

昨冬の需給ひっ迫を踏まえた
広域的な需給ひっ迫対応に係る検討課題について
(kWhひっ迫時の供給力対策)

2021年9月22日

電力広域的運営推進機関

- ## A.広域予備率・ でんき予報の算 定方法



- ### 3.円滑な電力融通の実施に向けたルール化

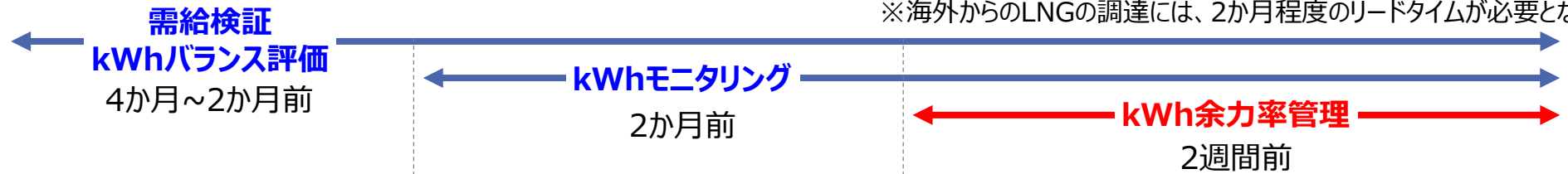
- に、需給ひっ迫時の政府の節電要請等に関するフローの整理

今回

▲ 調整力等委での議論

- kWh逼迫の対策は、大別して、燃料調達のリードタイム※より前に行うことができる対策と、リードタイムを割り込んだタイミングでの供給力対策・需要側対策が考えられる。それぞれのタイミングで、市場や需要家への影響等も考慮したうえで、kWh逼迫に陥らないよう対策を取る必要がある。
- kWh逼迫対策においては、まずは燃料調達のリードタイムを踏まえ、できるだけ早い段階で、kWh逼迫に関する適切なシグナルの発信を行い、事業者による燃料調達等の望ましい対応を促す対応が重要であると考えられる。
- 今回論点とする**kWh余力率管理を行う2週間前の断面における供給力対策**は、国、広域機関、一般送配電事業者が関係事業者等の協力を得ながら、燃料の追加調達が見込めない状況において、kWh逼迫の中で安定供給を確保するために行う、供給力を積み増す対策となる。

※海外からのLNGの調達には、2か月程度のリードタイムが必要となる。



目的
リスクシナリオを踏まえた見通しを示すことで**発電事業者や小売電気事業者などに適正な供給力（kWh）確保や余力の管理**を促す

kWh不足が生じた場合に、**国、広域機関、一送が需給対策を講じる**ための指標を定め、確認する

対応

- ・発電事業者等：燃料の**追加調達**や**相互融通**を含む、必要な**燃料調達計画の見直し**
- ・小売電気事業者等：相対契約等を活用した**供給力の確保**、デマンドリスpons契約の拡充等

国、広域機関、一送による**供給力・需要側対策**

<供給力対策>

- 電源Ⅰ'・電源ⅡOP運転
- 電源Ⅰ'長時間発動
- 発電設備の焚き増し依頼
- 供給電圧調整

**今回
論点**

<需要側対策>

- 効率的な電力の使用の呼びかけ
- 節電要請
- 計画停電
- 電気の使用制限

※その他、事業者による短期的な燃料の配船調整や、事業者間の燃料融通等も考えられる。

(1) 供給力対策

- ・kWh余力率管理を行う2週間の断面における供給力対策
- ・電源Ⅰ'発動、電源ⅡOP運転について
- ・電源Ⅰ'の長時間発動について
- ・発電設備の焚き増しについて
- ・広域機関からの焚き増しへの協力依頼について

(2) 融通指示

- ・供給力対策の実施と融通指示
- ・非ひっ迫ブロックにおける追加供給力対策の発動について

(3) 供給力対策の全体フロー

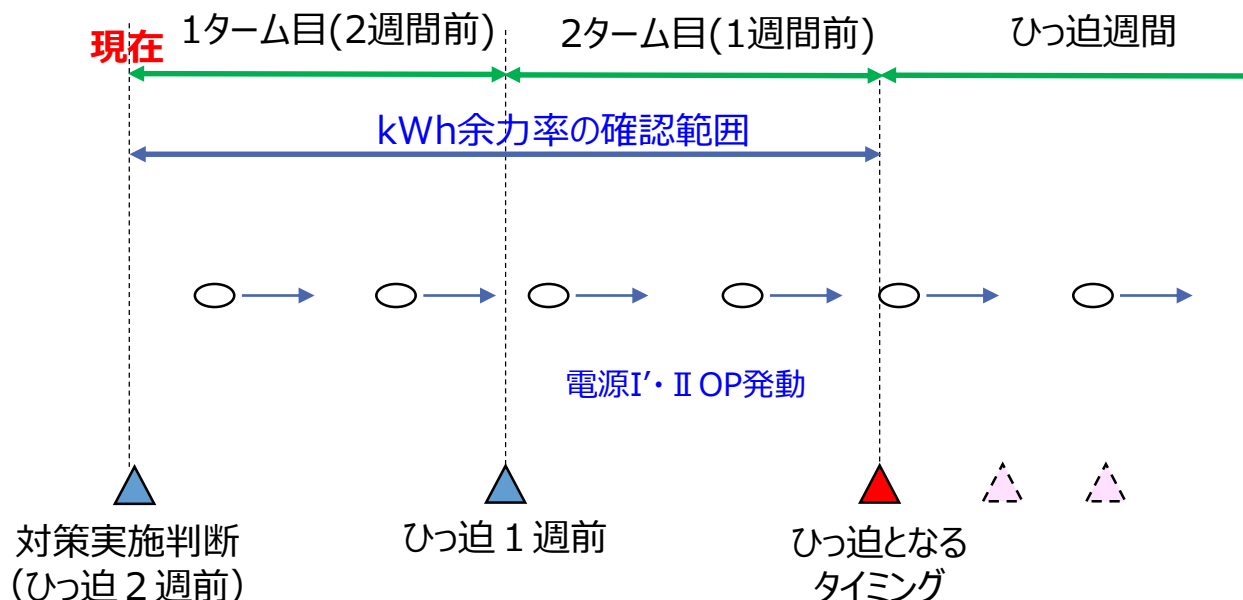
- ・kWhひっ迫時の供給力対策の開始判断と時期
- ・kWhひっ迫時の供給力対策の後段の早期実施検討
- ・kWhひっ迫時の供給力対策の開始判断と実施のイメージ

- kWh余力率管理を行う2週間の断面における供給力対策の実施においては、各対策の留意点等を考慮しつつ、**原則として市場や社会への影響が少ない対策から検討**し、前段の対策で**ひっ迫状態を解消できない場合は影響が大きい後段の対策を順次検討**し、実施していくべきと考えられる。
- 各対策の原則的な検討順序は、①電源Ⅰ'発動・電源ⅡOP運転、②電源Ⅰ'長時間発動・発電設備の焚き増しとし、加えて、エリア間の融通指示を行う必要がある場合には、(1) 空容量の範囲内、(2) マージン開放、(3) 運用容量拡大の順に検討を行い、必要に応じて実施することとしてはどうか。

対策	概要	留意点	市場・社会 影響	判断の 優先順位
①電源Ⅰ'発動	・H1需要時の需給バランス調整用電源（主にDR）	・1回3時間、年度12回までの発動回数制限		
①電源ⅡOP運転	・kWひっ迫時に電源Ⅱを定格出力以上で運転	・電源ごとにOP可能時間等の制約		
②電源Ⅰ'長時間発動	・kWh対策としての電源Ⅰ'の長時間活用（24時間×6日間）	・年度1回の発動制約 ・通常の電源Ⅰ'と同一契約者 ・可能な範囲での協力依頼		
②発電設備の焚き増し	・電源Ⅲ、自家発等の発電設備保有事業者、および相対契約を持つ小売電気事業者・アグリゲータへの焚き増し依頼	・市場供出または相対契約を前提とした、強制力を持たない「依頼」（※一送による買い取りは国にて議論中のため、本議論には含めない）		

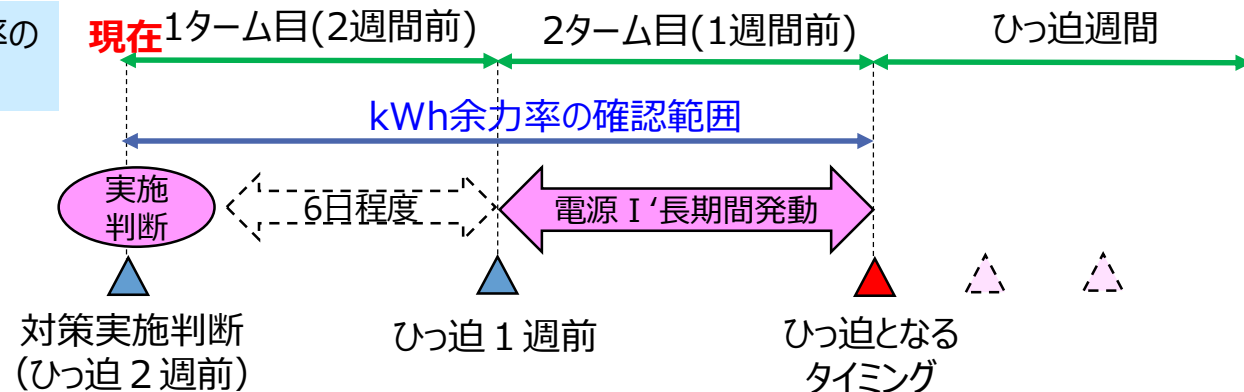
融通指示：（1）空容量の範囲内（2）マージン開放（3）運用容量拡大

- 電源 I '発動・電源 II OP運転は、もともとkWひっ迫時の対策として想定しているものであり、特に電源 I 'には年12回かつ1回当たり3時間の発動制約がある。
- 一方で、市場や需要家への影響が小さい対策であり、かつkWhひっ迫対策としても一定の効果を持つことから、**kWhひっ迫時においても、各対策の留意点や需給状況等を考慮しつつ、kWh余力率が3%程度を下回る場合には、広域機関と一般送配電事業者で協議の上で実施を判断**することとしてはどうか。
- 電源I'はほとんどがDRであることから、発動による減産の取り返し等がひっ迫期間内に起きないように、留意する必要がある。また、各エリアにおける電源 I 'の発動回数の残数、kWひっ迫を伴う可能性が高いピーク時間帯での発動、1日1回の発動にとどめることなどを併せて考慮することとしたい。
- 電源 I '長時間発動と通常の電源 I '発動の関係については、同一の契約者に対してどちらかしか依頼できないことから、実際の需給状況等を考慮し、**必要がある場合には、通常の電源 I '発動も検討**することとしてはどうか。



- 電源 I 'の長時間（24時間以上6日程度）の継続時間についての可能な範囲での協力依頼（以下、電源 I 'の長時間発動）にあたっては、6日程度前には発動依頼を実施することが必要となる。
- また、第60回本委員会(2021年4月30日)に示した通り、電源 I '長時間発動は、実態として「需要家の生産調整などの事業性に影響を与えること」、あるいは「需要家の自家発焚き増しにより対応すること」となることから、**実施順位としては、後段の発電設備の焚き増しと同順位**としてはどうか。
- したがって、2週間後のkWh余力率が3%程度を下回るなど、**2ターム目（1週間前）からの追加供給力対応が必要と、広域機関と一般送配電事業者で協議の上で判断した場合に、判断した場合に、電源 I 'の長時間発動を実施すること**としてはどうか。

2週間前に対策が必要なkWh余力率の低下を把握



要件	電源 I '	電源 I 'における長時間の継続時間の依頼
継続時間	3時間	24時間×6日間（連続発動）
発動回数	年間12回	年間1回 (発動した場合は年間の発動回数の4回程度として評価)
応動時間	3時間	1週間程度(例;6日間)
その他	-	3時間対応と長時間対応とでkWh価格は異なる。 - 長時間発動は、kWh不足の需給ひっ迫対応であることから、そのkWh価格については需給ひっ迫時のインバンス料金とすることも考えられる。今後、kWh不足の需給ひっ迫時における電源 I 'の長時間発動の運用について検討し、その検討結果を踏まえて、整理することとする。

出所) 第61回制度設計専門会合(2021年5月31日)
資料5-1
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/061_05_01.pdf

- 資源エネルギー庁の審議会において、需給ひっ迫時における自家発の焚き増しについて論点提起がなされ、平時から事業者が自ら備え、発動の判断がなされることが望ましいとして、小売・アグリゲータ等との相対契約（経済DR契約を含む）またはJEPX市場供出が推奨されている。
- 一方、小売・アグリゲータとの相対契約もJEPX供出も困難な自家発においては、一送による買い取りが検討されている。
- そのため、一送による自家発買い取りの議論は国の審議会による今後の整理を待つこととして、今回は、需給ひっ迫時に発電設備の所有者、およびそれらと相対契約を持つ小売・アグリゲータに対して、発電設備の焚き増しを依頼することについて、ご議論いただきたい。

平時からの備え（小売電気事業者等による自家発との契約）

- 小売電気事業者において、平時から自家発保有者と買電やDRなどの契約をしていれば、需給ひっ迫時には、当該契約に基づき、自家発の焚き増し分が当該小売電気事業者を通じて需要家に供給されることとなる。（DRの場合は当該自家発保有者が自家消費）
- また、分散電源の統合役としての役割が期待されるアグリゲーターにおいても、平時から自家発と契約をしておくことで、需給ひっ迫時に自家発の発電余力を活用する機能を担うことができる。
- **したがって、小売電気事業者やアグリゲーターに、積極的に需給ひっ迫時に備えた契約を自家発電保有者と結んでおくことが望ましい。**
- そのような契約締結の促進に向けて、資源エネルギー庁において、特定自家用電気工作物設置者（※）の連絡先等に関するHP情報の充実を図ることとしてはどうか。
※電気事業法第二十八条の三で定める自家発電設備保有者であり、前述の電力需要のひっ迫時に焚き増しができる可能性がある事業者から、電気事業者を除いた者（2-1.）。
- なお、自家発保有者との契約に際しては、年始の需給ひっ迫時に顕在化した課題に鑑み、どのような要請があった場合にどのように発電余力を活用するか、また、事後的な精算をどのように行うか、あらかじめ明確化しておくことが望まれる。

平時からの備え（一般送配電事業者による調達の考え方）

- 年始の需給ひっ迫時には、供給力を増やす観点から、
 ①電力広域機関から非調整電源（自家発電設備等）を保有する発電事業者等に対する焚き増し指示（電気事業法及び業務規程に基づく）
 ②一般送配電事業者から自家発保有事業者に対する焚き増し協力依頼（資源エネルギー庁からの要請に基づく）
 が行われた。
- 需給のひっ迫時、焚き増した電力が卸電力市場で販売されれば、市場において価格が決定することとなる。また、既存契約に基づき小売電気事業者に直接供給されれば、その買取価格は、あらかじめ結ばれた小売電気事業者との契約に基いて決められることとなる。
- 一方、電力広域機関の会員でない自家発保有者が卸電力市場の取引会員となることは少なく、焚き増した電力が卸電力市場で販売される可能性は小さい。また、既存契約がなく小売電気事業者に供給されていない場合は、一般送配電事業者が直接買い取ることとなり、事前にルール等が定められていないため、その買取価格について事後的な協議が難航することもあり。
- **このような事態を回避するには、一般送配電事業者が需給ひっ迫時に自家発保有者から余剰電力を調達する場合の具体的な手順や精算方法等について、あらかじめルールを定めておくことが有効である。**
- このため、今後、これらの事項について、ルールの在り方も含めて検討を行うこととしてはどうか。また、費用精算の在り方については、電力・ガス取引監視等委員会において検討を行うこととしてはどうか。

- 発電余力を持つ発電設備には、その焚き増しにより、kWhひっ迫を緩和する効果を見込むことができるものがある。
- そうした発電設備のうち、電源Ⅰ・Ⅱは、一般送配電事業者との調整力契約があり、焚き増しができる余力のある発電設備に対しては、その調整力運用の中で指令等を行うことができる。
- 他方、調整力契約のない、いわゆる電源Ⅲや自家発電設備と呼ばれる発電設備は、kWhひっ迫を緩和する発電余力を持ちつつも、実際には焚き増しを実施していない発電設備が存在しうる。
- そのような電源Ⅲや自家発電設備に可能な範囲で焚き増しを実施いただくよう、**kWh余力率3%程度以下（kWhひっ迫）になり、必要と判断した場合には、広域機関から、発電設備の所有者等である電気事業者（広域機関の会員）等に対して、下記の方法・内容の協力依頼を行うこととしてはどうか。**
- **この際、ひっ迫している燃料種の不足をさらに助長する発電設備の焚き増しは本依頼から除外する旨、依頼文に記載する。**

発出方法（発出先）	一斉メール（広域機関の全会員）、広域機関HP掲載（会員＋その他電気供給事業者等）※3
対象事業者	ひっ迫ブロック（※1）に対象発電設備を持つ事業者、それらと相対契約（経済DR含む）を持つ事業者
対象発電設備	一般送配電事業者と調整力契約を持たない、ひっ迫ブロック（※1）の発電設備（いわゆる電源Ⅲ・自家発）
対象期間	依頼時点からkWhひっ迫週間まで（延長するときは、追加の依頼を行う）
依頼内容	可能な範囲での発電設備の稼働・出力の増大（※2相対契約を有する場合は、契約を優先）
燃料種	「ひっ迫している燃料種の不足をさらに助長する発電設備の焚き増しは本依頼から除外」の旨、メール・HPに記載
電気の受け渡し	JEPX供出または相対契約（※2 精算も、JEPXまたは相対契約の中で実施）

※1 原則としてひっ迫ブロックで実施するが、融通可能な場合は非ひっ迫エリアでも実施することがある。

※2 事前に対応可否を確認せず、事業者に対して広く協力依頼をするという性質上、強制力は持たせず、可能な範囲での任意の協力を求める形とする。

※3 ひっ迫している燃料種以外の発電設備の焚き増しに限定するよう、メール発出対象とする事業者を選定すること等を今後検討する。

(1) 供給力対策

- ・kWh余力率管理を行う2週間の断面における供給力対策
- ・電源Ⅰ'発動、電源ⅡOP運転について
- ・電源Ⅰ'の長時間発動について
- ・発電設備の焚き増しについて
- ・広域機関からの焚き増しへの協力依頼について

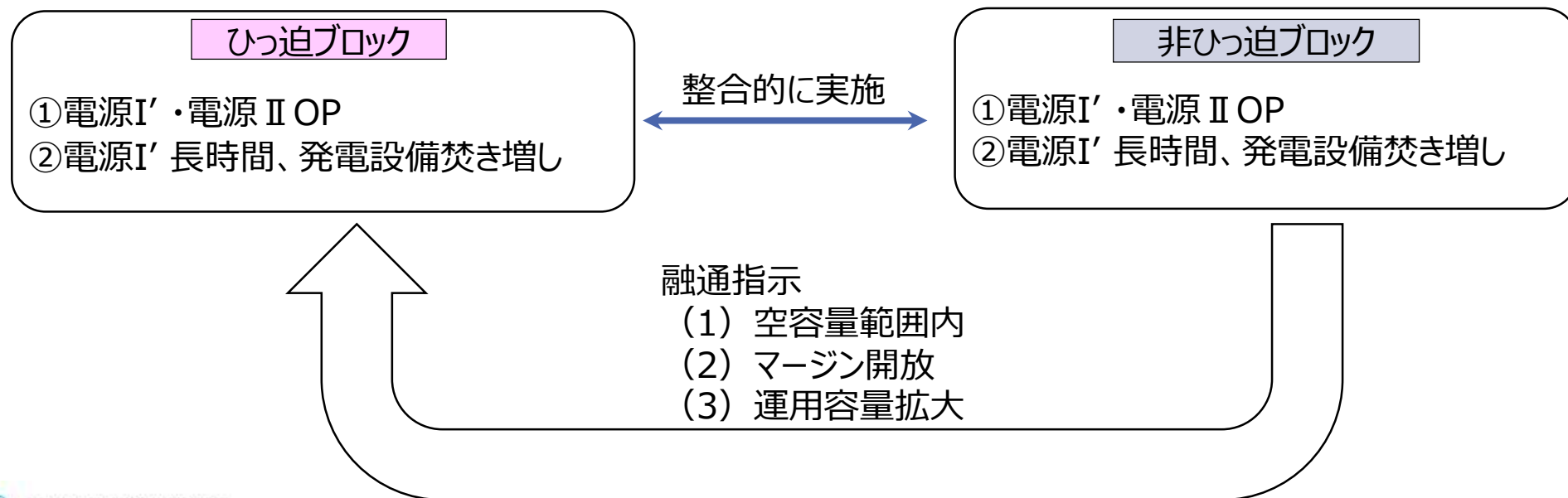
(2) 融通指示

- ・供給力対策の実施と融通指示
- ・非ひっ迫ブロックにおける追加供給力対策の発動について

(3) 供給力対策の全体フロー

- ・kWhひっ迫時の供給力対策の開始判断と時期
- ・kWhひっ迫時の供給力対策の後段の早期実施検討
- ・kWhひっ迫時の供給力対策の開始判断と実施のイメージ

- kWh広域ブロックのkWh余力率が3%程度以下に低下した場合には、ひっ迫ブロックでの供給力対策①、および非ひっ迫ブロックからひっ迫ブロックへの融通指示を併せて検討し、需給状況等を勘案しながら各対策や融通指示を実施する。
- その対策の実施後もひっ迫ブロックのkWh余力率が3%程度に満たないと想定される場合には、ひっ迫ブロックにおいて後段の対策②を検討しつつ、非ひっ迫ブロックにおいても、ひっ迫ブロックへ融通するための連系線空き容量があり、かつ融通原資が不足する場合には、**対策①②をひっ迫エリアと整合的に検討していく**ことかどうか。（第45回本委員会にて示した非ひっ迫エリアにおける電源Ⅰ'発動の考え方と同様：次スライドにてご説明）
- 上記手順において、ブロック間の融通指示のための連系線空容量が明らかに不足する場合には、（2）マージン開放、（3）運用容量拡大を検討することとしたい。ただし、（2）は大規模電源脱落時等の対応余力の低下等、（3）は連系線異常時の停電リスク等を伴うことを考慮の上、実施を判断する。



- 第45回本委員会では、他エリアの需給改善のための融通原資が不足する場合には、電源Ⅰ'の活用を検討することとした。
- 上記と同様の考え方から、融通指示によりkWh余力の融通が可能と想定される場合には、**非ひっ迫ブロックにおける追加供給力対策①②の実施は、ひっ迫ブロックと整合的に検討すること**としてはどうか。

第45回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_45_04.pdf

(論点) 他エリアの需給改善のための電源Ⅰ'発動方法の明確化について

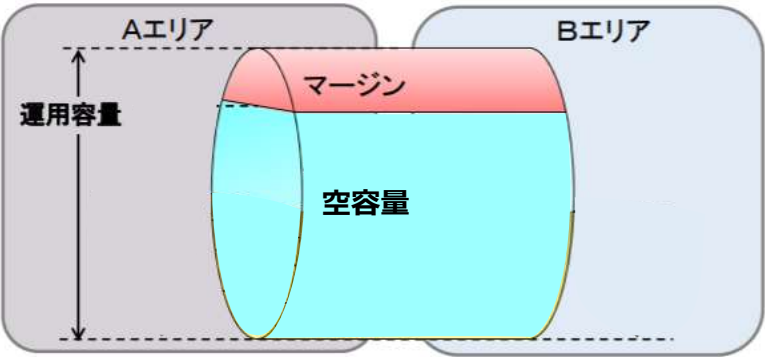
13

- 現状は、各エリアの一般送配電事業者が各エリアの電源Ⅰ'必要量を調整力公募にて調達しており、自エリア予備率をもとに自エリアの需給改善のために電源Ⅰ'を発動することを基本としている。
- 広域は融通指示にあたっては送電エリアの電源Ⅰ'の発動は考慮せず、融通可能量を確認している。
- 9月10日は融通原資が不足している状況であり、関西エリアの電源Ⅰ'で他エリアの需給改善に対処したが、本運用の手法は予め明確化されていたとはいえない状況であった。
- 全国的に需給がひっ迫し、他エリアの需給改善のための融通原資が不足する場合には、電源Ⅰ'を活用することを明確化してはどうか。
 - ▶ 当面（調整力の広域運用開始前の現在～2020年度まで）の運用は下表に示すとおり。
 - ▶ なお、調整力の広域運用が本格的に導入される2021年度以降の電源Ⅰ'の発動基準については、その調達方法や、調整力の広域運用や融通との関係性などを整理の上、別途検討することとする。

電源Ⅰ'の運用	実施判断者	判断基準
自エリアの需給改善のための電源Ⅰ'の発動 ・ 予備率が3～5%程度未満となる場合に電源Ⅰ'を発動	各エリアの一般送配電事業者	自エリア予備率3～5%程度未満
他エリアの需給改善のための電源Ⅰ'の発動 ①広域機関から各エリアの融通可能量を算定する基準となる予備率を指定 ②一定程度予備率を下げても、他エリアの需給状況改善のための融通原資が不足する場合に、広域機関が各エリアの電源Ⅰ'発動可能量を確認 ③電源Ⅰ'の発動を要請	広域機関	融通原資が不足する場合 今回追加

- 地域間連系線には運用容量の一部を安定供給の確保のため、マージンとして空き容量とは区別して管理している。業務規程第152条の規定により、緊急時はマージンを使用した供給を行うことができる。
- kWh逼迫時においても、非逼迫ブロックから逼迫ブロックへの融通指示の際に連系線空き容量が不足する場合には、適宜マージンを使用して融通を実施していく。

※「マージン」とは、電力系統の異常時若しくは需給逼迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給するため若しくは電力系統を安定に保つため、電力市場取引の環境整備のため、又は調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の潮流方向ごとの運用容量の和の一部として本機関が管理する容量をいう。



(a) マージンの管理

【予備力・調整力に関連したマージン】					内は当該区分に該当する機種のマージン
マージンの分類	マージンの目的	通常考慮すべきリスクへの対応		稀頻度リスクへの対応	
		(参考) エリアが確保する調整力分※1	左記のうち、エリア外調達分	エリア外期待分	エリア外期待分
「需給バランスに対応したマージン」	需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン	電源 I	A 0 ・電源 I [*] ・(三次調整力①) ※2 ・三次調整力②	A 1 ・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当	A 2 ・系統容量3%相当
「周波数制御に対応したマージン」	電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つためまたは周波数制御（電源振動対応を除く）のために設定するマージン	電源 I - a	B 0 ・北海道電力実証試験 ・(一次調整力①) ※2 ・(二次調整力①) ※2 ・(二次調整力②) ※2	B 1 ・東京中部間連系設備 (EPPS：逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC：逆方向)	B 2 ・東京中部間連系設備 (EPPS：順方向)

※1：表中には記載を省略しているが、電源Ⅱの余力も含む。 ※2：() 内は広域調達・広域運用と連系線容量確保が決まった段階で適用

【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】			
マージンの分類	マージンの目的	通常考慮すべきリスクへの対応	稀頻度リスクへの対応
「連系線潮流抑制のためのマージン」	電力系統の異常時に電力系統を安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン	C 1 ・北海道本州間連系設備（潮流抑制）	C 2 ・東北東京間連系線（潮流抑制）

出所）第11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 および
第57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 および

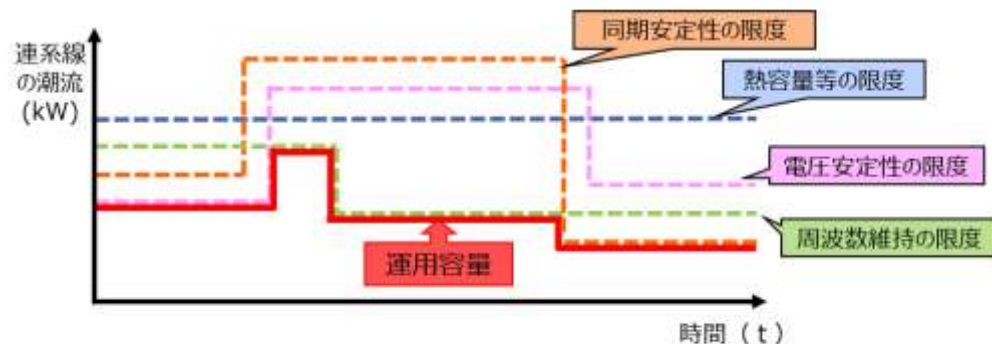
第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料5

(b) マージン確保の考え方

- 地域間連系線の運用容量は、各制約によって設定されている。業務規程第153条の規定により、緊急時は運用容量を拡大し、融通を行うことができる。
- 昨冬の需給ひっ迫時においてもマージン使用その他の対策を行ってもなお一部の連系線の空容量が不足しており、需給ひっ迫のおそれがあったことから、運用容量拡大を実施した。
- 運用容量の拡大は制約要因に起因する供給信頼度の低下が伴うことから、需給ひっ迫状況、系統状況、故障発生時の社会的影響を総合的に勘案し、慎重な判断が求められる。

上限値の考え方

電力系統を安定的に運用するためには、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれの制約要因を考慮する必要があり、4つの制約要因の限度値のうち最も小さいものを連系線の運用容量としている¹⁾。

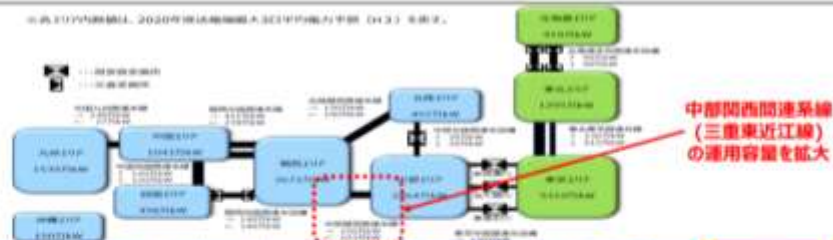


1) 各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する場合がある。

連系線の運用容量算出における検討条件について
(2022～2031年度) 2021年5月31日
※各限度のグラフを修正

■ 平常時、供給エリア間をつなぐ地域間連系線の最大運用容量は、長期的・安全に連系線を使用する観点から、当機関が設定している。今回の緊急時においては、一部連系線の空き容量不足により電気を送ることができず、需給が悪化するおそれがあったため、緊急措置として一時的に当該連系線の運用容量を拡大した。

※ 西エリア内は、2020年度送電能力最大322万kWを前提とする。



日付	融通希望量 (関西以西)	空容量 (三重東近江 +南福光)	拡大 要否	拡大した時間帯	拡大後の空容量 (三重東近江 +南福光)	融通実績 (中部以东 送電分)	効果 (停電回避量)
1月8日	3000万kWh	2800万kWh	要	4:30～24:00	5100万kWh	3000万kWh	610万kWh
1月9日	4000万kWh	2000万kWh	要	3:00～24:00	4600万kWh	2500万kWh	580万kWh
1月10日	2000万kWh	1500万kWh	要	0:00～24:00	4000万kWh	1950万kWh	780万kWh
1月11日	3200万kWh	1900万kWh	要	0:00～24:00	4400万kWh	2500万kWh	1180万kWh
1月12日	2100万kWh	3500万kWh	要※	0:00～24:00	6100万kWh	2100万kWh	530万kWh
1月13日	4600万kWh	3200万kWh	要	0:00～24:00	5900万kWh	4300万kWh	1940万kWh
※ 1月12日については、送電会社による送電可能時間帯の制約が多く、空容量が大きい他の時間帯での融通調整が困難な状況であったことから、受電会社の日量を充足するよう運用容量を拡大(日量では空容量に余裕があるものの、運用容量の拡大が必要となったもの)							計 約5,600万kWh

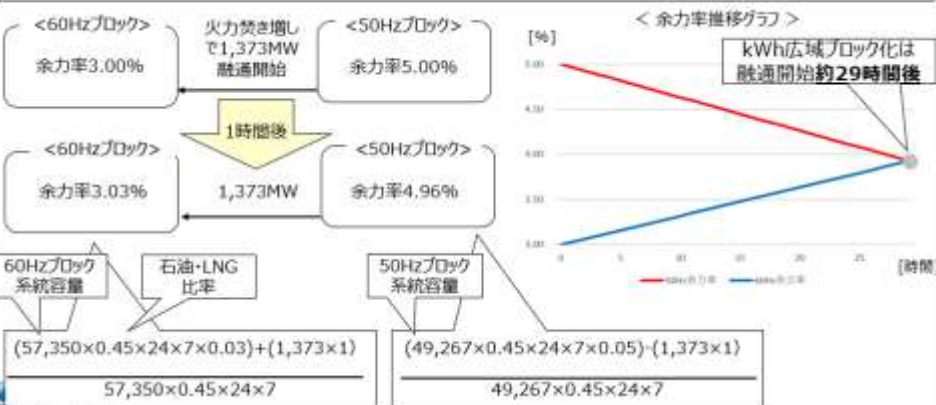
第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料5

- kWh余力率の平均化のためには、広域ブロック間・広域ブロック内において、広域機関からの融通指示が必要となるケースが想定される。
- なお、融通指示を適切なタイミングで実施するためには、エリアごとに適切にkWh余力率の把握や管理を行い、各一般送配電事業者がエリアの需給状況のひっ迫を把握し、融通の必要性やその期間・量等を判断できることが必要となる。

(参考) ケーススタディ：50Hz⇒60Hzブロックへの融通によるkWh広域ブロック化

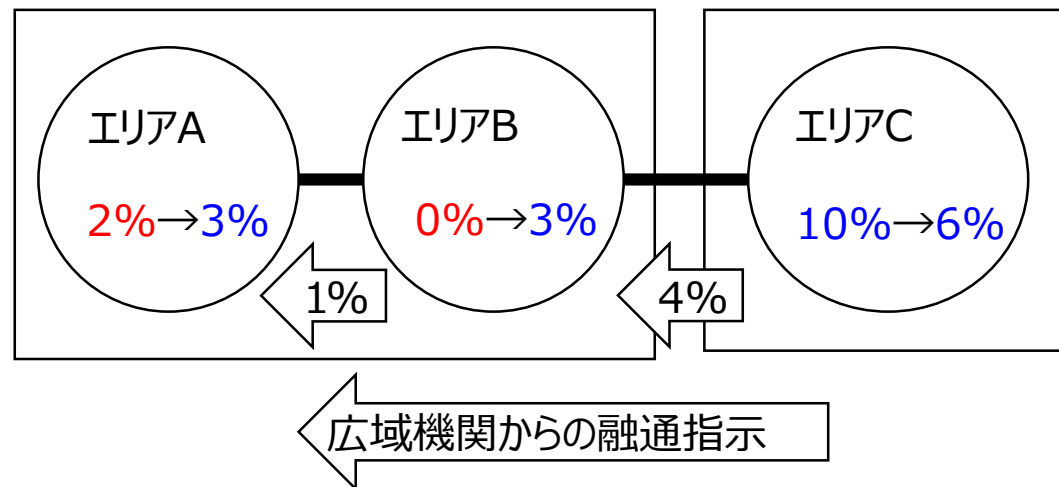
30

- 融通によるkWh広域ブロック化（余力率を同一にすること）は、連系統の空き容量や系統規模にも影響を受けることから、どれくらいの期間で2つの広域ブロックを1つに広域ブロック化できるかケーススタディを行った。
- 余力率5%である50Hzブロックから余力率3%である60HzブロックにFCマージンを使用せず送電する場合、kWh広域ブロック化には少なくとも約29時間必要となることがわかった。
- したがって、広域的なkWh余力率で供給力対策を判断し、適切なタイミングで融通を実施する。



広域ブロック①
kWh余力率 1% → 3%

広域ブロック②
kWh余力率 10% → 6%



第64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/2021/files/chousei_64_02r1.pdf

kWhひっ迫時の融通指示のイメージ
 (エリアA、B、Cは、同一需要規模と仮定)

(1) 供給力対策

- ・kWh余力率管理を行う2週間の断面における供給力対策
- ・電源Ⅰ'発動、電源ⅡOP運転について
- ・電源Ⅰ'の長時間発動について
- ・発電設備の焚き増しについて
- ・広域機関からの焚き増しへの協力依頼について

(2) 融通指示

- ・供給力対策の実施と融通指示
- ・非ひっ迫ブロックにおける追加供給力対策の発動について

(3) 供給力対策の全体フロー

- ・kWhひっ迫時の供給力対策の開始判断と時期
- ・kWhひっ迫時の供給力対策の後段の早期実施検討
- ・kWhひっ迫時の供給力対策の開始判断と実施のイメージ

- 前回の本委員会において、kWh対策は、早めに発動を判断し、長い期間にわたって対策を講じることが効果的なことから、判断時点でのリスクの確度を踏まえつつ、適切なタイミングで対策を実施することが必要とした。
- 具体的には、週間ごとに更新するkWh余力率管理において、3%程度以下となる逼迫ブロックが予測された時点で、**kWh余力率3%程度の回復を目標として各対策の実施を判断することとした。**

※kWh余力率は、燃料在庫を週間需要予測量で割って算出する。100% = 週間需要予測量

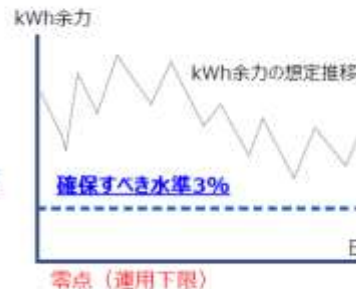
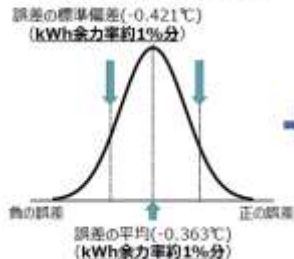
確保すべき水準の定義

26

- kWhの余力として確保すべき水準を、気温想定誤差による需要想定誤差①②および電源停止の発生リスク③の合計78GWh/日（1日の全国需要の約3%）としてはどうか。

- ① 1週間の日々の予測誤差の加重平均に対する標準偏差0.421℃：29GWh/日（約1%分）
- ② 1週間の日々の予測誤差の平均0.363℃低：25GWh/日（約1%分）
- ③ ベース電源脱落（1000MW程度）継続停止：24GWh/日（約1%分）

気温想定誤差の確率分布



追加供給力対策の実施を判断するkWh余力率の考え方

28

- kWh対策は、早めに発動を判断し、長い期間にわたって対策を講じることが効果的である。
- 他方で、想定されるリスクまでの期間が長いと、想定誤差等によりリスクの確度が低く、対策実施後の状況変化によっては、結果として、過剰な対策となる可能性がある。
- したがって、リスクの確度を踏まえつつ、適切なタイミングで適切な量の対策を実施することとし、具体的には、下表のように、対策実施内容毎にその発動基準を整理していくこととしてはどうか。

判断例	2ターム前		1ターム前	
	kWh余力率	追加供給力対策	kWh余力率	追加供給力対策
対策必要量が小さいため、1ターム前に実施を判断	3.0~2.5%程度	対策1準備	3.0~2.5%程度	対策1実施
対策必要量が大きく、リスクの確度が高いため、2ターム前から適切な対策を実施	2.5~1.0%程度	対策1実施+対策2準備	2.5~1.5%程度	対策1実施+対策2実施
	1.0%以下程度	対策1実施+対策2実施	1.5%以下程度	対策3実施

1ターム前はリスクの確度が高いため、必要な対策を実施

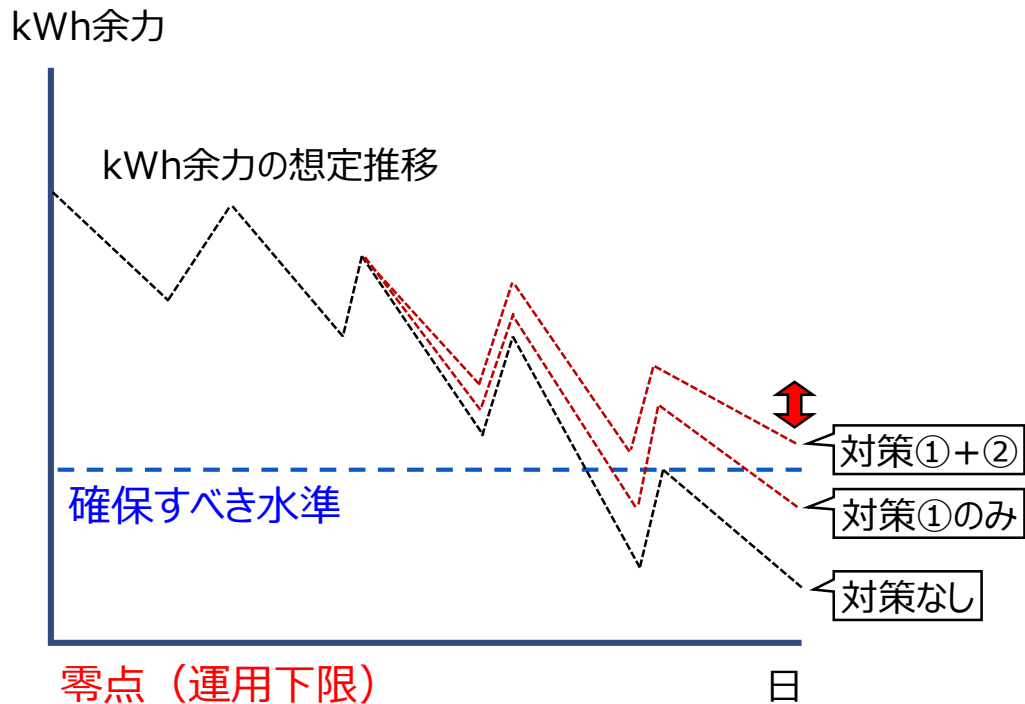
対策順位	対策内容	効果量想定値	元データ	効果量
対策1	電源ⅢOP運転	248万kWh/日	電源Ⅰ'必要量からのOP稼働分	約15GWh/日 (1週間の効果量0.5%)
	電源Ⅰ'発動	1,238万kWh/日	電源Ⅰ'集集量(最大12回)	
	電源Ⅲ増し増し	1,800万kWh/日	2020年度冬季実績想定	
対策2	自家発電増し増し	1,400万kWh/日	2020年度冬季実績想定	約30GWh/日 (1週間の効果量1.0%)
	電源Ⅰ'長時間発動	効果量未定	今後契約調整	
対策3	供給電圧調整	1,800万kWh/日	2020年度冬季実績想定	

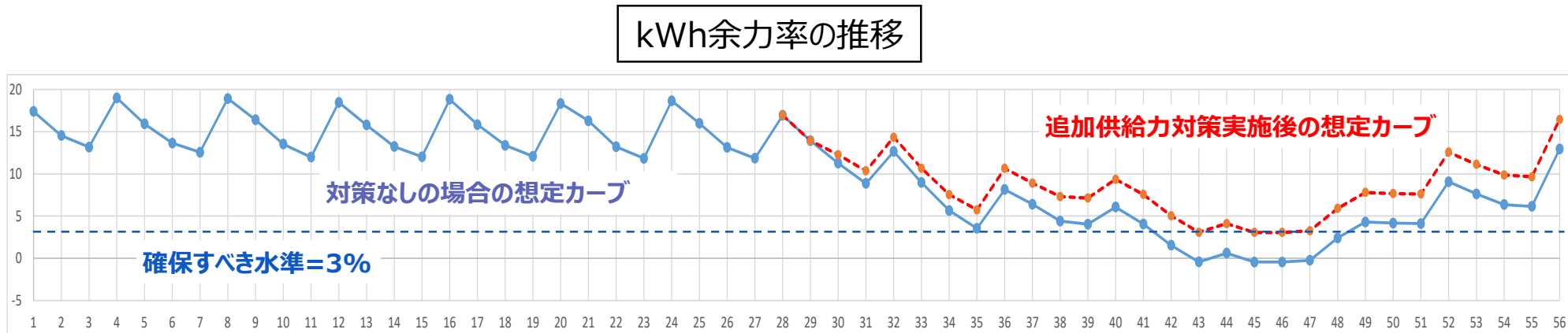
第64回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_64_02r1.pdf

- kWh逼迫時における供給力対策は、原則として、市場や社会への影響の少ない対策から実施し、影響が大きい対策は前段対策で逼迫状態を解消できない場合に順次実施していくことが望ましいが、対策の効果が蓄積的であることから、kWh逼迫が判明した時点で早期に後段対策の実施要否を検討すべきと考えられる。
- また、これまで述べてきたように、各対策にはそれぞれ留意点や制約があり、また効果量を一定の正確さをもって想定することが難しい対策もあることから、**実際の対策実施にあたっては、需給状況等を考慮し、柔軟に運用すること**としてはどうか。

対策
①電源Ⅱ OP運転
①電源Ⅰ' 発動
②電源Ⅰ' 長時間発動
②発電設備の焚き増し依頼





kWhモニタリング
2か月前～

kWh逼迫判断

kWh余力率管理

1ターム目
(2週間前)

2ターム目
(1週間前)

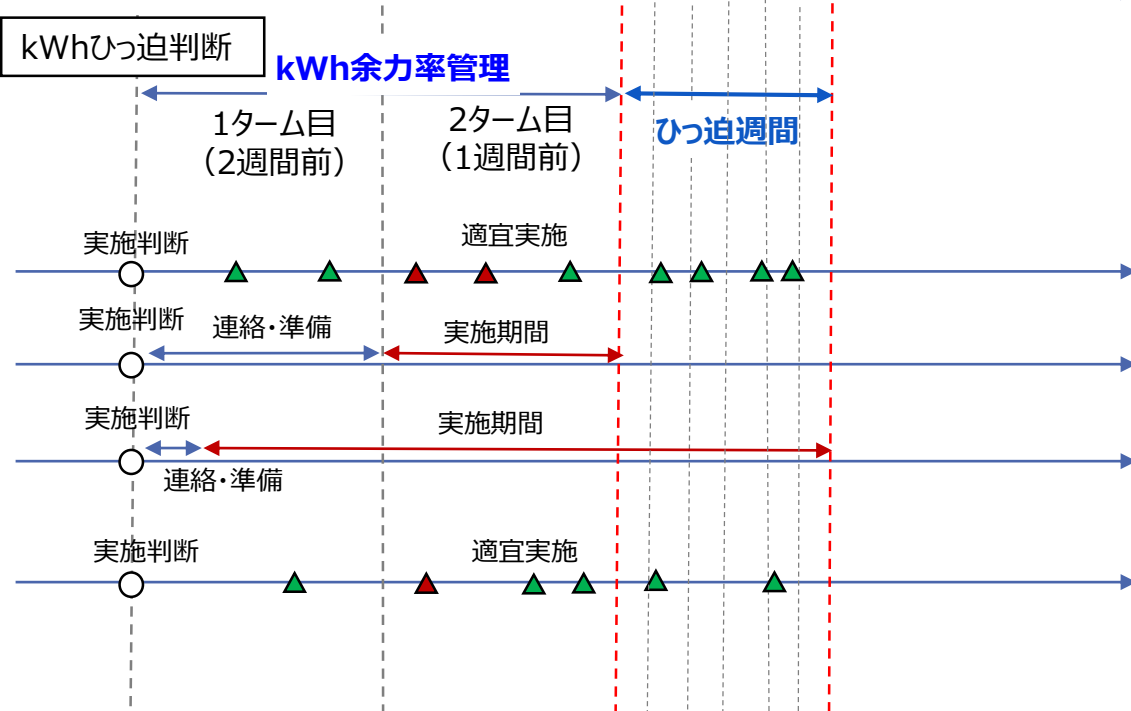
逼迫週間

①電源Ⅰ'発動・電源ⅡOP運転

②電源Ⅰ'長時間発動

②発電設備焚き増し

融通指示 (1) 融通指示
(2) マージン開放
(3) 運用容量拡大



- kWh余力率管理の対象である2週間というタームにおいてkWh不足が判明した場合に取り得る、供給力対策に関して、調整力の活用、発電設備の焚き増し、融通指示との組み合わせについて議論した。
- 電源Ⅰ'発動・電源ⅡOP運転は、kWh余力率が3%程度を下回る場合には、kW逼迫も同時に起きる可能性が高いピーク時間帯での発動、1日1回の発動にとどめることなどを考慮の上、実施を判断することとしてはどうか。
- 電源Ⅰ'長時間発動は、実態として需要家事業性に影響を与えること、あるいは需要家の自家発焚き増しで対応することから、実施の検討順序としては、電源Ⅰ'発動・ⅡOP運転より後段、発電設備焚き増しと同じとしてはどうか。
- 電源Ⅰ'長時間発動は、6日程度前に実施することが必要なことから、2週間後のkWh余力率が3%程度を下回る場合、1週間前からの追加供給力対応が必要と判断した場合に、実施することとしてはどうか。
- 電源Ⅲや自家発などの焚き増しに関しては、広域機関から、広域会員である発電設備保有事業者、およびそれらと相対契約を持つ小売電気事業者やアグリゲーター等に対して、焚き増しを依頼することではどうか。この際は、逼迫している燃料種の電源は依頼対象から除外することではどうか。
- 供給力対策の検討順序は以下の表のようにしてはどうか。

供給力対策の検討順序（案）

対策	概要	留意点	市場・社会影響	判断の優先順位
①電源Ⅰ'発動	・H1需要時の需給バランス調整用電源（主にDR）	・1回3時間、年度12回までの発動回数制限		
①電源ⅡOP運転	・kW逼迫時に電源Ⅱを定格出力以上で運転	・電源ごとにOP可能時間等の制約		
②電源Ⅰ'長時間発動	・kWh対策としての電源Ⅰ'の長時間活用（24時間×6日間）	・年度1回の発動制約 ・通常の電源Ⅰ'と同一契約者		
②発電設備の焚き増し	・電源Ⅲ、自家発等の発電設備保有事業者、および相対契約を持つ小売電気事業者・アグリゲーターへの焚き増し依頼	・市場供出または相対契約を前提とした、強制力を持たない「依頼」 ・一送による買い取りは国にて議論中		

融通指示：（1）空容量の範囲内（2）マージン開放（3）運用容量拡大