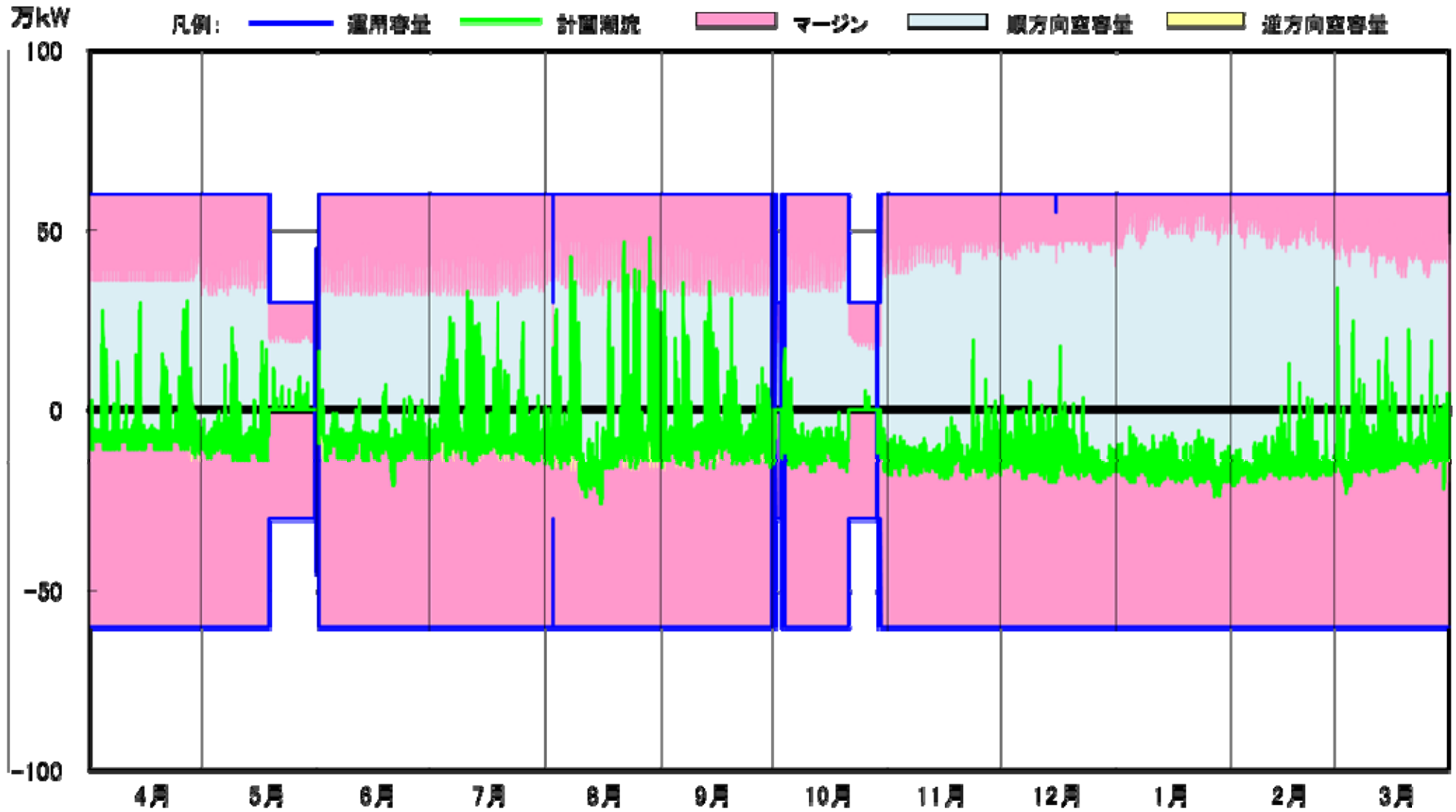
(空白)

- 欧州にて検討されている国際連系線を介した予備力調達における連系線確保の選択肢を含む草案は欧州委員会の承認前である。
- 現時点での欧州での議論を参考資料として紹介するが、資料内にある選択肢の比較を抜粋した。

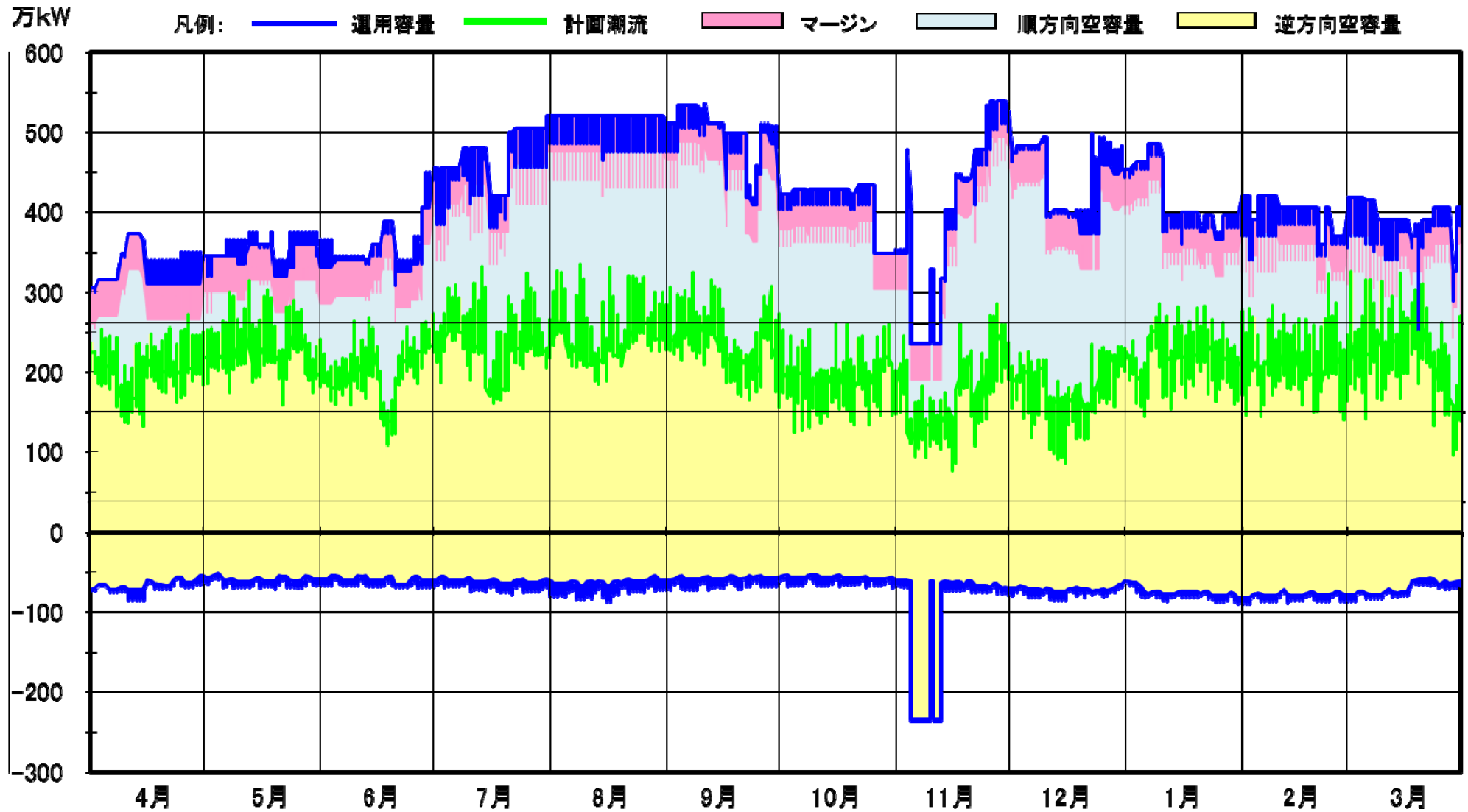
	同時最適化による割当 (EB 第40条)	市場ベースによる割当 (EB 第41条)	経済便益分析による割当 (EB 第42条)
割当プロセス	エネルギーと調整力を同時に取引し、実際の取引価格に基づいた一定のアルゴリズムによって自動的に調整力用の連系線容量を割り当てる。(PJM主催の市場における域内送電線調整と同様のプロセス)	調整力取引単価か卸電力取引単価のどちらかを事前に予測し、他方の実際の取引価格と比較をして、調整力用の連系線容量を割り当てる。なお、当該時期の調整力必要量等により、最終的に調整力に利用されなかった連系線容量は、エネルギー市場に解放される。	調整力取引価格・卸電力取引価格・連系線割当価格を予測し、調整力用の連系線容量を割り当てる。
調整力取引価格	実際の取引価格	実際の取引価格(予測)	予測の取引価格
卸電力取引価格	実際の取引価格	予測の取引価格(実際)	予測の取引価格
連系線割当価格	実際の取引価格	予測の取引価格	予測の取引価格
調整力への割当時期	卸電力取引と同じ計画断面で、かつ卸電力取引と同時に割当	調整力市場のコマ毎に割当	いつ割当ててもよい (調整力の複数コマにわたる長期間ならばなお良し)

■ 参考資料内のメリット・デメリット比較を抜粋した。

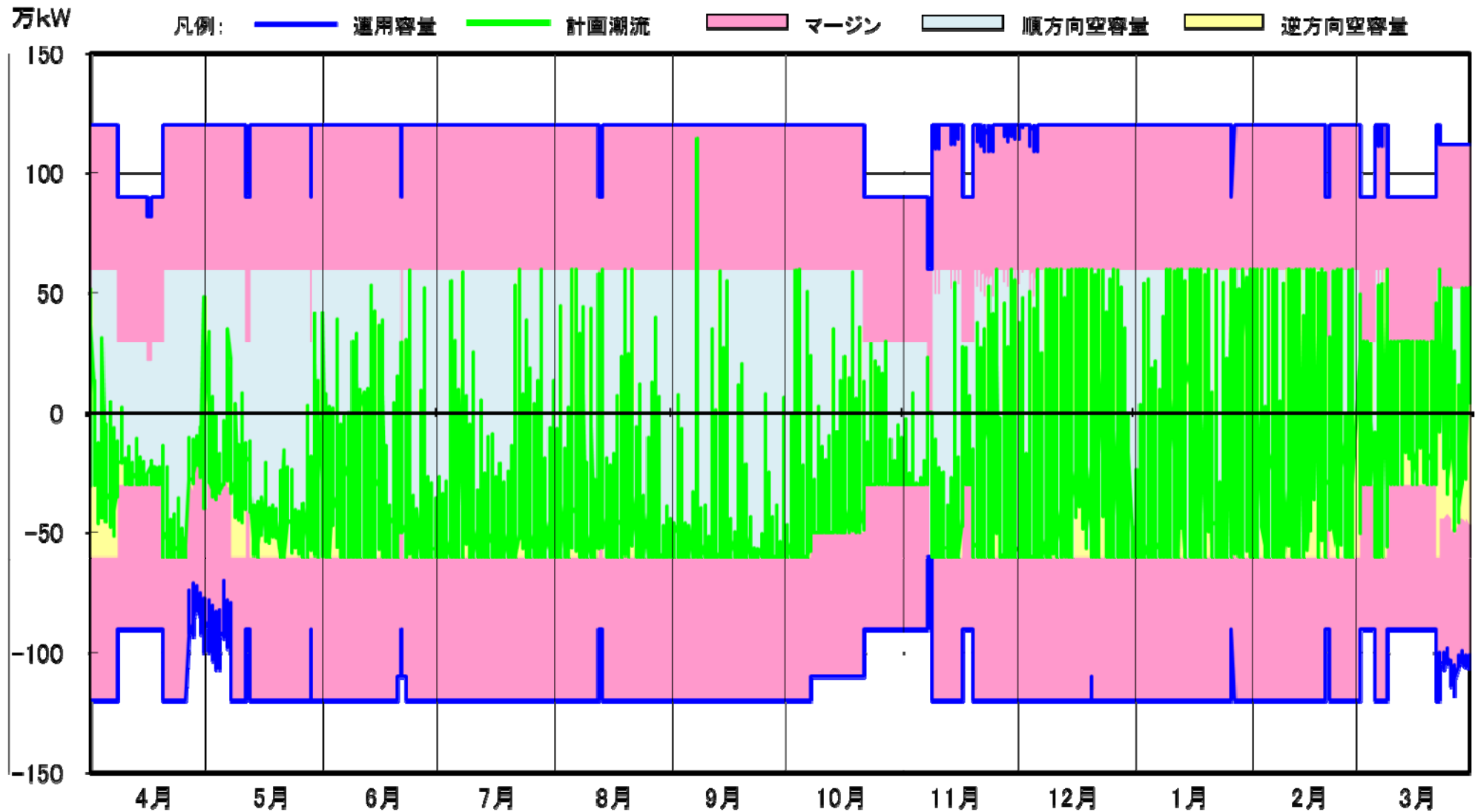
	同時最適化による割当 (EB 第40条)	市場ベースによる割当 (EB 第41条)	経済便益分析による割当 (EB 第42条)
メリット	・実際の卸電力市場と調整力市場の2市場の入札価格により決定するため、予測の余地が無く最も市場指向性が高い。	・2市場の開場タイミングを分けることができる。 ・調整力より卸電力取引価格の予測の方が立ちやすい。	・2市場の価格のどちらも見通し価格とするため、実際の市場取引結果を待たずに割当量を算定できる。(ただし、非効率な割当は解放を随時検討)
デメリット	・2市場への入札を並行して行う必要があるため、運営が複雑になる。(2市場の入札価格と連系線容量をみつつ、落札を決定する)	・予測が不正確だと、混雑処理などに与える影響が大きくなる。	・マーケット動向を適宜算定に組込むことが難しい
総評	・アルゴリズムが複雑なため、前日市場より前の長期市場に適している。	・予測の計算・容量割当のスケジュールが成り立つ期近な範囲で、一連の処理をすることが適当	・最も現実的な選択肢であり、他の実現可能性が低いときの代替案となりえる。(ただし、いずれかの選択肢が実施された後は、他の選択肢を選ぶことができない。)



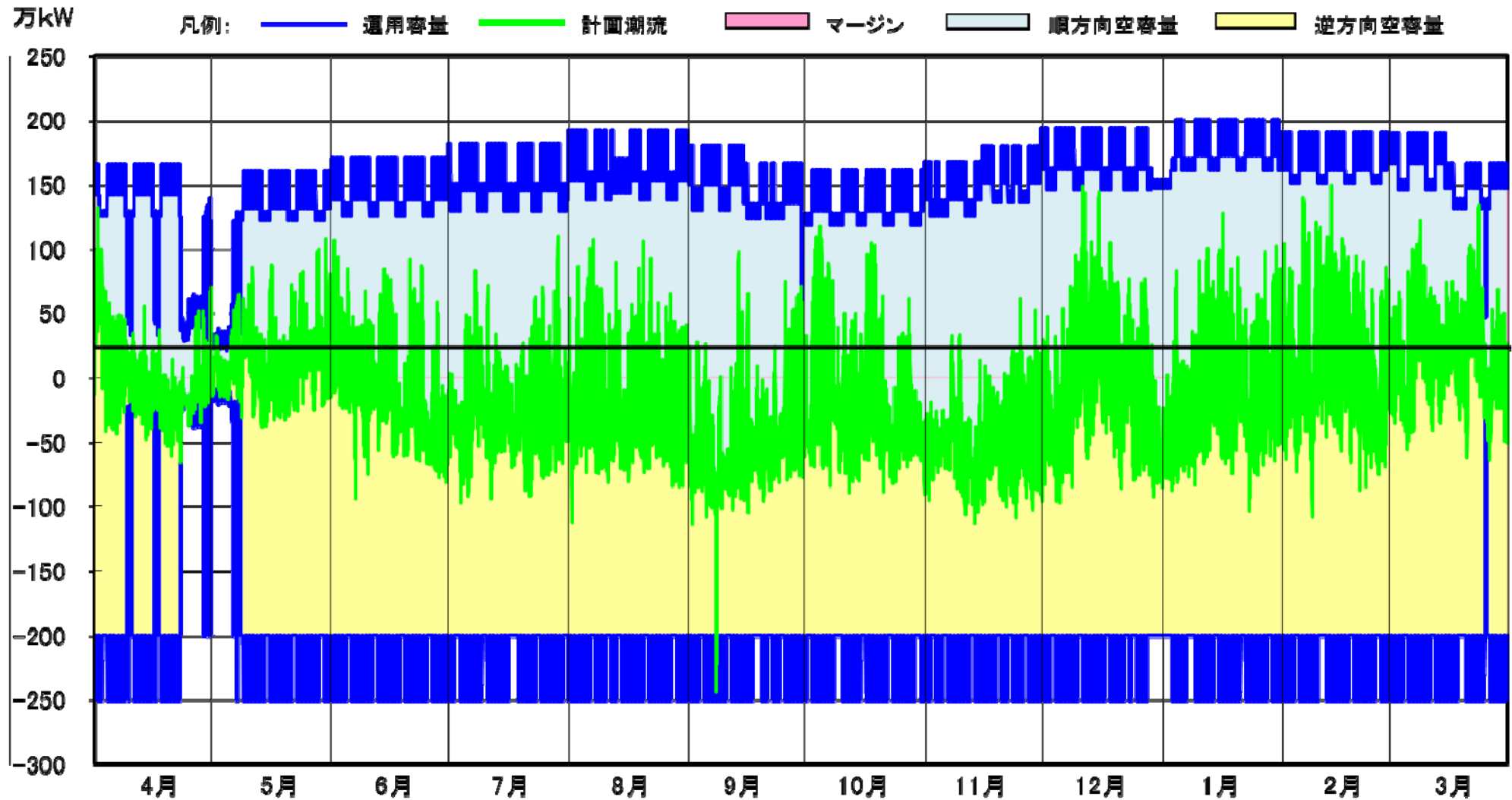
※ 北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。



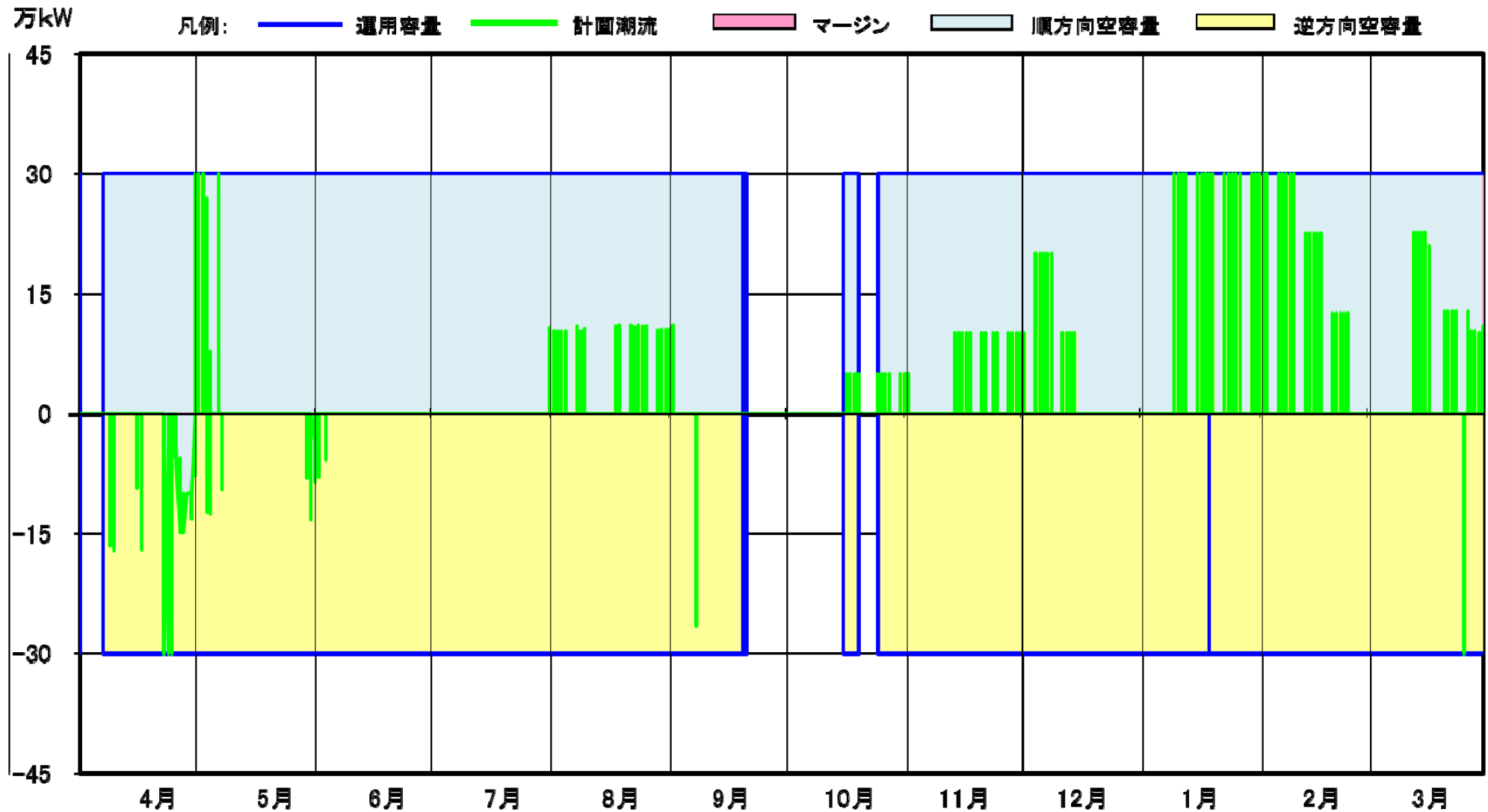
※ 東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。



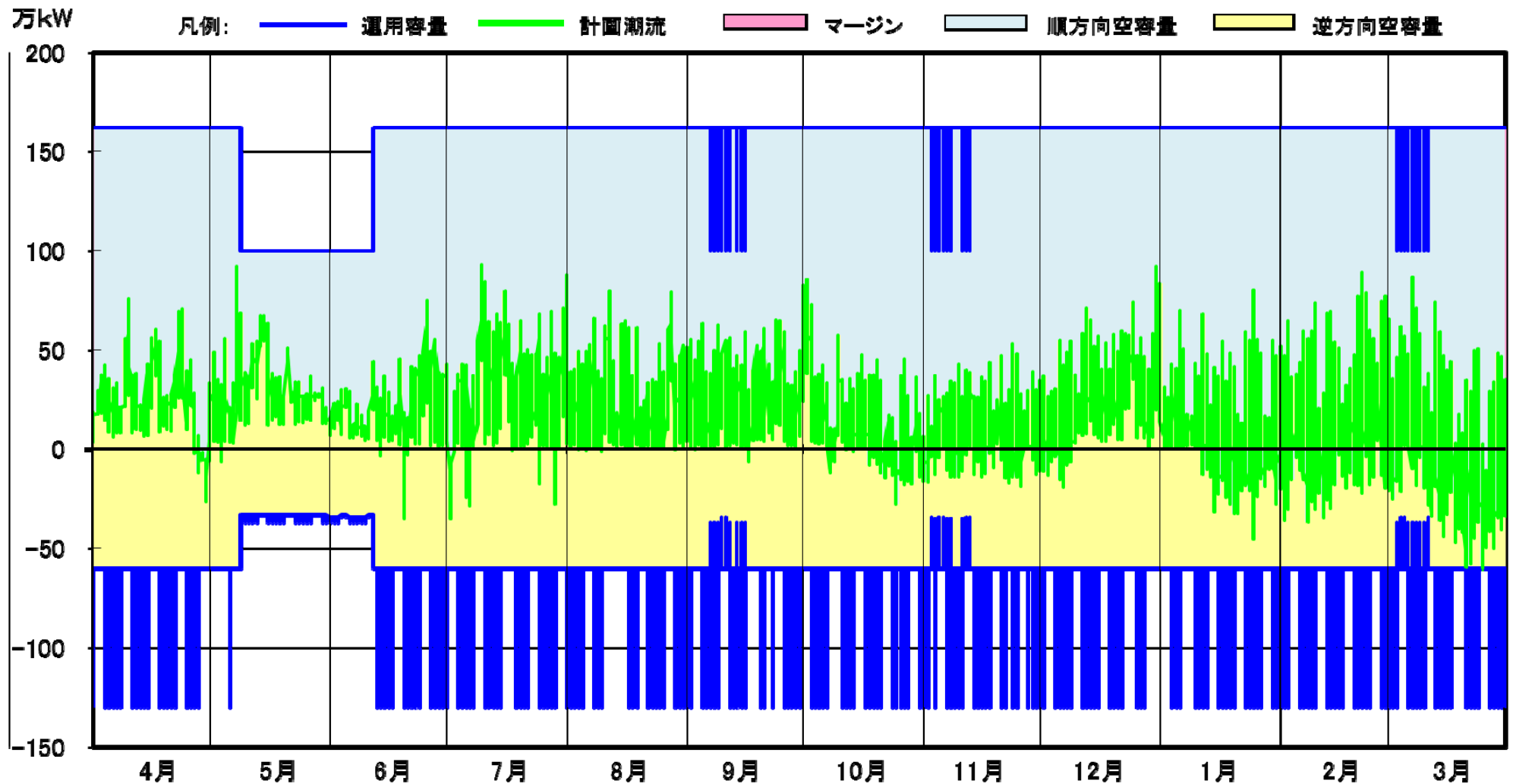
※ 東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。



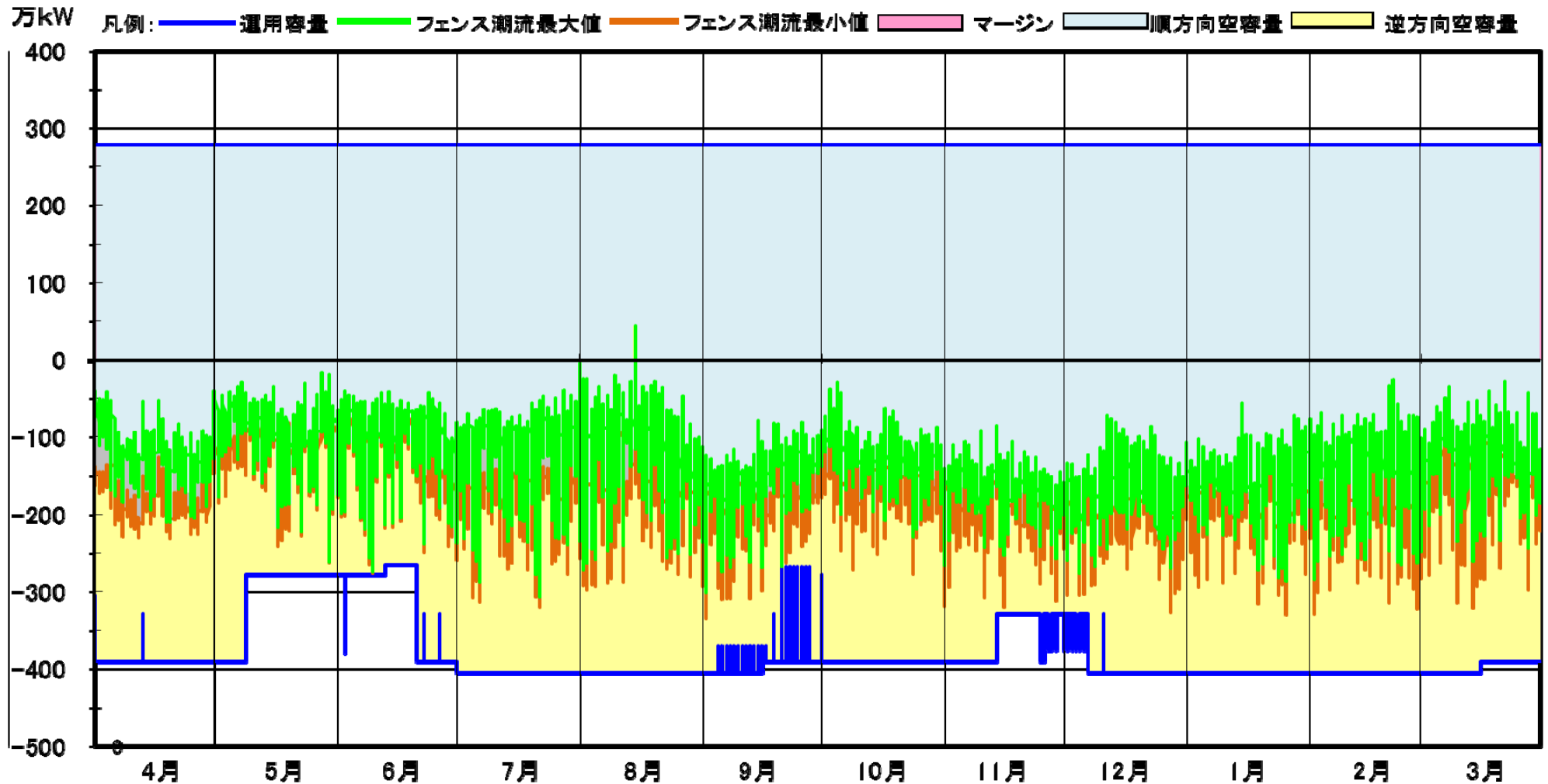
※ 中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。



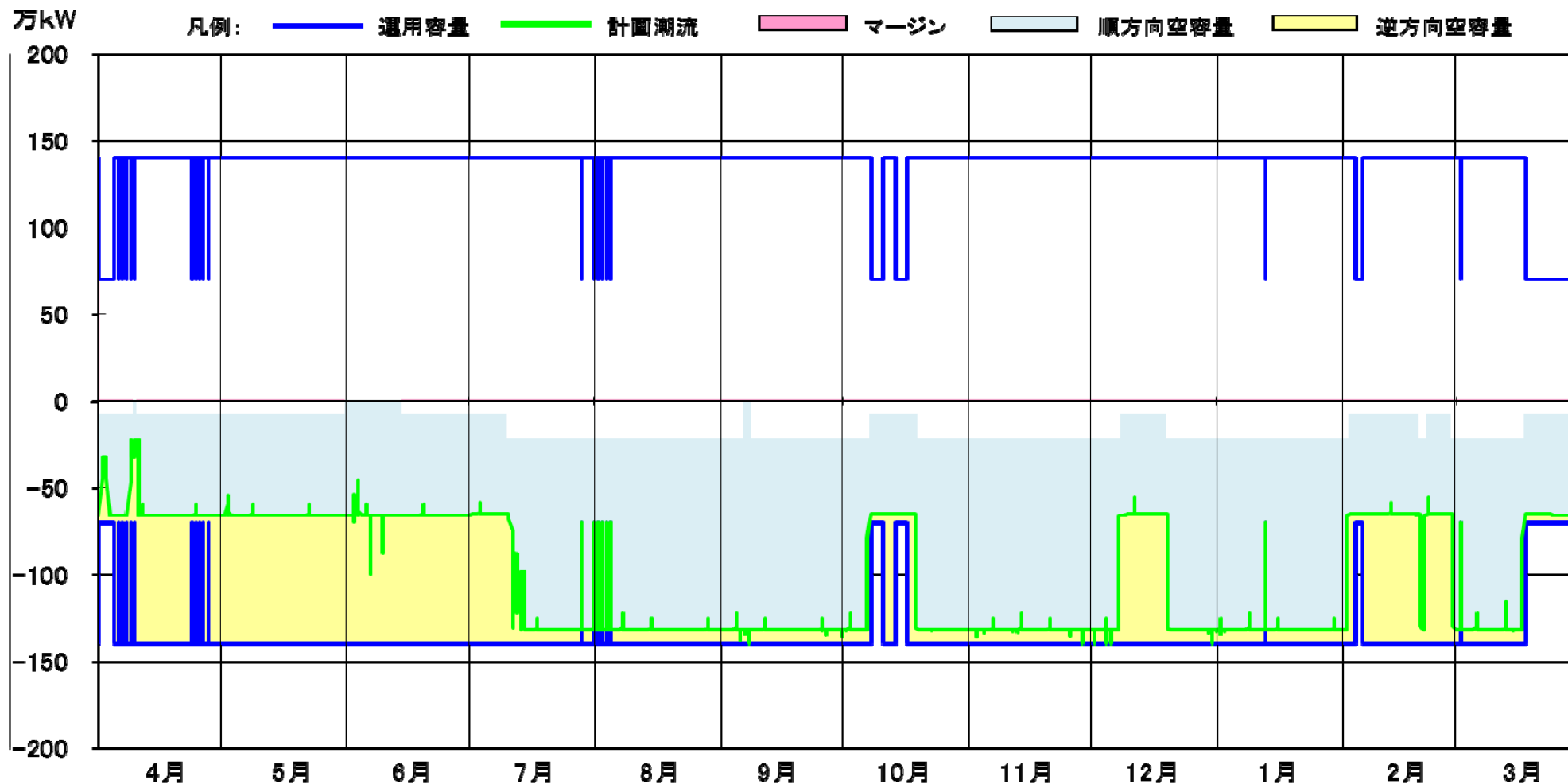
※ 中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。



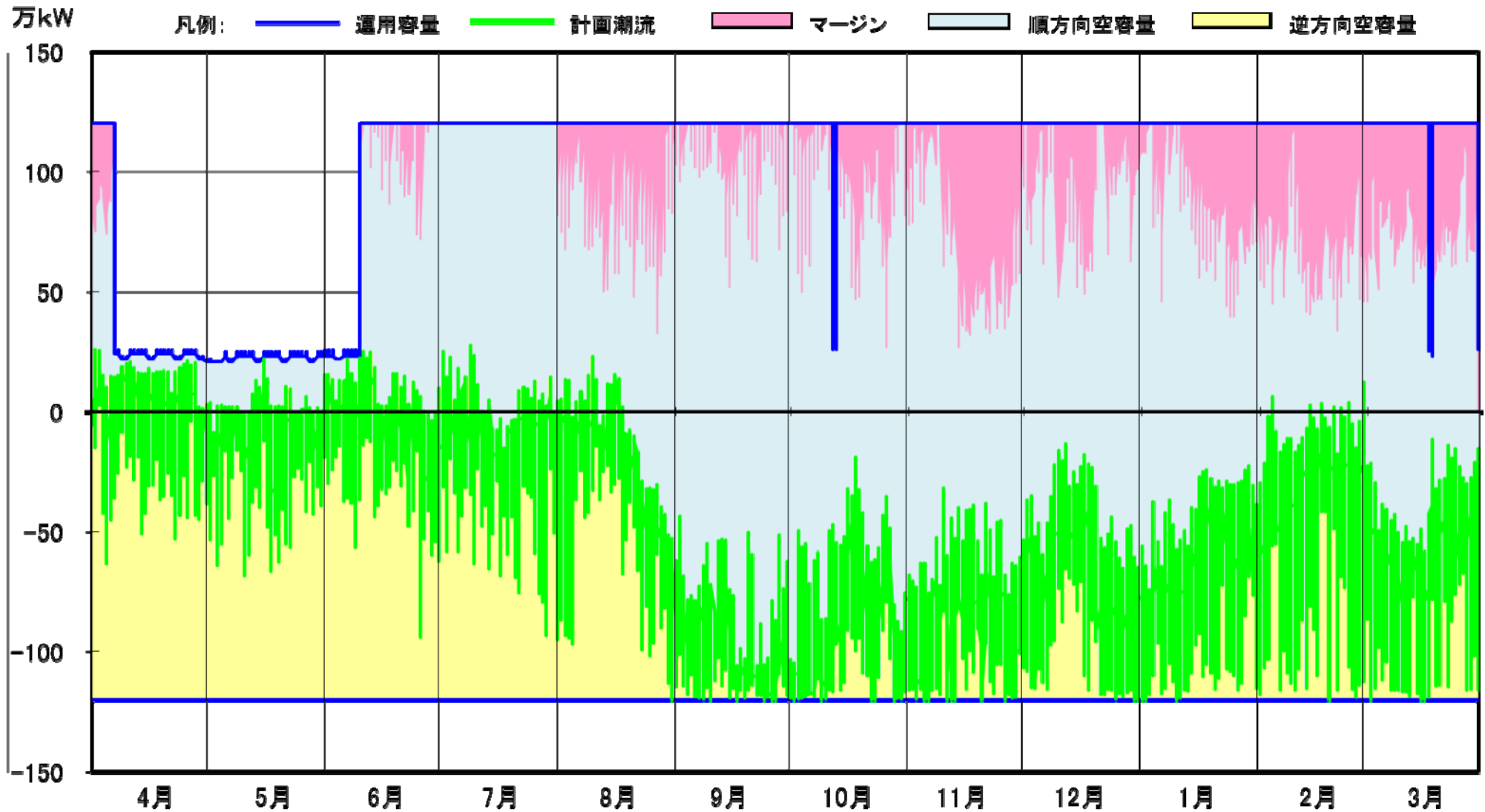
※ 北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。



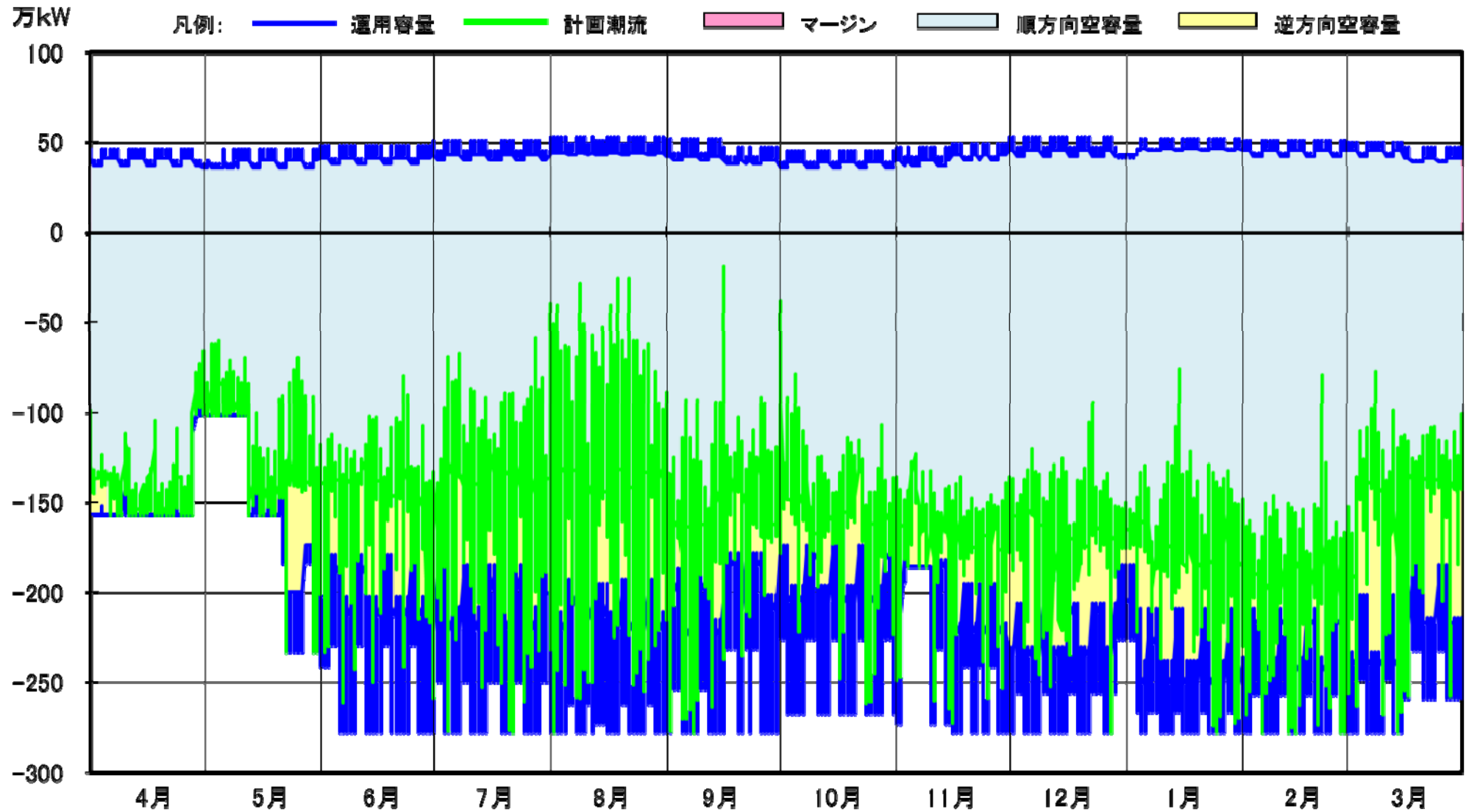
※ 関西→中国を順方向(正表示)、中国→関西を逆方向(負表示)とする。



※ 関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。



※ 中国→四国を順方向(正表示)、四国→中国を逆方向(負表示)とする。



※ 中国→九州を順方向(正表示)、九州→中国を逆方向(負表示)とする。