

同時市場における 発動制限 ΔkW の取り扱いについて

2023年11月9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2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）において、同時市場における発動制限 ΔkW の課題に関し、海外事例の調査および連系線マーシンの考え方見直しの必要性についてのご意見を頂いた。
- また、第53回本作業会（2023年10月5日）において、各タスクアウト項目に対するご意見として、今後、混雑が増加していくことが予見される中、調整力または予備力のためのマーシンのについて、課題提起いただいたところ。
- 今回、調整力または予備力のためのマーシンのに関して、海外における発動制限 ΔkW 事例の調査および現行の日本における ΔkW マーシンのについて確認を行った。これらを踏まえたうえで、同時市場における発動制限 ΔkW の取り扱いや検討の進め方について整理したため、ご議論いただきたい。

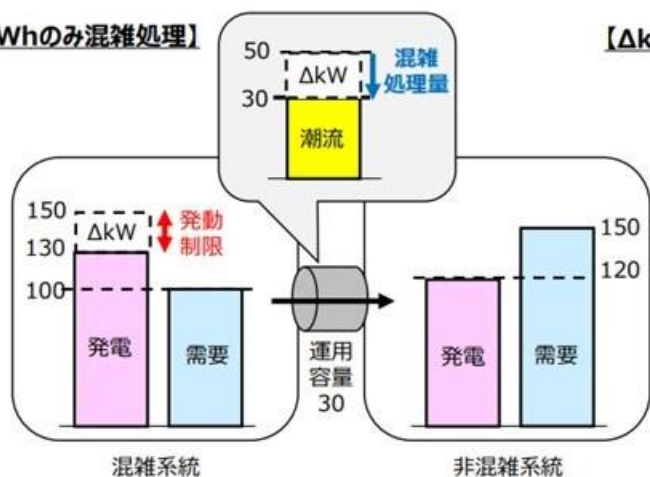
- 電源起動・出力配分 (SCUC・SCED) ロジックにおいて、kWhだけでなく ΔkW も含めて送電容量制約で扱う手法を検討する一方、仮に技術的に何らかの課題が見受けられた場合に備えて、 ΔkW 確保エリアの細分化や ΔkW 発動制限への対応等も並行して検討を進めていく必要がある。

系統制約の取り扱い (検証の進め方)

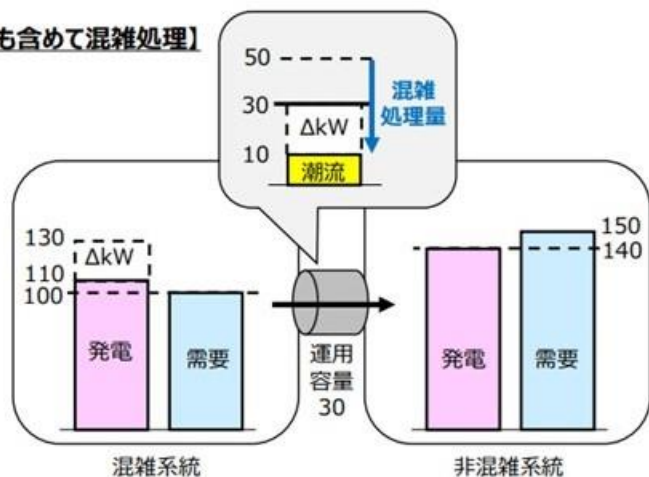
59

- 前述のような状況 (同時最適時も混雑 ΔkW は発動制限) を回避するには、例えばkWh (電力量) のみならず ΔkW (調整力) も含めて送電容量以内に収める送電容量制約 (最適化ロジック) とする方法も考えられる。
- このような方法により発動制限 ΔkW の課題は解消すると考えられるものの、海外で採用されている例は見受けられず、計算負荷等何らかの課題があると推察される。
- このため、送電容量制約をkWhだけでなく ΔkW も含めて送電容量以内とする制約とした場合の収束性等計算負荷等へ与える影響について比較検証を行っていくこととしたい。
- 一方、仮に技術的に何らかの課題が見受けられた際は、米PJMのように、 ΔkW 確保エリアの細分化や細分化エリア内で発生する混雑 (ΔkW 発動制限) への対応等も必要になると考えられることから、その場合への対応についても、調整力の定義見直し検討に合わせ、並行して検討を進めていきたい。

【kWhのみ混雑処理】



【 ΔkW も含めて混雑処理】



(参考) 米PJMにおける ΔkW を考慮した混雑処理(参考) 米PJMにおける ΔkW を考慮した混雑処理

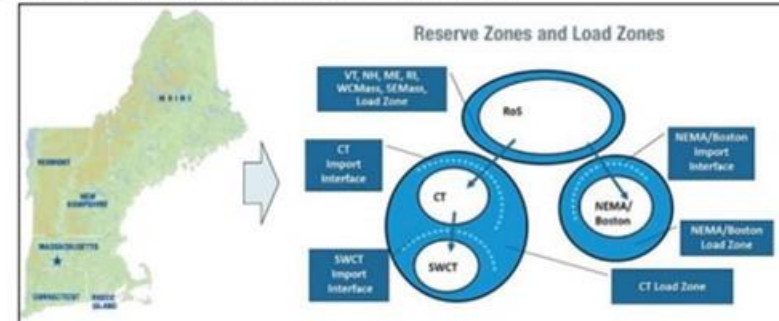
60

- 米PJMの混雑処理は、あくまでもkWh（電力量）のみ考慮しており、混雑系統において発動制限がかかる ΔkW は存在することとなる。
- これに対し、米PJMでは ΔkW の発動制限を生じないようにするため、（発生頻度が高いと見込まれる）混雑送電線を対象に（2~5つ程度）、 ΔkW の確保エリアを細分化し、細分化したエリア毎に ΔkW を確保することで対応していると考えられる。
- ただし、このような対応を取ったとしても、細分化エリア内で混雑発生ならびに ΔkW 発動制限が生じる可能性はありと考えられ、これにどのように対応しているか（考えているか）については現在調査中。

PJMにおける調整力確保のエリア区分



ISO-NEにおける調整力確保のエリア区分



出所) PJM, Reserve Market (2016年12月6日) より抜粋

<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/reserve-market.ashx>

出所) ISO New England, Key Grid and Market Stats, Maps and Diagramsより抜粋

<https://www.iso-ne.com/about/key-stats/maps-and-diagrams/>

■ 金本座長

系統制約があるときに ΔkW をどうするかというところですが、私を見る限り、それで系統を予約するというふうなことはPJMでは全くしてない。その詳細は後で調べていただきたいと思うんですが、基本的に、この最適化のプロセスの中で、N-1 contingencyは全部計算をして必ず守られるようにしているというのがあります。 ΔkW ってcontingencyのために取ってるんで、N-1を全部やってればほぼほぼ網羅されている。そこで各contingencyで何が起きるかというシミュレーションを、何千もある可能性があるやつ全部についてやってるんですね。で、分散処理をしてやってる。そうすると、そこで他の ΔkW 使って起動するという時に、系統制約が満たされているか満たされていないかのチェックをしているということなんで、そういうソフトウェアがすごい大きな仕事をしてるんで、 ΔkW そのまま丸々取るっていうのは甚だ非効率ですから。まあそんなことはしなくて済んでいるのかなというふうに私は推測をしているんですが、その辺はですね、ちょっときっちり調べておいて頂ければというふうに思います。

■ 横山委員

系統制約の取り扱いですね。2030年以降の系統状態における同時市場を扱うにあたってですね、連系線の ΔkW がきちんと実際に発動された場合に、地域間連系線等が、いわゆる混雑がない状態で実際に発動された場合ですよ。この同時市場の最適化計算される時に発動はしてないわけで、実際発動した時には、連系線が混雑するのかわからないのかというの非常に重要な点になるかというふうに思いますので、その辺連系線のマージンの取り方が大きく影響してくると思います。今も需給調整市場に合わせてマージンの取り方は色々方法をちゃんと考えておられると思いますが、この同時市場における ΔkW の連系線におけるマージンの取り方を、今から2030年以降を考えてですね、検討されておいた方がいいんじゃないかなというふうな気がしました。

(横山主査)

今、アメリカのPJM等でCBM、キャパシティベネフィットマージンと呼ばれる信頼性のためのマージンを取っているかどうかは分からないが、広域的に同時市場で調整力を確保するようになると、実際は使わないものの、事故の際、調整力または予備力を使う時にマージンがないと大変なことになるのではないかと考え、そういうマージンのことも検討していただきたいと同時市場の在り方等に関する検討会でも述べた。この作業会でもこのマージンの検討をするのか。

(事務局)

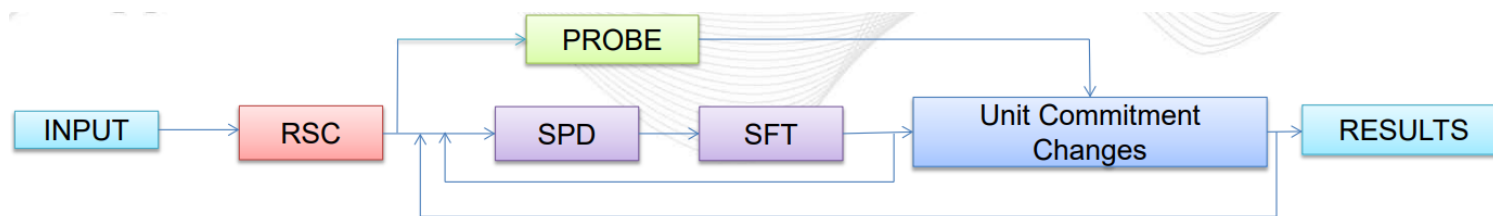
正にそういったところが今後の論点にもなり得ると考えており、この点、同時市場の在り方等に関する検討会、その下の技術検証会にタスクアウトした内容にも関わってくる部分ではあり、そもそも確保した予備力、調整力が系統にダメージを与えることなく運用できるのが重要な観点であることから、系統制約をどのように考えるのかについて、ロジック的にどうにかできないのかトライアルしているところである。一方で、36ページに記載の項目を見ていただくと、世界的に見てもそういったところがなく、それがPJMとの差としてどのような理由があるのかはこれからの分析と考えている。何かしらの運用の考え方、あるいは、今、ご示唆いただいたマージンの設定方法、考え方で対応すべき領域もあるのではないかと考えているため、こういったところを今後は連系線のみならず、地内の系統混雑が起こり得る中でどのように考えていくのかは、本作業会における必要量の範囲に絡むところでもあると考え、この場でも議論いただくこともあると認識し、事務局で整理させていただいた上でご相談をさせていただきたい。

1. 米国における発動制限 ΔkW への対応
2. 現行の日本における ΔkW マージンの考え方
3. 同時市場における発動制限 ΔkW の取り扱い

1. 米国における発動制限 ΔkW への対応
2. 現行の日本における ΔkW マージンの考え方
3. 同時市場における発動制限 ΔkW の取り扱い

- 前日11時に前日市場の入札が締め切られ、前日市場における1時間ごとのSCUCスケジュール（信頼度制約付き起動停止計画）とLMP（地点別の卸電力料金）が決定される。
- このうち、SFT（Simultaneous Feasibility Test）というプロセスにおいて、N-1事故発生時の潮流解析ならびに制約違反時の補正（SCUCスケジュールの変更）等を実施している。

【信頼度制約付き起動停止計画（SCUC）の決定プロセス】

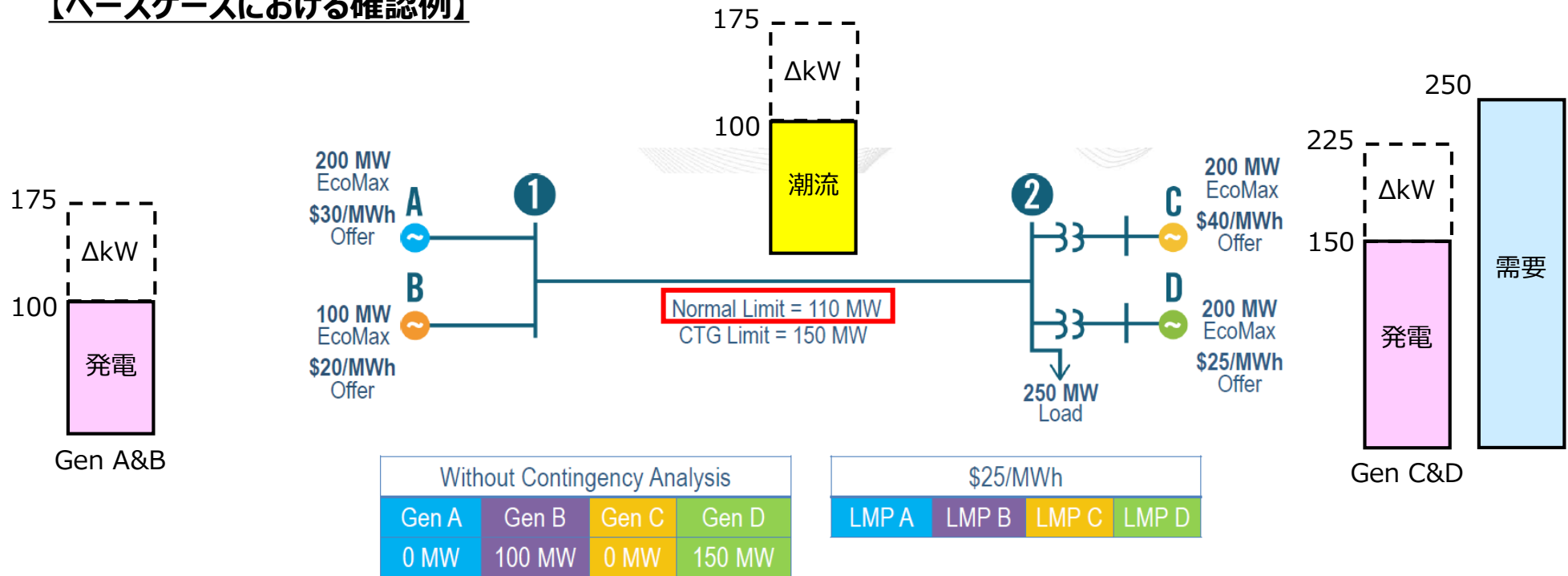


Resource Scheduling and Commitment (RSC)	前日市場の決済プロセスの初めのステップ。主要な送電制約をモデル化して、各事業者の入札情報（増分・減分入札情報、価格と需要の反応、経済的な需要反応、輸出入の入札）を基に発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）を提供する線形混合モデル（mixed linear program）。
Scheduling Pricing and Dispatch (SPD)	RSCの次のステップ。主要な送電制約だけでなく、全ての制約をモデル化し、LMP価格も含むディスパッチソリューションを導出。
Simultaneous Feasibility Test (SFT)	SPDに続いて実行される分析。ベースケースと 事故発生時の潮流解析 （contingency power flow analysis）も実施する。SPDに対して過負荷制約も導出する。
PROBE	SPDとSFTと同時に実行される。前日市場の運用者に対して、RSCに基づく発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）の結果に変更が必要である可能性がある場合に、推奨を行う。PROBEは全ての制約をモデル化する。また、潜在的な局所的市場支配力を計測するためのThree Pivotal Supplier（TPS）テストを含み、揚水発電の最適化運用も考慮する。
Unit Commitment Changes	PROBEにより指摘された推奨事項、リアルタイムの系統制約状況、運転時間の調整を踏まえて、 発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）の変更 を行い、最終的な結果に反映する。

- 前述のSFT (Simultaneous Feasibility Test) において実行される「ベースケースと事故発生時の潮流解析 (contingency power flow analysis)」とは、具体的には以下の通り。
- ベースケースでは、経済的な出力配分を行った場合、平常時運用容量※内に収まるかどうかを確認している。

※ 送電線故障 (2回線→1回線) 時に設備損壊しない運用容量 (熱容量の約100%~110%)

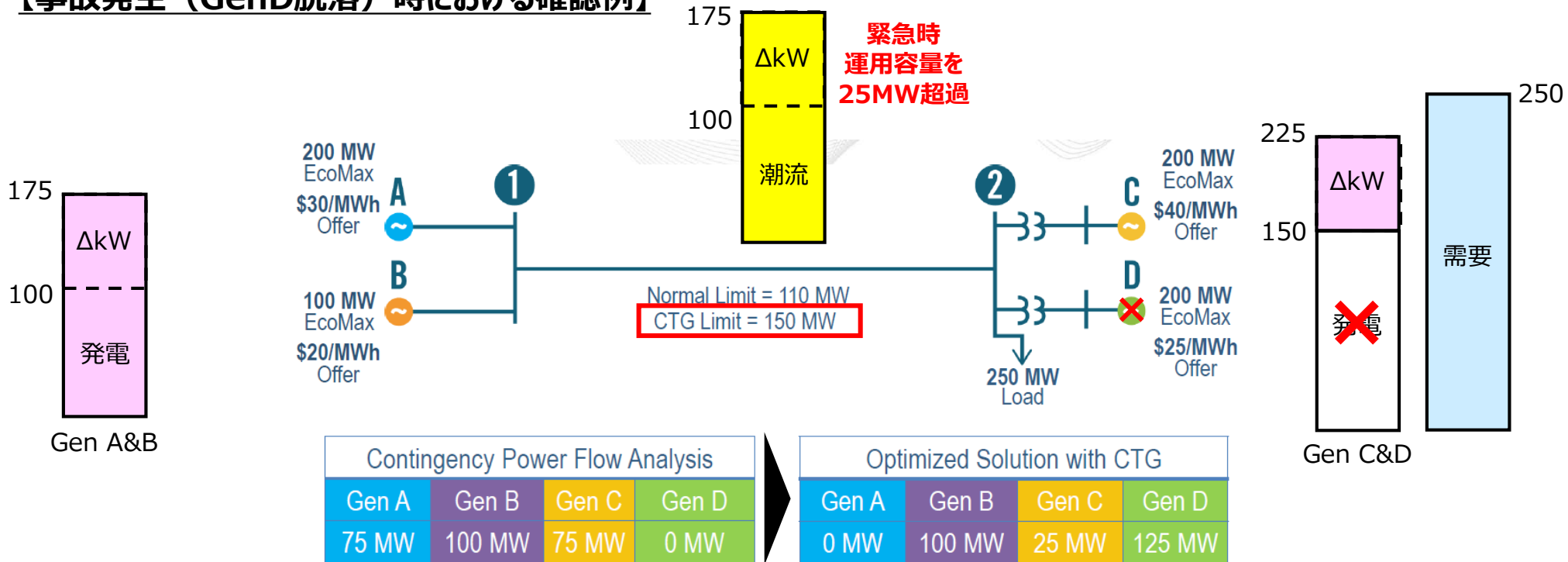
【ベースケースにおける確認例】



- 一方、事故発生時の潮流解析ではN-1事故（単機ユニット脱落等）発生時に緊急時運用容量^{※1}内に収まるかどうかを確認している。
- この時、運用容量超過をする場合は、ユニット持ち替え等の補正（SCUCスケジュールの変更）を行っている。（ただし、下記の例でも厳密には過負荷解消になっておらず^{※2}、影響緩和した上で割り切っている可能性もある）

※1 送電線故障（2回線→1回線）時に設備損壊防止対策が必要となる運用容量（熱容量の約150%～200%）
 ※2 抑制した電源D（125MW）が脱落すると、電源Aから約60MW流れ、緊急時運用容量を約10MW超過する。

【事故発生（GenD脱落）時における確認例】



予め、Dの出力を25MW出力落とす計画に変更

- また、米PJMでは、電源脱落成分「Reserve」の発動時にゾーン間送電線が過負荷とならないように、sub-zoneと呼ばれるエリアの概念が存在している (Reserve必要量は、sub-zone毎に単機最大ユニット量等を元に設定)。
- ΔkW確保エリアの細分化 (sub-zone設定) の際には、実際に系統制約が発生しているか (ゾーン間として予め分断させておいた方が望ましいか) という観点と、電源脱落時にゾーン内で発生する過負荷の量が負荷遮断を伴うレベル (SFTによる補正が不可能なレベルか) まで至らないかという観点から判断されている。

4.3.1 Locational Aspect of Reserves

Due to transmission security considerations on the PJM system, it is necessary to carry a minimum amount of Synchronized Reserve, Primary Reserve, and 30-Minute Reserve in a specific sub-zone in PJM such that loading 100% reserve will not result in an overload of any of the PJM transfer interfaces. The main goal of procuring locational reserves is to not overload critical transmission constraints when reserves are deployed.

- While PJM can model multiple subzones, only one will be active at any given time.
- 30-minute Reserves will not model a sub-zone by default. In the event one is modeled, it will be communicated to participants via Markets Gateway.
- Active subzones will be communicated to the Market Participants via Markets Gateway.

Analysis to determine the lists of generation and load buses with respect to the defined reserve subzones is performed at least once with each quarterly network model update. The current sub-zone list resulting from this analysis can be found in [pjm.com](https://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services) at this link: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services>.

4.3.2 Creation of New Reserve Subzones

As system conditions dictate, PJM may need to model new sub-zones into the Reserve Markets to better support reliable operations and produce market results that are more consistent with system operating conditions. New reserve sub-zones may be defined for constraints in three categories:

- Reactive transfer interfaces (AP South, BED-BLA, etc.)
- 230kV or above actual overload constraint (i.e. Conastone-Peach Bottom 500kV actual overload)
- Contingency overload exceeding the load dump limit on a 230kV or above facility

New reserve sub-zones will be defined as far in advance as possible, but will not be created on a same-day basis. Sub-zones will be modeled each day on a day-ahead basis. Changes to the reserve sub-zone in use can be made after the close of the day-ahead market (including intraday) on an exception basis. Stakeholders will be notified of all switches in the modeled teway as soon as possible. Only one sub-zone will be active in the Markets Gateway application. Reserve sub-zone change scheduled quarterly coincides with the network model builds.

4.3 Reserve Requirement Determination

PJM models a reserve requirement at the RTO and sub-zonal level in whole MW for each hour of the operating day based on the greatest MW loss of all potential Largest Single Contingencies on the system. The table below describes the reliability and reserve requirements for each Reserve Service.

	Reserve Service		
	Synchronized Reserve (SR)	Primary Reserve (PR)	30-Minute Reserve (30-Min)
Reliability Requirement	<u>Largest Single Contingency</u>	150% of Synchronized Reserve Reliability Requirement	Greater of (Primary Reserve Reliability Requirement, 3000 MW, or largest active gas contingency)
Reserve Requirement	SR Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement	PR Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement	30-Min Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement

- 一方で、平常時の時間内変動成分「Regulation (LFC)」の必要量は、季節別かつ変動・非変動時間に分けて設定されているものの、 ΔkW 確保エリアの概念 (sub-zone設定) はなく、確保した ΔkW が、どこにどれだけ存在し、どれだけ発動するか自体、把握していないことから、Regulation発動に伴う送電線の平常時運用容量超過は考慮されていない (許容されている) と考えられる (強制拋出のGF成分も同様)。

4.3.3 Determining Regulation Assignment

The PJM RTO's Regulation requirement is 525 effective MW during non-ramp hours and 800 effective MW during ramp hours. The ramp and non-ramp period will be determined seasonally, based on system conditions, and posted on pjm.com at:

<http://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services.aspx>

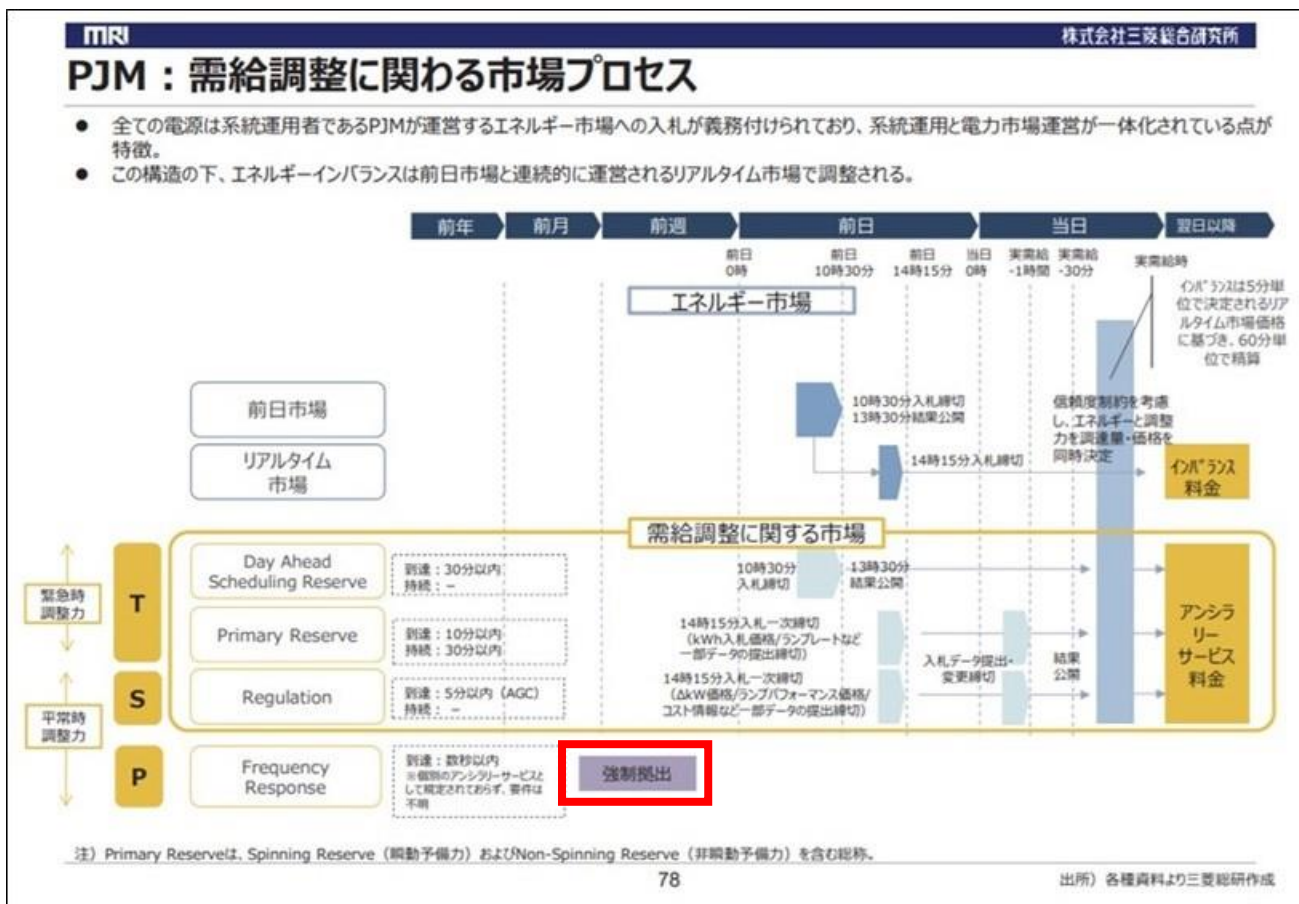
Regulation Requirement Definition

Season	Dates	Non-Ramp Hours	Ramp Hours	Effective MW Requirement
Winter	Dec 1 – Feb 29	HE1 – HE4, HE10 – HE16	HE5 – HE9, HE17 – HE24	Non-Ramp = 525MW Ramp = 800MW
Spring	Mar 1 – May 31	HE1 – HE5, HE9 – HE17	HE6 – HE8, HE18 – HE24	Non-Ramp = 525MW Ramp = 800MW
Summer	Jun 1 – Aug 31	HE1 – HE5, HE15 – HE18	HE6 – HE14, HE19 – HE24	Non-Ramp = 525MW Ramp = 800MW
Fall	Sep 1 – Nov 30	HE1 – HE5, HE9 – HE17	HE6 – HE8, HE18 – HE24	Non-Ramp = 525MW Ramp = 800MW

出所) PJM, “Regulation Requirement Definition” (2019年8月2日) をもとに作成
<https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/ancillary/regulation-requirement-definition.ashx>

出所) PJM Manual 12: Balancing Operations Revision: 47 (2022年10月1日) をもとに作成
<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>

- 米PJMにおいて、時間内変動のうち極短周期成分（サイクリック分）に対応する調整力としては、「Frequency Response」が規定されているもの、個別に ΔkW （上げ余力）としては確保しておらず、強制拋出となっている。
- これは、 ΔkW （上げ余力）として確保せずとも、系統連系（起動並列）されている発電機で、一次（GF）相当の調整機能は十分にあるという考え方のもと、市場調達していないもの（過去のPJMヒアリング結果より）。



- 変動性再エネの導入量が多いERCOT（風力）・CAISO（太陽光）を対象に、同時市場制度設計に関する項目について、現地ヒアリングを実施してきたため、その結果概要をご報告する。

【日程】

2023/10/8～10/12

【調査訪問先】

- ・ERCOT（10/9）
- ・CAISO（10/10）

【調査項目※】

- ・制度変更の進め方
- ・再エネを踏まえた運用
- ・相対、セルフの実態
- ・発動制限 ΔkW への対応
- ・uplift制度の詳細

※ デスクトップリサーチ含む



【広域機関事務局からの質問事項】

- 系統混雑により ΔkW を発動できない事態を回避するため、SCUC・SCEDにおいて、kWh・ ΔkW 合わせて運用容量以内に収める制約条件を設けることが効果的ではないかと考えるが、そのようなロジックを検討したことはあるか？
- あるいは、各アンシラリーサービスについて、運用容量の超過が生じないように、事前にマージンを設定するという方法も考えられるが、送電線の運用容量を決定する際に、そのような取り組みは行っているのか？
- ΔkW 確保（調達）エリアを細分化しているか、しているならば理由と選定プロセスについて教えてほしい。

【ERCOTの回答】

- ・ERCOTでは運用容量はkWhで使い切っている、提案の手法はロジックが複雑化し過ぎるのではないかと思う
- ・レギュレーション（時間内変動）による瞬時の容量超過は系統全体で吸収（無視）出来ると考えている
- ・リザーブ（電源脱落）については、メッシュ系統で回り込む（分流する）ためほとんど問題とならない、仮に容量超過してもSCEDで5分後には補正（潮流調整）するから問題ないと考えている
- ・ERCOTでは、 ΔkW を全域調達している（細分化していない）が、もし容量超過が問題となるレベルであれば、 ΔkW 確保エリアの分割も一案ではないか

【CAISOの回答】

- ・CAISOでは経済性を考え、アンシラリー用のマージンは取っていない（取っても使わないこともあるため）
- ・レギュレーション（時間内変動）による瞬時の容量超過は系統全体で吸収（無視）出来ると考えている
- ・リザーブ（電源脱落）については、コンティンジェンシーなので考え方（運用容量）を切り替える
- ・マーケットとセキュリティはトレードオフな関係であるが、全体コストを考えたら今の制度（システム）がある
- ・CAISOとして色々試した（検討した）が、アンシラリーは変動の多いエリア近傍での確保が望ましいと考えた

【広域機関事務局の所見（得られた示唆）】

- 米国においては、経済性を考慮し運用容量はkWhで使い切っており（アンシラリー用のマージンは取っておらず）、kWh・ ΔkW 合わせて運用容量以内に収める制約条件を設けるロジックは、複雑化し過ぎるのではないか（実装が難しいのではないか）との感触であった。
- 一方、実際に ΔkW （アンシラリー）が発動した際に、運用容量が超過する課題に対しては、レギュレーション（時間内変動）であれば瞬時の超過は系統全体で吸収（無視）、リザーブ（電源脱落）であればコンティンジェンシーとして考え方（運用容量）自体を切り替え・仮に超過してもSCEDで5分後には補正（潮流調整）といったある程度割り切った考え方をしていることが分かった。
- この点、日本における運用容量の考え方が厳密過ぎる可能性があるといった示唆とも受け取れる一方で、メッシュ形で熱容量制約が主な米国の系統と、長距離くし形で安定度・周波数制約が主な日本の系統の違いが関係しているとも考えられる。
- そのため、引き続き厳密なロジック（kWh・ ΔkW 合わせた制約条件の設定）の検証を進めていきつつ、米国と日本の違いも考慮した運用容量の割り切りの考え方等についても合わせて検討を進めていきたい。

- 前述の米国における発動制限 ΔkW への対応をまとめると下表のとおり。
- 緊急時 ΔkW （電源脱落成分）については、平常時と判断基準が異なるため、通常のSCUC内でkWhと同じ送電容量制約では扱わず、SFTという別プロセスで補正する方法になっていると考えられる（ただし、あくまで影響緩和に留まっており、多少の超過は稀頻度ということで許容しているとも考えられる）。

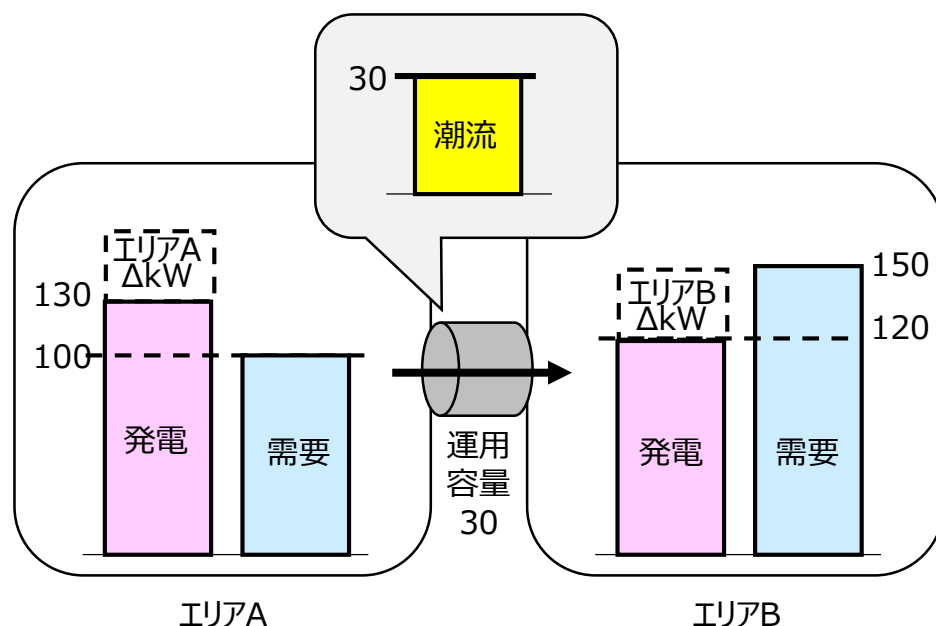
対応する事象		商品区分	判断基準	発動制限 ΔkW への対応
平常時	時間内変動 (極短周期成分)	(強制拋出)	平常時 運用容量 (110%)	・考慮されていない（平常時運用容量の瞬時超過であり、許容されている）
	時間内変動 (短周期成分)	Regulation		
	予測誤差	(規定なし)		・都度のSCUC・SCEDにより対応 (kWh容量制約として考慮)
緊急時	電源脱落 (瞬時)	Primary Reserve	緊急時 運用容量 (150%)	・SFT補正にて対応（影響緩和） ・多少の超過は許容（5分後にSCEDによる潮流調整で解消） ・あらかじめ、過負荷レベルが大きいと判断すれば ΔkW 確保エリア細分化
	電源脱落 (継続)	Secondary Reserve		

1. 米国における発動制限 ΔkW への対応
2. 現行の日本における ΔkW マージンの考え方
3. 同時市場における発動制限 ΔkW の取り扱い

- 現行の日本は、「連系線しか混雑が発生していない」かつ「エリア単位の調整力必要量が存在している」ことを前提に、エリア外から広域調達する際に、連系線に ΔkW マージンを設定することで発動制限を回避している。
- 「調整力必要量をエリア単位に分けてエリア内調達する」というのが、前述の米PJMにおける「 ΔkW 確保エリアの細分化（sub-zoneの設定）」と同義であり、 ΔkW 確保エリアを細分化した上で広域調達するというのは、ある意味で日本が先行した（あるいは海外から見ると矛盾した）取り組みを実施している状態とも言える。

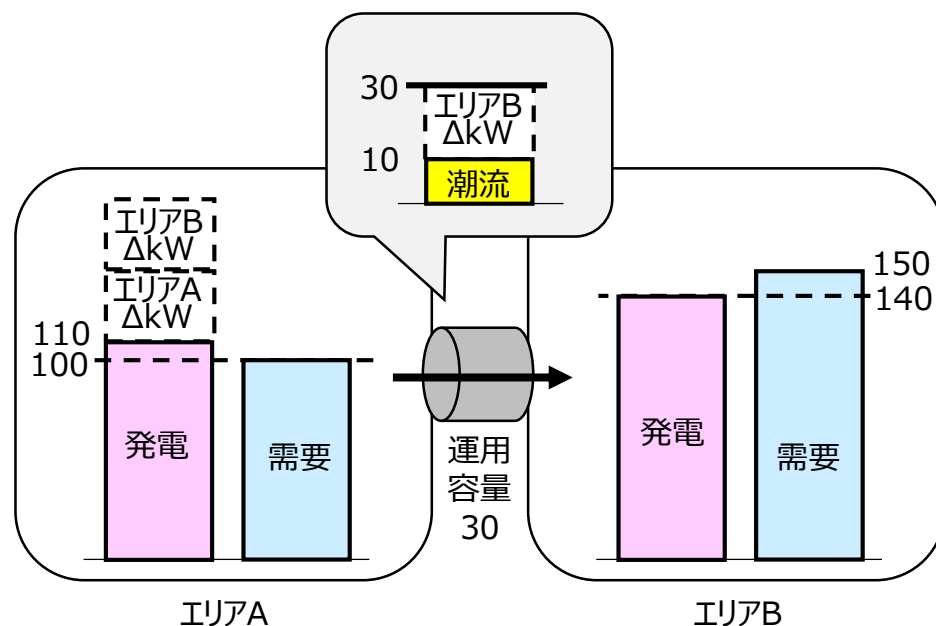
【 ΔkW 確保エリアの細分化】

（必要量をエリア単位に分け、エリア内調達）

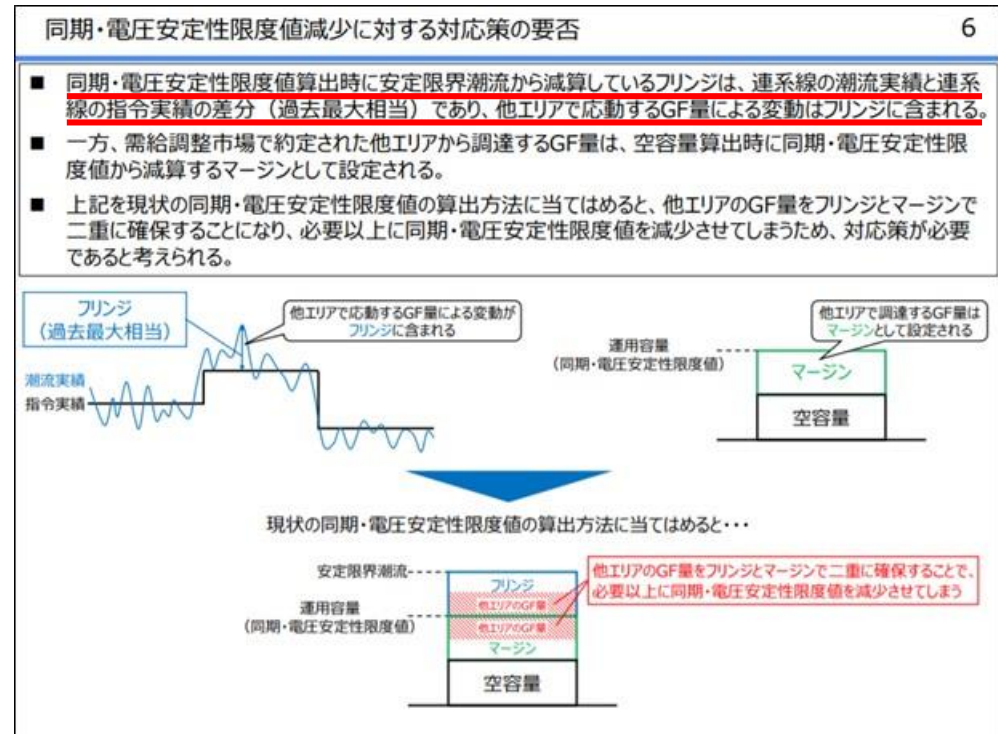
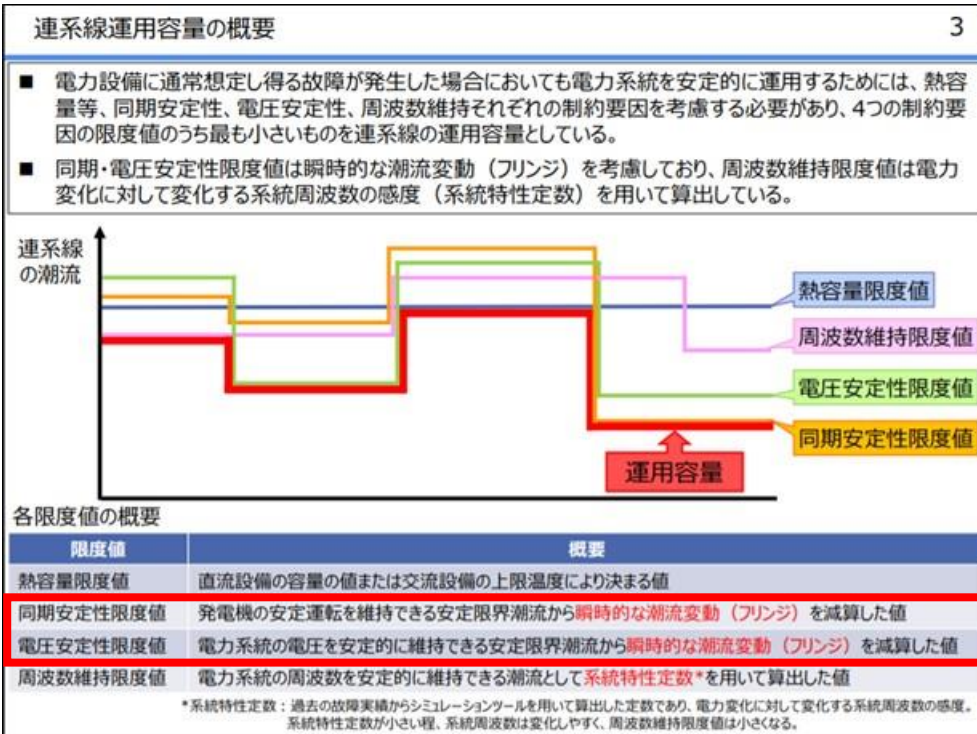


【調整力の広域調達】

（連系線 ΔkW マージン設定し、発動制限回避）



- 連系線潮流には、元々、時々刻々と変化する需要変動や発電機の制御遅れによる応動等が瞬時的な潮流変動（フリンジ）として表れ、連系線の指令実績（P0）と潮流実績が一致しないといった特徴を有する。
- そのため、現行においても、同期安定性・電圧安定性の限度値で運用容量が決まる連系線は、安定限界潮流からフリンジ（過去最大相当）を減算しており、一瞬たりとも安定限界潮流を超過させないといった考え方になっている。
- この点、広域調達した時間内変動分（GF・LFC）については、本来フリンジに含まれており、ΔkWマーゲンでも確保すると二重確保になるとも考えられるが、広域調達時のフリンジが過去最大を超えないとも限らないことから、2024年のGF広域調達開始当初はΔkWマーゲンでも確保（二重確保）し、実績等を見て考え方を見直すこととしている。



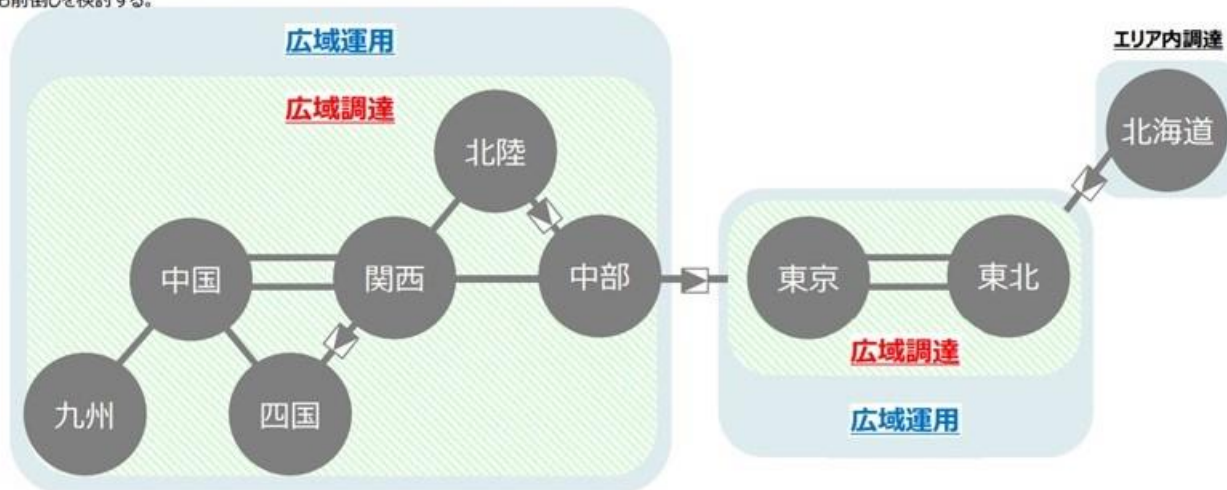
- 日本では、二次①（LFC相当）の広域運用は遅くとも2026年度予定、広域調達は2027年度を目標としている。
- このため、現時点では広域調達分の Δ kWマージンの取り扱いは整理されていないが、GFと同様の整理が今後必要になると考えられる。

二次①の広域調達に対する考え方について

31

- 以上を踏まえ、二次①については、広域運用の範囲である、**東北・東京間**、および**中部・北陸・関西・中国・四国・九州間において広域調達可能**とし、広域調達の開始時期については、一般送配電事業者による二次①の広域運用が実現可能となったうえで（遅くとも2026年度予定）、その一年後となる**2027年度からの広域調達を目指す**こととしてはどうか※。
- なお、連系線潮流が流出のエリアにおいて、供給力の大半が再エネで構成されるなど、連系線ルート断に伴う出力抑制を実施しても、当該エリアに調整機能が存在しないような電源構成となることが予見される場合には、二次①の一部を自エリア内で調達するなどの対応を検討してはどうか。

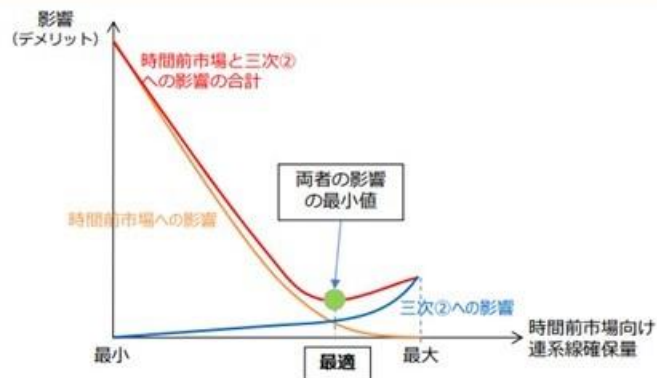
※広域運用に向けたシステム開発の進め方が、今後、具体的内容で検討される中で、その開始時期が早まる可能性があるものであり、その場合は広域調達の開始時期についても前倒しを検討する。



- 一方、調整力発動時の応動が供給力（kWh取引）に近い予測誤差分（EDC）については、広域調達された調整力が活用できるよう、連系線の容量を確保（ΔkWマージンを設定）する必要がある。
- この点、分散型市場である現行の日本においては、ΔkWマージン設定のメリット（調整力の広域調達・運用）と、デメリット（卸電力市場取引への影響）を考慮の上、予め両者の影響額の和が最小となる（社会コストが最小となる）最適な連系線確保量を設定し、その範囲内において広域調達の実施・ΔkWマージンの設定を行っている。

三次②向け連系線確保量の上限値の設定の考え方②

- 時間前市場向けに連系線容量を最大限に確保した場合（時間前市場取引量の最大値を確保）、時間前市場への影響（デメリット）はゼロとなり、三次②の広域調達への影響（デメリット）は最大となる。
- また、時間前市場向けに連系線容量を最小限に確保した場合（三次②の需給調整市場後の連系線空容量を確保）、時間前市場への影響は最大となり、三次②の広域調達への影響は最小となる。
- このことから、時間前市場向けの連系線確保量を段階的に変えることにより、両者の影響額は単調変化し、両者の影響額の和が最小となる時（社会コストが最小となる時）が最適な連系線確保量と考えられる。

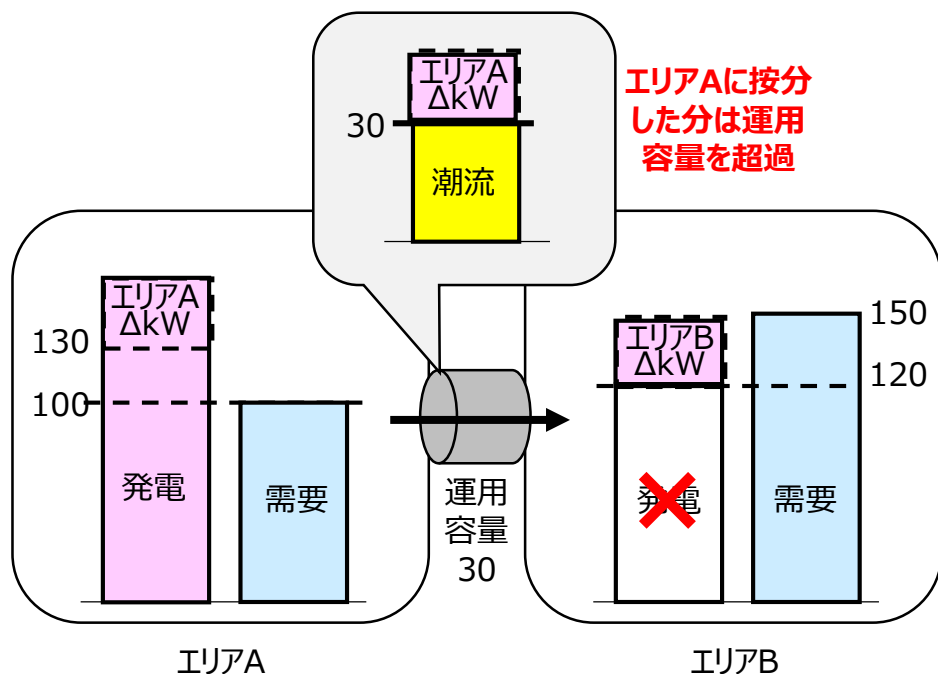


- 日本においては、電源脱落成分は、電源脱落直後の瞬時的な供給力の減少に相当する「電源脱落（瞬時）」（GF・LFCで対応）と、継続的な供給力の減少に相当する「電源脱落（継続）」（EDCで対応）に分かれる。
- 電源脱落に対応する量は、50Hz系・60Hz系それぞれで単機最大ユニット容量を確保する考え方となっており、各エリア必要量は、系統容量で按分していることから、電源脱落（直後）時のGF・LFC発動に伴う継続時間の短い連系線の運用容量超過は、日本においても原則、考慮されていない※こととなる。
- これはN-1事故時であり、エリア内調達分が平常時運用容量を超過することは割り切っているためと考えられる。

※東北東京間において一部、例外的なマージン設定あり。

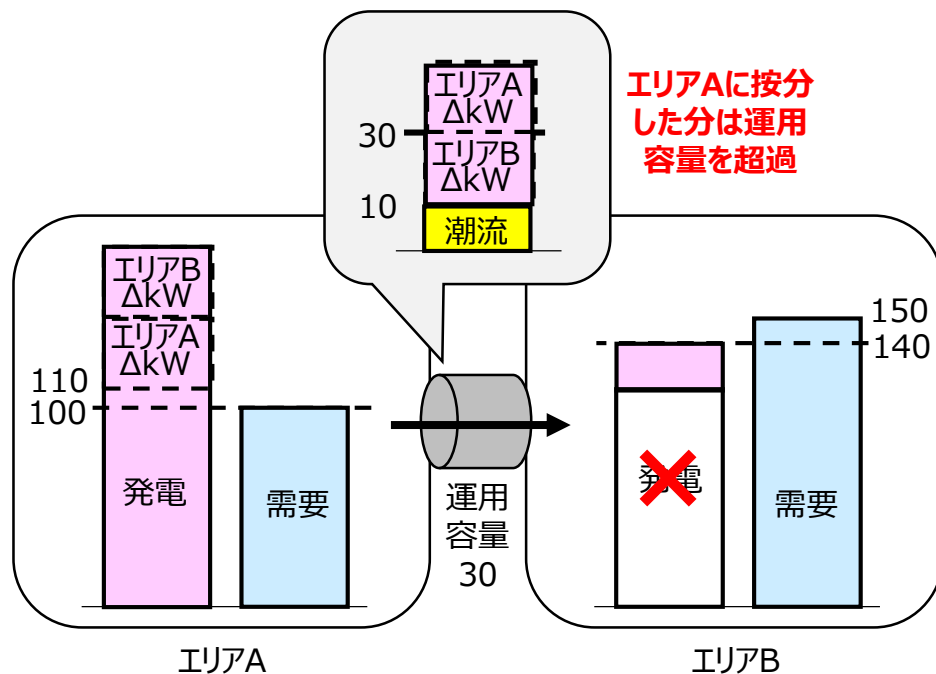
【ΔkW確保エリアの細分化】

（必要量をエリア単位に分け、エリア内調達）



【調整力の広域調達】

（連系線ΔkWマージン設定し、発動制限回避）



- 電源脱落に対応する量は、各エリアで分担することができるため、50Hzおよび60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を同一周波数連系系統の各エリアの系統容量をもとに按分した量としている。

事故時の電源脱落に対応する必要量

33

- 電源脱落に対応する量は、各エリアで分担することができるため、50Hz及び60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を同一周波数連系系統の各エリアの系統容量※をもとに按分した量とし、週間調達時点で確定している月間の発電計画から当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達することとしてはどうか。
※ 系統容量は供給計画の当該年度による

※FIT特例①③以外の電源による発電予測誤差(=発電インバランス)は、電源脱落の必要量を最大ユニット容量として確保し、これにより対応できることとする。

(参考) 同一周波数系統における単機最大ユニット容量 (平成30年度供給計画で計上されたユニットでの試算例)

【60Hz地域】

系統容量：8,475万kW
 単機最大ユニット容量：118万8千kW
 系統容量に占める割合：1.4 %

60Hz地域	単機最大ユニット容量
中部電力	118万8千kW
北陸電力	70万kW
関西電力	118万kW
中国電力	100万kW
四国電力	105万kW
九州電力	118万kW



50Hz地域	単機最大ユニット容量
北海道電力	70万kW
東北電力	100万kW
東京電力 P G	100万kW

【50Hz地域】※1

系統容量：6,948万kW
 単機最大ユニット容量：100万kW
 系統容量に占める割合：1.4 %

※1：北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等を考慮

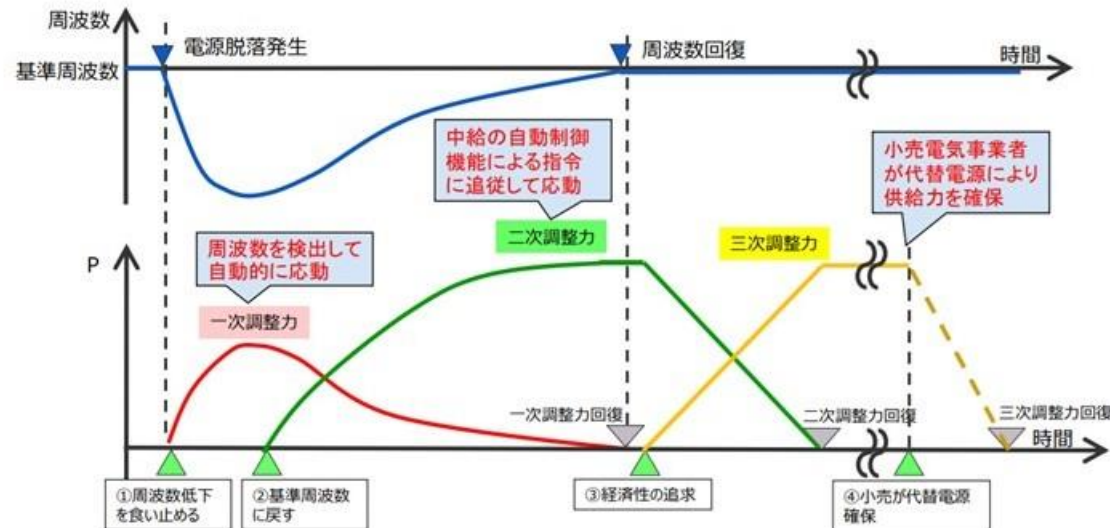
系統容量は平成30年度供給計画における当該年度見直し (北海道のみ冬期需要に差替え)

電源脱落の試算においては
 平成30年度供給計画の当該年度見直しを採用

出所) 第7回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2016.9.26) 資料2をもとに作成
http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyu_07_haifu.html

- 「電源脱落（継続）」は、「電源脱落（直後）」の応動後に受け渡される、継続時間の長い三次（EDC相当）で対応し、その後、小売電気事業者が代替確保した供給力（予備力）に受け渡されることとなる。
- 上記事象に対しては、連系線マージン（A1）が設定されているも、あくまでも電気の供給先エリアの最大である単一電源の最大出力に対して「予備力」が不足する場合のみ使用されることから、電源脱落（継続）時のEDC発動に伴う継続時間の長い（3コマ程度）連系線の運用容量超過も、日本においても考慮されていないこととなる。
（持替可能であれば持替実施、不可能であれば緊急的な運用容量拡大などが検討される）

- 電源脱落時には、周波数変動を検出して自動的に応動する一次調整力で周波数低下を一定の範囲内に抑える。
- 中給システムの自動制御機能による指令に追従して応動する二次調整力で周波数を回復させる。周波数が回復することにより、一次調整力が回復する。
- さらに二次調整力の発動量を、より継続時間の長い三次調整力に徐々に受け渡すことにより、二次調整力を回復させる。
- 小売電気事業者が代替電源を確保することにより、三次調整力が回復する。



■ 「電源脱落」に関する交流連系線マージンとして、A1、C2が存在する。

参考) マージンの分類と区分について

7

【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現状のマージン

マージンの目的 マージンの分類	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」 <u>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</u>	電源 I	A 0 ・三次調整力① ・三次調整力②	A 1 ・最大電源ユニット相当	A 2 ・該当なし
「周波数制御に対応したマージン」 電力システムの異常時に電力システムの周波数を安定に保つためまたは周波数制御（電源脱落対応を除く）のために設定するマージン		B 0 ・北海道風力実証試験 ・一次調整力※2 ・二次調整力①※3 ・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。 ※2：2024年度から適用 ※3：2027年度から適用

【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】

マージンの目的 マージンの分類	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」 <u>電力システムの異常時に電力システム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</u>	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）

- A1は、「電源脱落（継続）」用として、電気の供給先エリアの最大である単一電源の最大出力に対して「予備力」が不足する場合のみ設定され、原則0となっている。

1.実需給断面におけるマージンの確保理由におけるマージン区分概要

2

▶ 各連系線のマージン区分概要は下表のとおり

連系線	方向	A0	A1	B0		B1	B2	C1	C2	長期・年間マージンの設定の考え方 (and:加算,or:大きい方)
		需給調整市場※1	最大エント相当※2	風力実証	需給調整市場※1	EPPS等	EPPS	潮流抑制		
北海道本州間 連系設備	順	①		③	①			⑥		⑥ and ③
	逆	①		③	①	④		⑥		(④ or ⑥) and ③
東北東京間 連系線	順	①		③	①				⑦	⑦ and ③
	逆	①		③	①					③
東京中部間 連系設備	順	①			①		⑤			⑤
	逆	①			①	④				④
中部北陸間 連系線	逆	①			①					-
北陸関西間 連系線	北陸F (順)	①	②		①					②
	順	①			①					-
中部関西間 連系線	順	①			①					-
	逆	①			①					-
関西中国間 連系線	順	①			①					-
	逆	①			①					-
関西四国間 連系設備	順	①			①					-
	逆	①			①					-
中国四国間 連系線	順	①	②		①					②
	逆	①			①					-
中国九州間 連系線	順	①			①					-
	逆	①			①					-

※1 需給調整市場で取引する調整力のためのマージンは、長期・年間断面では設定しない。

※2 原則ゼロとする。但し、電気の供給先となる供給区域の電源のうち出力が最大である単一の電源の最大出力に対して予備力が不足する場合は、不足する電力の値をマージンとして設定する。

- C2は、「電源脱落（直後）」用として、東北東京間連系線のみを設定されており、台風等の予見可能なリスクが高まっていると判断した場合のみを設定され、原則0となる。

東北東京間連系線(東京向)の潮流抑制マージンについては、2017年度に気象リスクによる判断基準を導入以降、毎年、マージン設定やこれに伴う潮流調整、リスク対象としている送電線事故の実績等を確認したうえで、広域機関および関係一般送配電事業者の実務者意見等も踏まえ、設定に係る判断基準や業務フロー等を必要に応じ見直すこととしている。※参考1

本資料では、2021年度の運用実績およびリスク対象送電線の事故実績とともに、連系線利用機会の拡大を目的としたマージン運用方法の見直しによる効果等も含め、潮流抑制マージンの運用状況について確認した。

【東北東京間連系線の潮流抑制マージン設定の目的および設定方法見直し】

(マージン設定の目的)

- 東北東京間連系線に東京向き潮流が運用容量の上限近くまで流れている状況において、東京エリアで電源が脱落すると、一時的に連系線潮流が運用容量を超過する。この間、同期安定性に影響がある特定送電線にルート断事故が発生すると、大規模停電等に至るおそれがある。これを回避するため、運用容量に対して連系線潮流を抑制するマージンを設定する。

2017年度:気象リスクによる判断基準を導入

- 潮流抑制マージンは、広域機関および関係一般送配電事業者が雷、台風、暴風等の予見可能なリスクが高まっていると判断した場合にのみ設定する。※参考2,3,4,5

2019年10月:運用容量の決定要因を考慮したマージン設定の運用を開始

- マージン設定時に運用容量の決定要因を考慮し、同期安定性限度に対し必要なマージンを設定する。※参考6

2021年1月22日:マージン設定を時間帯別に細分化する運用を開始

- マージンを時間帯別に細分化(D帯:8~22時、N帯:0~8、22~24時)して設定する。※参考9

2021年12月7日:「早期注意情報」を用いた運用を開始

- 気象リスクの判断に用いる情報を「気象情報」から天気予報の対象区域と同じ発表単位である「早期注意情報」を用いて、暴風・暴風雪リスクを予見する運用に見直し。※参考5

- 前述の現行の日本における ΔkW マージンの考え方をまとめると下表のとおり。
- 現行の日本は、「連系線しか混雑が発生していない」かつ「エリア単位の調整力必要量が存在している」ことを前提に、エリア外から広域調達する際に、連系線に ΔkW マージンを設定することで発動制限を回避している。
- 一方、平常時の時間内変動において二重確保の課題、緊急時の電源脱落において割り切り等が存在している。

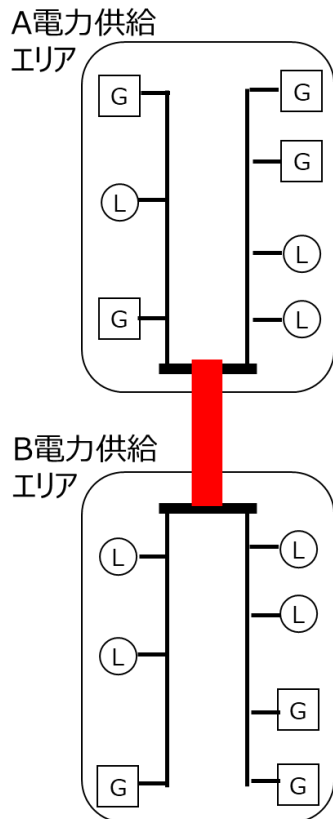
対応する事象		現行の 需給調整市場	判断基準	発動制限 ΔkW への対応
平常時	時間内変動 (極短周期成分)	一次 (GF)	平常時 運用容量 (100~130%)	・広域調達時は連系線 ΔkW マージンを設定することで、発動制限を回避 (FRINGEと二重確保になる課題)
	時間内変動 (短周期成分)	二次① (LFC)		
	予測誤差	二次②・三次① (EDC)		・広域調達時は連系線 ΔkW マージンを設定することで、発動制限を回避
緊急時	電源脱落 (瞬時)	一次・二次① (GF・LFC)	緊急時 運用容量 (100~130%)	・広域調達時は連系線 ΔkW マージンを設定しているが、エリア内調達分が運用容量を超過することは割り切り
	電源脱落 (継続)	三次① (EDC)		

1. 米国における発動制限 ΔkW への対応
2. 現行の日本における ΔkW マージンの考え方
3. 同時市場における発動制限 ΔkW の取り扱い

- これまで地内では系統混雑が発生しないよう送電設備を形成してきたため、地域間連系線のみ混雑が発生してきた（フェーズ0）が、今後はノンファーム型接続の適用の拡大にともない、地内でも系統混雑が発生する。
- 地内混雑は、初めは特定の少数の箇所のみで発生し（フェーズ1）、次第に不特定多数の箇所で発生する（フェーズ2）ものと考えられる。

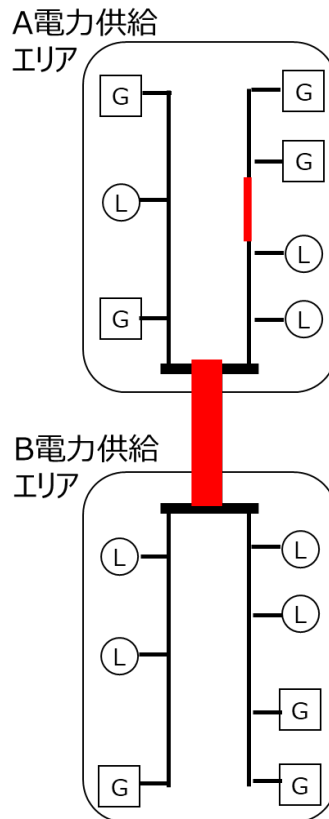
フェーズ0

（地域間連系線のみで混雑）



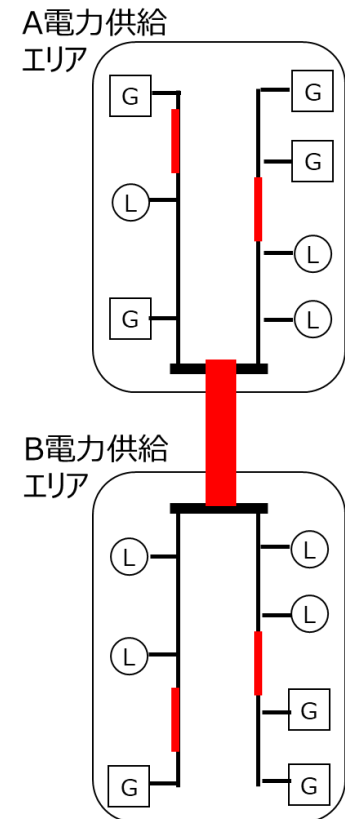
フェーズ1

（特定の少数の箇所で地内混雑）



フェーズ2

（不特定多数の箇所で地内混雑）



赤線：混雑発生箇所

- 米PJMでは、地内混雑が発生しているが、系統接続にあたっては発電可能性を確認し、過負荷解消に要する系統増強費用は事業者が費用負担する（Deep）前提となっていることから、フェーズ1相当に留まっていると考えられる。
- 一方で、日本では系統接続費用は、大宗が一般負担（Shallow）となっている中で、混雑回避の電源立地インセンティブが小さいと想定されることや、ノンファーム型接続とN-1電制の同時適用など世界でも類を見ない取組みも拡大していくことから、フェーズ2に至る可能性があると考えられ、このことを念頭においた議論が必要である。

米国における費用負担の考え方

10

米国における新規電源の接続費用負担は、各RTOにより相違している。

RTO	CAISO (カリフォルニア州)	ERCOT (テキサス州)	ISO-NE (北東部、マサチューセツツ州等)	MISO (五大湖南部、ミシガン州等)	NYISO (ニューヨーク州)	PJM (東部、ワシントンDC等)	SPP (南部、カンザス州等)
系統接続費用の負担方法	Shallow 送配電事業者が電源接続の検討費用と接続費用を基金化 接続費用は送配電事業者が5年以内に返済という条件で上記基金から振出 送配電事業者は、需要電力量按分で接続料金から回収 混雑エリアでの接続を希望する電源は、立地制限電源(LCR)として区分、運開始は送配電事業者の接続料金で負担、その後は発電事業者が按分負担	Shallow 送電事業者が接続費用を負担	Deep 電源接続費用は発電事業者が負担 系統大に渡る便益ありと判断される場合は、通常の拡充と同様の方法で送配電事業者が負担	Deep 電源接続費用は、34.5万kV未満系統接続の場合は発電事業者が全量負担 34.5万kV以上系統接続の場合は、発電事業者が9割負担、残り1割は系統大で送配電事業者が負担 州を跨ぐ接続費用はホストの送電事業者が全量負担	Deep 新規電源がスポット利用で接続する系統の場合は、発電事業者が負担 常時接続する系統の場合は、「同クラス・同供用年」のプロジェクト間で、発電事業者が按分負担 付帯設備については、発電事業者が全量負担	Deep 系統接続費用は接続検討結果に基づき、発電事業者が全量負担 費用便益分析の結果、1.25(便益):1(費用)を基準としてクリアしたものが接続対象	Shallow 系統接続費用は送電事業者が全量負担 事業者間の負担割合は収入クレジットで按分

※系統接続費用の負担方法は、「Shallow」や「Deep」に分類されるものの、同じ「Shallow」や「Deep」であっても、各RTO地域内において接続する系統の電圧等によってその負担状況は相違する。

(出典) A Survey of Transmission Cost Allocation Methodologies for Regional Transmission Operators: National Renewable Energy Laboratory, 2011 より作成

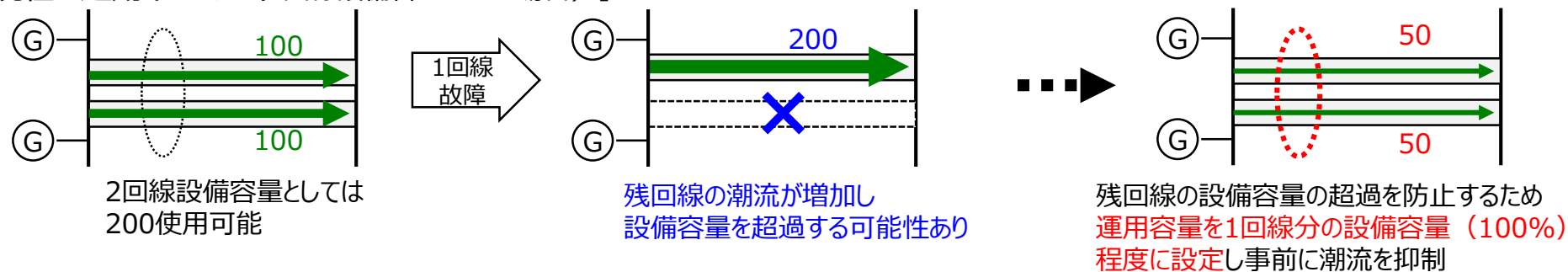
- 前述のとおり、日本は今後、ノンファーム型接続とN-1電制を同時適用していくことから、**平常時運用容量200%で地内混雑が発生することも考慮**して同時市場における発動制限 ΔkW への対応を検討する必要がある。
- 米国とは異なり、平常時・緊急時が同じ判断基準（これ以上の超過が許されないレベル）であることを踏まえると、 ΔkW 送電容量制約、SFTによる厳密な補正、あるいは事前マージン確保などの方向性が考えられるか。

対応する事象		米国		現行の日本（連系線）		同時市場（連系線・地内）	
		判断基準	発動制限 ΔkW への対応	判断基準	発動制限 ΔkW への対応	判断基準	対応の方向性
平常時	時間内変動 (極短周期成分)	平常時 運用容量 (110%)	<ul style="list-style-type: none"> 考慮されていない (平常時運用容量 の瞬時超過であり、 許容されている) 	平常時 運用容量 (100~ 130%)	<ul style="list-style-type: none"> 広域調達時は連系 線ΔkWマージンを設 定することで、発動 制限を回避 (フリッジと二重確保 になる課題) 	平常時 運用容量 (最大 200%)	<ul style="list-style-type: none"> フリッジの考え方を 整理することで ΔkWマージン不要 とする方法もあるか
	時間内変動 (短周期成分)						
	予測誤差		<ul style="list-style-type: none"> SFT補正にて対応 (影響緩和) 多少の超過は 許容(5分後に SCEDによる潮流 調整で解消) 		<ul style="list-style-type: none"> 広域調達時は連系 線ΔkWマージンを 設定しているが、 エリア内調達分が 運用容量を超過 することは割り切り 		
緊急時	電源脱落 (瞬時)	緊急時 運用容量 (150%)		<ul style="list-style-type: none"> SFT補正にて対応 (影響緩和) 多少の超過は 許容(5分後に SCEDによる潮流 調整で解消) 		<ul style="list-style-type: none"> 広域調達時は連系 線ΔkWマージンを 設定しているが、 エリア内調達分が 運用容量を超過 することは割り切り 	<ul style="list-style-type: none"> 緊急時 運用容量 (最大 200%)
電源脱落 (継続)							

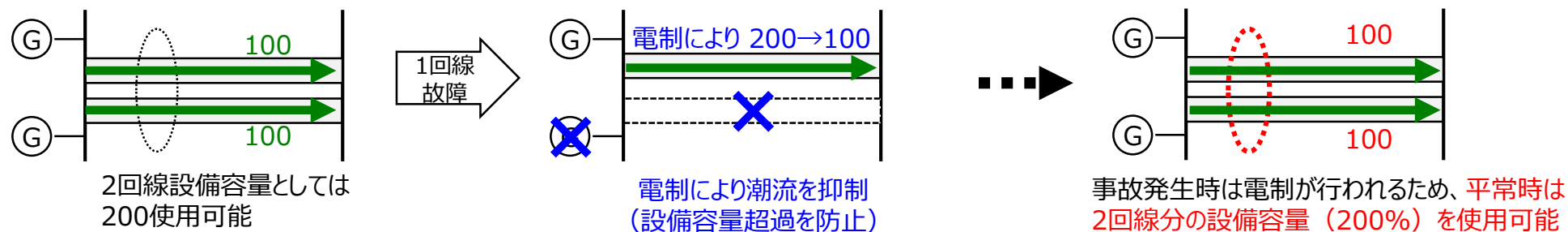
- 熱容量等によって運用容量が決まる※2回線送電線における平常時の運用容量は、1回線故障発生時においても残回線の設備容量を超過しないように設定されている。このため、2回線送電線であっても、1回線分の設備容量（100%）程度が運用容量として設定されている。
- 一方、N-1電制適用後においては、1回線故障発生時に残回線の設備容量を超過しないように電源制限（潮流抑制）を行うことを前提に、現行の平常時の運用容量を拡大（2回線設備容量を超えない範囲）したうえで運用を行うこととなる。
- このため、2回線分の設備容量を使用することが可能となり、現在の平常時の運用容量（1回線分の設備容量）の2倍程度（200%）の潮流が流れる可能性がある。

※熱容量、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運用容量としている。

【現在の運用イメージ（1回線設備容量100の場合）】



【N-1電制適用後の運用イメージ（1回線設備容量100の場合）】



- 同時市場における発動制限 Δ kWの取り扱い（検討の進め方）として考えられる各案の違いは下表の通りとなる。

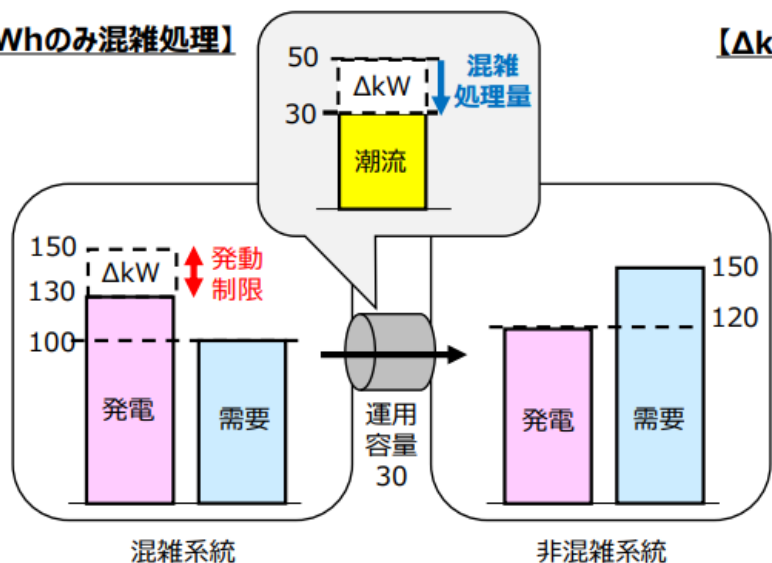
	概 要
Δ kW送電容量制約	平常時・緊急時とも同一の運用容量とすることを前提とし、kWhのみならず Δ kWも含めて送電容量以内に収まるように制約条件を設定したうえで最適化（SCUC・SCED）計算を行う手法
SFTによる補正	平常時・緊急時の運用容量を使い分けることを前提とし、最適化（SCUC・SCED）計算とは別プロセスにおいてN-1事故時等の潮流解析を行い、制約違反時は最適化計算結果を補正する手法（米PJMで採用） なお、最適化（SCUC・SCED）計算における制約条件はkWhのみとなる
事前マージン確保	平常時・緊急時とも同一の運用容量とするものの、事前に Δ kW用のマージンを確保したうえで、制約条件をkWhのみとし最適化（SCUC・SCED）計算を行う手法。なお、 Δ kW発動時はマージンを使用

系統制約の取り扱い（検証の進め方）

59

- 前述のような状況（同時最適時も混雑 ΔkW は発動制限）を回避するには、例えばkWh（電力量）のみならず ΔkW （調整力）も含めて送電容量以内に収める送電容量制約（最適化ロジック）とする方法も考えられる。
- このような方法により発動制限 ΔkW の課題は解消すると考えられるものの、海外で採用されている例は見受けられず、計算負荷等何らかの課題があると推察される。
- このため、送電容量制約をkWhだけでなく ΔkW も含めて送電容量以内とする制約とした場合の収束性等計算負荷等へ与える影響について比較検証を行っていくこととしたい。
- 一方、仮に技術的に何らかの課題が見受けられた際は、米PJMのように、 ΔkW 確保エリアの細分化や細分化エリア内で発生する混雑（ ΔkW 発動制限）への対応等も必要になると考えられることから、その場合への対応についても、調整力の定義見直し検討に合わせ、並行して検討を進めていきたい。

【kWhのみ混雑処理】



【 ΔkW も含めて混雑処理】

