

東北東京間連系線に係わる計画策定プロセスについて

平成27年8月24日
広域系統整備委員会事務局

■これまでの経緯

- 第1回広域系統整備委員会(平成27年4月24日)
 - ・ 計画策定プロセスの進め方等のご議論
- 第2回広域系統整備委員会(平成27年6月8日)
 - ・ 「広域的な電力取引により東北東京間連系線の利用を拡大しようとする電気供給事業者」の募集結果のご報告
 - ・ 基本要件決定に向けた検討についてのご議論
 - ・ 計画策定プロセスの期間中における系統アクセス業務の取扱いのご議論
- 第3回広域系統整備委員会(平成27年7月28日)
 - ・ 「広域的な電力取引により東北東京間連系線の利用を拡大しようとする電気供給事業者」の応募取り下げのご報告
 - ・ 対策候補案の抽出・検討評価についてのご議論

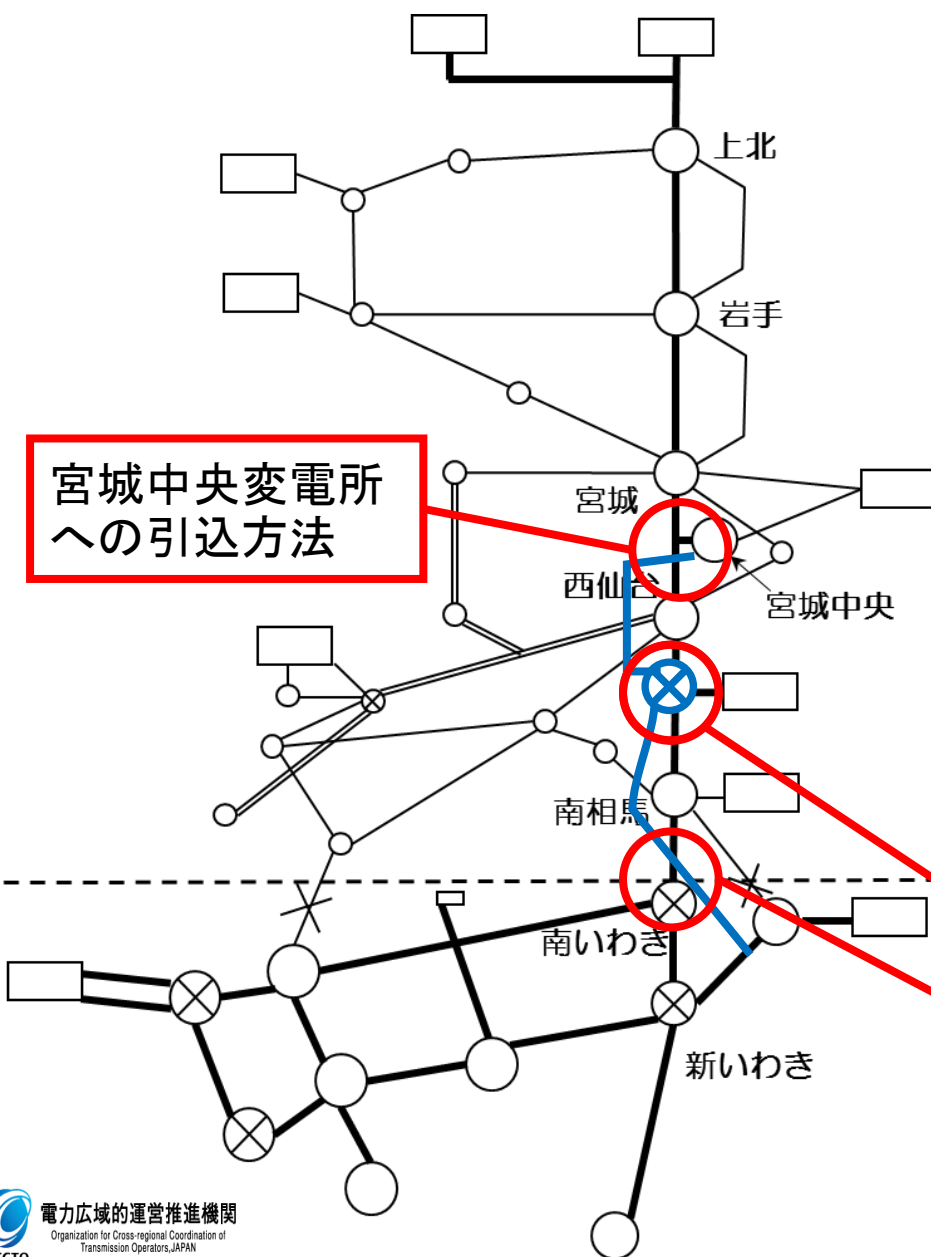
■今回ご議論いただきたい事項

- I. 対策候補案の詳細検討
- II. 短工期で実施できる対策検討
- III. 費用負担の考え方
- IV. 電気供給事業者への意思再確認
- V. 基本要件の決定に向けた検討

検討スケジュールと今回の位置づけ

	平成27年度										平成28年度
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1～3月	
開始手続き											
進め方											
電気供給事業者の募集											
対策案の検討	必要性・対策案検討、各案比較評価										
受益者範囲の検討											
実施案の検討							要領検討				評価
負担割合の検討											
広域系統整備計画 取りまとめ・公表											
広域系統整備委員会	★ 4/24 ・プロセスの進め方	★ 6/8 ・電気供給事業者の募集結果 ・基本要件検討状況 ・系統アクセス業務の取扱い	★ 7/28 ・対策候補案の抽出・検討評価 ★基本要件の原案 ★基本要件					★実施案等の募集 ★検討状況報告		★実施案等(8月) ★負担割合(9月) ★広域系統整備計画 の決定(10月)	
評議員会			◇6/23 検討状況報告			◇基本要件		◇検討状況報告			◇負担割合(9月)
理事会	◆ 4/15 ・計画策定プロセス開始 ・電気供給事業者の募集(4/15～5/22) ◆ 4/28 ・プロセスの進め方 ◆ 5/27 ・電気供給事業者の募集結果	◆ 6/17 ・系統アクセス業務の取扱い ◆ 7/7 ・電気供給事業者の応募取り下げ	◆基本要件					◆実施案等の募集 ◆検討状況報告		◆実施案等(8月) ◆負担割合(9月) ◆広域系統整備計画 の決定(10月)	
その他	☆ 4/3 検討提起						☆実施案等の募集 (～H28/5)			☆広域系統整備計画 の公表(10月)	

I . 対策候補案の詳細検討



■ 前回委員会において、運用容量拡大のために必要となる区間を新ルート建設により対応することとし、太平洋側新ルート建設案を本案とすることになった。

■ 今回委員会では、太平洋側新ルート建設案における、下記の検討内容についてご議論いただきたい。

[検討内容]

- ✓ 連系線交差箇所
- ✓ 新設開閉所引込方法
- ✓ 宮城中央変電所への引込方法
- ✓ 調相設備
- ✓ 概略工期、概算工事費

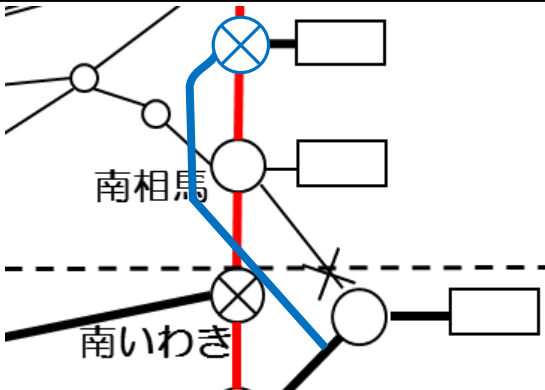
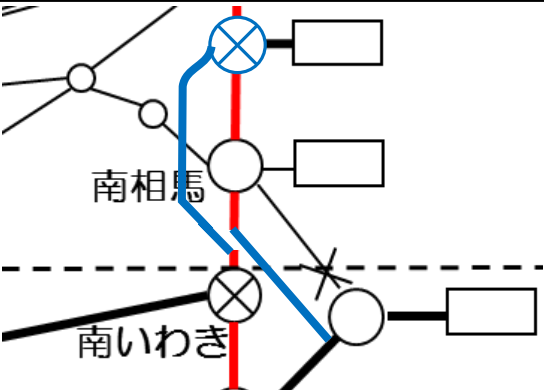
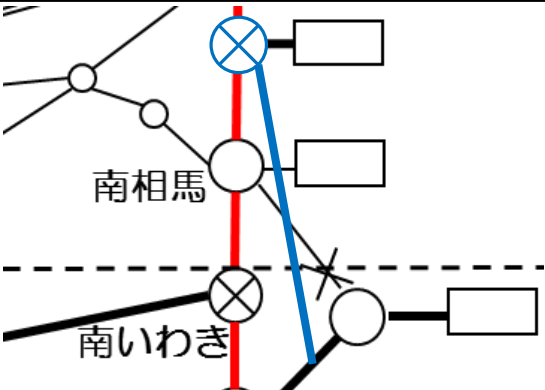
新設開閉所引込方法

連系線交差箇所

2. 連系線交差箇所の検討

6

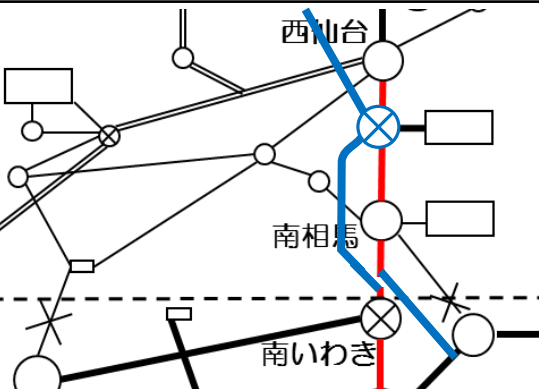
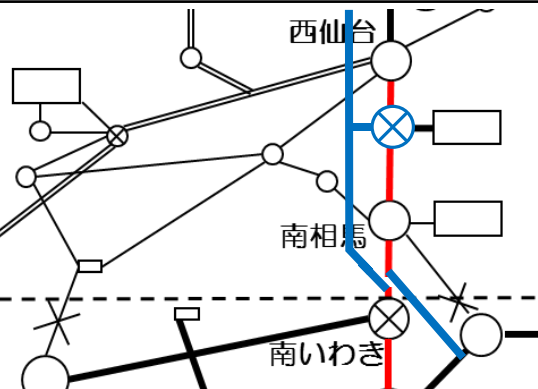
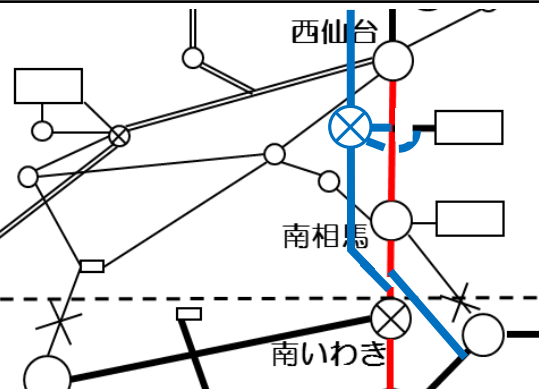
- 相馬双葉幹線、第二連系線について、基本案では交差箇所があり、交差箇所で両ルートにまたがる故障が発生した場合、東北・東京系統が分離し、2ルート合計で1,100万kW程度の重潮流が遮断され、相当量の停電の継続が予想される。このため、H案により2ルート同時停止リスクを回避してはどうか。

	A2案(基本案)	H案	(参考)I案
増強概要	相馬双葉幹線と、第二連系線が交差	第二連系線を南いわき開閉所に、相馬双葉幹線を福島幹線に接続	相馬双葉幹線と交差しない第二連系線のルート選定
系統図	 — : 対策設備		
得失	▲相馬双葉幹線と第二連系線(合計潮流: 1,100万kW程度)の交差箇所の故障で、2ルートとも同時に停止し、系統分離に至る。	○交差解消により、2ルート同時停止リスクを回避できる。なお、運用容量は同程度。 △第二連系線の南いわき(開)引込時に相馬双葉幹線2回線作業停止を避けるため、工事が複雑化するが、工事費はA2案と同程度となる見込みである。	○同左 × 既設500kV送電線より東側(太平洋側)は用地事情に課題があり、第二連系線新設が困難である。

3. 新設開閉所引込方法の検討

7

- 新設開閉所への引込については、工事費、新設開閉所の500kV母線全停止時のリスク、用地制約を勘案し、基本要件においてはJ案としてはどうか。ただし、実施案の公募要領においては、経済性・工期・実現性などを総合的に検討したうえで、他の対策案による応募も可能としてはどうか。

	H+E案(基本案)	J案	K案
増強概要	送電線を全て新設開閉所へ引込	新設送電線をT分岐で新設開閉所へ引込	常磐幹線をT分岐で新設開閉所へ引込
系統図	 — : 対策設備		
得失	▲新設開閉所500kV母線(母線通過潮流:1,000万kW程度)全停止時に、第二連系線と常磐幹線が停止する。ただし、母線連絡遮断器の2重化など母線構成により母線全停止リスクを極小化することは可能。	○新設開閉所500kV母線全停止時でも、連系線1ルートが運用可能。なお、運用容量は同程度。 ○送電線引出設備が少ない。 (概算工事費: ▲30億円程度) △南いわき(開)～宮城中央(変)まで長距離送電線(140km程度)となるが、問題ない。	○同左 ○同左 ▲新設開閉所の用地選定が常磐幹線の西側に限定さる。 △常磐幹線と新地火力線延長部分(合計潮流:750万kW程度)の交差箇所の故障で、2ルートとも停止するが、常磐幹線通過潮流は、新設送電線へ迂回できるため、影響は限定的。

※新設開閉所地点により送電線工事費は変動するため、工事費は送電線引出数のみで評価した。送電線工事費は、新設開閉所地点が常磐幹線に近い場合にはJ案が、新設送電線に近い場合にはK案が優位になる。

4. 宮城中央変電所引込方法の検討

8

- 宮城中央変電所への引込については、交差箇所故障時の影響、工事費を勘案し、E案としてどうか。

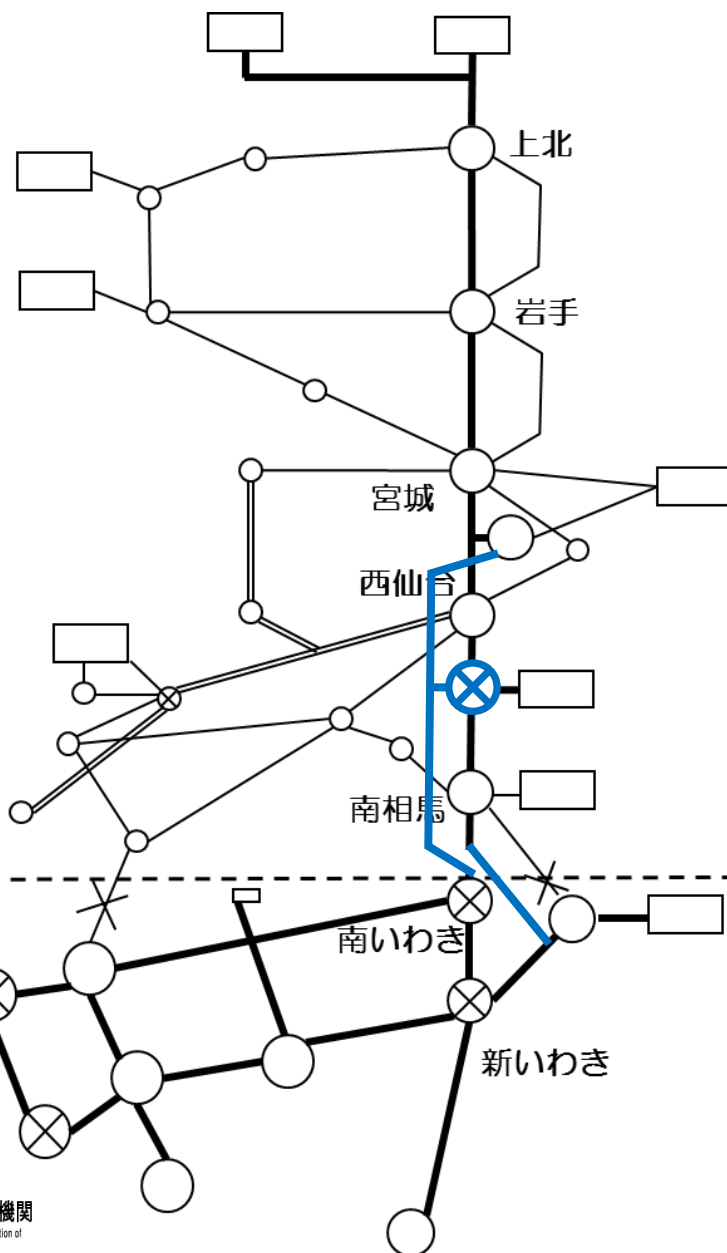
	E案(基本案)	L案
増強概要	既設500kV青葉幹線と交差し、新設送電線を宮城中央変電所へ引込	既設500kV青葉幹線をπ引込へ変更し、新設送電線を宮城中央変電所へ引込
系統図 — : 対策設備		
得失	△青葉幹線と新設送電線(合計潮流:500万kW程度)の交差箇所の故障で、2ルートとも停止する。このときでも、既設275kV系統により東北エリアの負荷供給が可能であるとともに、連系線1ルート運用が可能。	○交差解消により、2ルート同時停止リスクを回避できる。 ○青葉幹線の分割により、故障及び作業による送電線停止区間を短縮できる。 ▲送電線引出数の増加、青葉幹線の引込変更により、工事費が増加する(概算工事費: +60億円程度)。

■ 分路リアクトル(ShR)

- 連系線潮流が少ない場合の電圧上昇対策として、新設500kV送電線による充電容量増加分を、分路リアクトルにより補償する。
- 設備容量: 360MVar
- 概算工事費: 15億円程度

■ 電力用コンデンサ(SC)

- 現状の東京東北間連系線周辺における電圧は、相馬双葉幹線両端の電気所(南相馬(変)、南いわき(開))における500kV母線電圧を、常時系統で540kVに維持することを目標としている。
今回の第二連系線新設においても、以下の電気所の目標電圧を、常時系統で540kVとして、電力用コンデンサを設置する。
 - ✓ 新設開閉所(東北エリア側の第二連系線接続箇所)
 - ✓ 新福島(変)(東京エリア側の第二連系線接続箇所(福島幹線)の近傍変電所)
- 設備容量: 1, 280MVar
- 概算工事費: 85億円程度



500kV送電線 新設

南いわき開閉所～新設開閉所

- 2回線、60km

新設開閉所付近～宮城中央変電所

- 2回線、80km

相馬双葉幹線接続変更地点～福島幹線分岐

- 2回線、5km

500kV開閉所 新設

常磐幹線分岐箇所周辺

- 500kV送電線引出8回線

500kV送電線 引出

宮城中央変電所、2回線

その他

調相設備、系統安定化装置他

東北系統

東京系統

- 今回の対策工事の総工事期間は、500kV送電線新設工事の工事期間で決まる。
- 長距離の500kV送電線工事においては、ルート調査や用地交渉に要する期間は変動する要素が大きく、用地状況などによって相当程度工期が変動する可能性がある。
- 東北・東京エリアの500kV送電線新設工事の実績(1993年以降運開の12件)も、7～17年(中央値11年)とかなりの幅がある。
- 実施案及び事業実施主体の公募要領策定での「広域系統整備が必要となる時期」は、送配電等業務指針にて基本要件における概略工期を踏まえることになっている。
- また、提起者及び応募者による事業性の判断の目安となる。
- 提起者及び応募者のニーズからは、可能な限り早期の運開が求められている。

工程	今回想定	過去実績 (中央値)	備考
ルート調査	5年	2～9年 (5年)	地権者調査、調査工事用地確保等を含む
用地交渉	4年	2～6年 (5年)	
設計	4年	1～5年 (4年)	
本工事	4年	2～6年 (4年)	
総工事期間	11年	7～17年 (11年)	7年:1件、8年:1件、9年:1件、11年:4件、15年:2件、16年:2件、17年:1件

東北・東京エリアの500kV送電線新設工事实績(1993年以降、12件)による。

- 前頁を勘案すれば、基本要件の概略工期は、実現可能な範囲内で可能な限り短期に設定すべきだが、同時に、提起者及び応募者が工期変動リスクを把握することも必要。
- 以下のような基本要件における概略工期設定案が考えられるが、どの案が妥当か。

案1: 用地交渉などが順調に進んだ場合を想定した最短の工期とする。

- ・ ルート調査前であり、用地リスクを想定しない工期では、公募が不調となるおそれがあるか。
- ・ 提起者及び応募者にとって、工期変動リスクを把握しにくい。

案2: 過去の工事实績の中央値程度の工事期間を目安として示し、可能な限り早期の運開を目指す旨を記載。

- ・ 実施案応募事業者にとって、工期短縮の目標が不明確になるか。
- ・ 提起者及び応募者にとって、工期変動リスクを把握しにくい。

案3: 過去の工事实績等を基に、幅を持たせた工事期間を目安として示し、可能な限り早期の運開を目指す旨を記載。

- ・ 実施案応募事業者にとって、工期短縮の目標を把握しやすいか。
- ・ 提起者及び応募者にとって、工期の変動リスクを把握しやすいか。

■ 概算工事費は、1, 520億円程度。

	工事概要	概算工事費 (億円)
500kV送電線	南いわき開閉所～新設開閉所 ・2回線、60km	495
	新設開閉所付近～宮城中央変電所 ・2回線、80km ・宮城中央変電所送電線引出2回線	630
	相馬双葉幹線接続変更地点～福島幹線分岐 ・2回線、5km ・相馬双葉幹線接続変更	35
500kV開閉所	常磐幹線分岐箇所周辺 ・500kV送電線引出8回線	200
その他	調相設備、系統安定化装置他	160
合計		1,520

Ⅱ．短工期で実施できる対策検討

1. 前提としている計画潮流について

- 地域間連系線の計画潮流には順方向（東北→東京）の潮流と逆方向（東京→東北）の潮流があり、これらを合計したものが実際に地域間連系線を流れる潮流となる。
- 現在、東北東京間連系線で利用登録されている電源種別は、火力、水力、原子力等であり、それぞれの稼働状況によって、地域間連系線の計画潮流は大きく変化する。

【長期断面の計画潮流】

(万kW)

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
火力	順方向（東北→東京）	282.9	285.5	345.5	345.6	322.3	317.5	317.6	316.6
	逆方向（東京→東北）	-46.6	-46.6	-46.6	-46.6	-46.6	-46.6	-46.6	-46.6
	合計	236.4	239.0	299.0	299.1	275.8	271.0	271.1	270.1
水力	順方向（東北→東京）	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4
	逆方向（東京→東北）	-33.4	-33.4	-33.4	-33.4	-33.4	-33.4	-33.4	-33.4
	合計	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
原子力	順方向（東北→東京）	96.5	96.5	96.5	96.5	205.5	205.5	205.5	205.5
	逆方向（東京→東北）	-76.1	-76.1	-76.1	-76.1	-76.1	-76.1	-76.1	-76.1
	合計	20.4	20.4	20.4	20.4	129.4	129.4	129.4	129.4
その他	順方向（東北→東京）	78.0	88.3	81.6	81.5	65.8	65.6	65.5	65.5
	逆方向（東京→東北）	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-1.0
	合計	76.0	86.3	79.6	79.5	63.8	63.6	63.5	64.5
全電源	順方向（東北→東京）	506.8	519.7	573.0	573.0	643.0	638.1	638.1	637.1
	逆方向（東京→東北）	-158.1	-158.1	-158.1	-158.1	-158.1	-158.1	-158.1	-157.1
	合計	348.8	361.7	415.0	415.0	485.0	480.0	480.0	480.0
マージン	順方向（東北→東京）	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	90.0	90.0	90.0

計画潮流は、順方向（東北→東京）を正とする。

その他は、複数の電源種別が混在した計画など、特定の電源種別を記載できない計画を示す。

- 恒久対策は長い工期を要し、希望時期の面で事業者ニーズを満たすことができないため、運用容量の拡大効果は限定されても、短工期で実施できる対策がないか検討した。
 - 運用対策
 - ✓ 電源系統の切替
 - ✓ 電源制限対象の拡大
 - ✓ 電源制限の先行実施
 - ✓ 既設275kV系統併用
 - 設備対策
 - ✓ STATCOM(無効電力補償装置)の設置

3. 電源系統の切替 (1) 概要

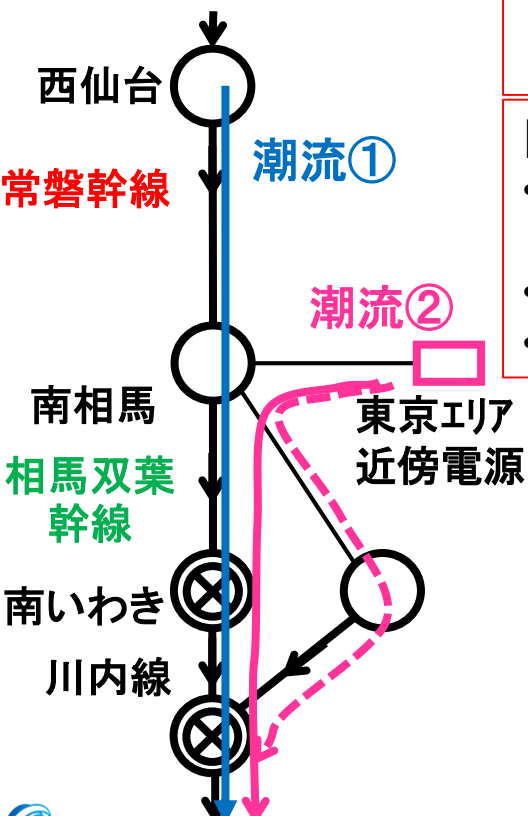
- 東京エリア近傍にある東北エリアの電源を相馬双葉幹線を介さずに東京エリアへ直接連系し、相馬双葉幹線の潮流を減少させる対策案をシミュレーションにより定量評価した。
- この結果、東北東京間連系線の運用容量が電源系統を切り替えた電源分だけ減少し、東北東京間連系線の空容量を増加できない。

【現状】

- ・相馬双葉幹線の運用容量は、常磐幹線2回線故障時の同期安定性制約により決定する潮流①と、南相馬(変)下位系統からの潮流②の合計(潮流①＋潮流②)である。

【電源系統を切替えた場合】

- ・相馬双葉幹線の潮流は減少(潮流②→0)するが、常磐幹線の同期安定性制約は変化しない(潮流①≒一定)。
- ・このため、相馬双葉幹線の運用容量は潮流①となり、潮流②だけ減少する。
- ・したがって、連系線の空容量は拡大しない。

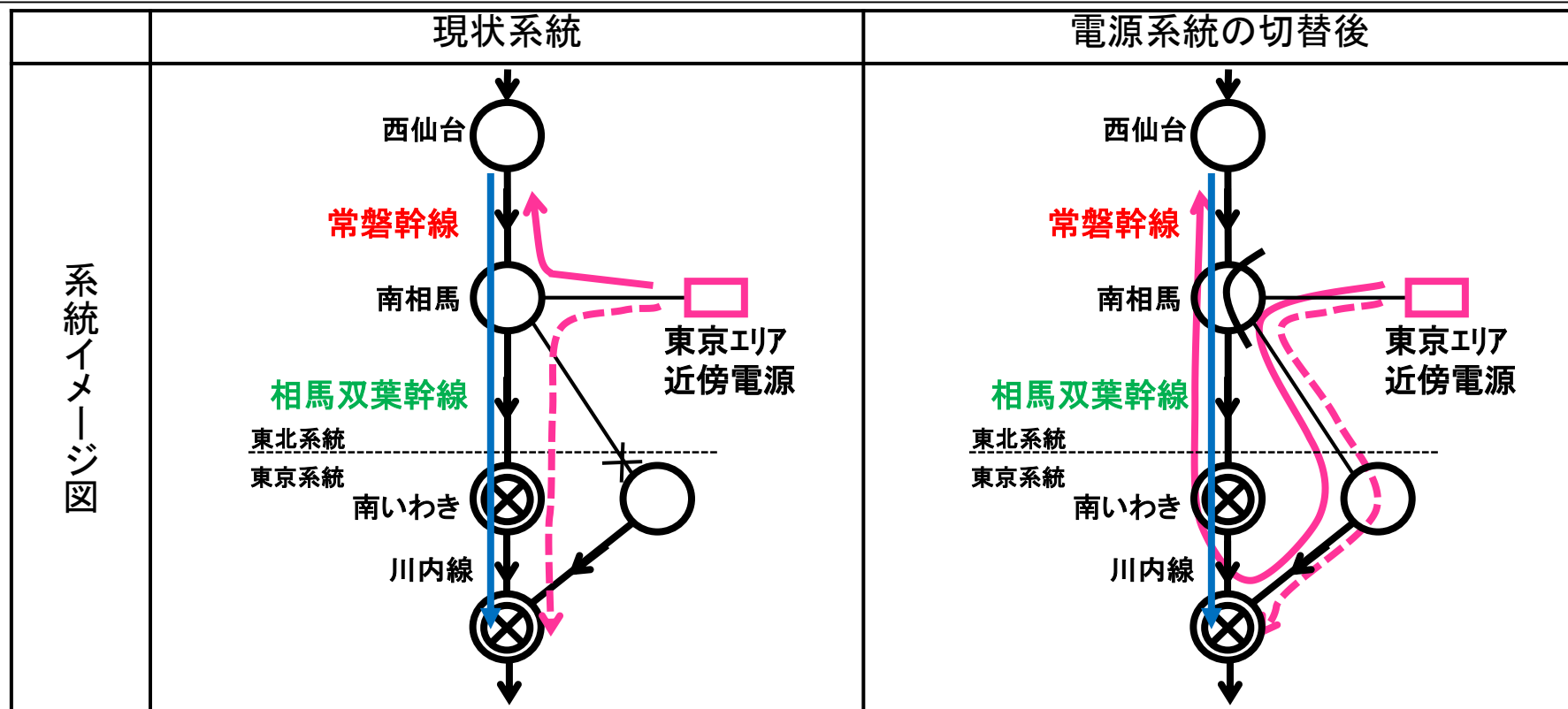


		電源1	電源2
連系線潮流	電源系統の切替による順方向潮流の減少	94.7万kW	0万kW
	電源系統の切替による逆方向潮流の増加	94.7万kW	56.4万kW
	小計(順方向潮流減少分)	189.4万kW	56.4万kW
連系線運用容量の増減※		▲ 190万kW	▲ 50万kW
空容量増減		▲ 0.6万kW	6.4万kW

※ シミュレーションにより10万kW単位で設定

(1) 電源系統の切替

- 既設送電線を活用する対策案として、東京エリア近傍にある東北エリアの電源を相馬双葉幹線を介さずに東京エリアへ直接連系することで、相馬双葉幹線の潮流を減少させる対策案を検討中である。
- ただし、電源系統の切替を行って、相馬双葉幹線の潮流を減少させても、常磐幹線の潮流が変化しないため、東北東京間連系線の空容量を増加できない見込みである。



東北東京間連系線の運用容量：常磐幹線故障時の同期安定性限度により決定
 常磐幹線の限度 < 相馬双葉幹線の限度

4. 電源制限

(1) 現状の電源制限

- 震災以前、当該連系線運用容量(長期)は、東北電力管内に建設中の北部電源の系統連系以降、同期安定性が厳しくなり、運用容量500万kWが維持できないと想定されていた。この運用容量を維持する目的で、大容量電源の系統連系に併せて当該電源の出力抑制(電源制限)を可能にする装置を設置する計画であった。
- しかし、震災後に連系線の東北向き計画潮流が減少し、運用容量500万kWでは、前述の北部電源連系後の東京向き空容量が大幅に減少する見通しとなった。
- これを改善する方策として、電源制限対象の電源を追加し、連系線運用容量を増加することを、一般電気事業者が検討し、2014年度ESCJ運用委員会において審議され、現状では、2021年以降の見直しが計画されている。
- 以上の経緯により、現状の運用容量500万kWは、常磐幹線2回線故障時の同期安定性による制約で決定されており、2021年度の北部電源運転開始以降は、常磐幹線2回線故障時等の電源制限(発電機2台)により、川内線2回線故障時の同期安定性制約である570万kWまで増加する予定である。

年度	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
運用容量(万kW)	500	500	500	500	570	570	570	570

- なお、この電源制限量(約259万kW)は、周波数面から負荷遮断なしで可能な電源制限量(281～641万kW程度(需要状況による))以内におさまっている。

- 東北東京間連系線において、N－1故障のみを前提として決定した場合の運用容量は、630万kW(相馬双葉幹線1回線故障時の熱容量制約)である。
- よって、N－2故障時に発生する供給支障、電源制限の拡大を許容(電源制限対象機、対象線路の追加)し、さらに、これに伴う東北エリアの電圧過上昇等を抑制する制御を行うことができれば、運用容量を630万kWまで拡大できる可能性がある。
- このためには、前項の制御を行う装置(系統安定化システム)の開発・設置が必要である。また、以下を踏まえた更なる議論が必要である。
 - ✓ 電源制限対象を増やすことによる負荷遮断拡大(相馬双葉幹線2回線故障時)。
 - ✓ 技術的課題の他、電源制限される電源のリスク拡大等について、利害関係者となる事業者間の合意も課題。
- また、この対策実施により連系される電気供給事業者には、以下の対応が求められる。
 - ✓ 故障時等、系統運用上必要な場合には、即座に系統からの切り離しや稼働を行うための指令、系統安定化システムによる制御を無条件に受けること。
 - ✓ 前記に伴う費用負担や電源制限対象となる発電機遮断時の補償等を行うこと。

4. 電源制限

(3) 負荷遮断無しで可能な電源制限量

- 電力系統は、常に電源と負荷のバランスを維持しながら、周波数を維持している。
- 電源制限により、故障発生時に電源を遮断すると、電源が不足し、電源と負荷のバランスが崩れるため、周波数は低下する。
- 電源制限時に周波数低下を一定範囲に収めるには、電源の不足量を一定範囲に収める必要があり、上限は次式により計算できる。

$$(\text{系統容量(MW)}) \times \frac{(\text{系統特性定数}(\%MW/Hz))}{100} \times (\text{周波数低下限度(Hz)})$$

- この上限を超えた電源制限を行う場合、故障時に、超過した電源制限量相当の負荷を遮断しないと、周波数が維持できない。

【計算諸元】

- ・ 系統容量

重負荷期(H27供計 H36エリア最大想定): 7,268万kW(=5,848万kW(東京)+1420万kW(東北))

最軽負荷期(H26年度 エリア最小需要実績): 2,762万kW(=2,116万kW(東京)+646万kW(東北))

- ・ 系統特性定数: 8%MW/Hz
- ・ 周波数低下限度: 1.0Hz
- ・ EPPS(FCの緊急時融通装置)期待分: 60万kW

負荷遮断無しで可能な電源制限量

$$\begin{aligned} & (\text{系統容量(MW)}) \times \frac{(\text{系統特性定数}(\%MW/Hz))}{100} \times (\text{周波数低下限度(Hz)}) + (\text{EPPS期待分}) \\ & = 2,762 \sim 7,268 \text{万kW} \times 8\% \text{万kW/Hz} \div 100 \times 1.0 \text{Hz} + 60 \text{万kW} \\ & = 281 \sim 641 \text{万kW} \end{aligned}$$

4. 電源制限

(4) 負荷遮断無しで可能な連系線潮流

22

- 連系線ルート断時に周波数低下を一定範囲に収めるには、前頁の場合と同様に、電源の不足量を一定範囲に収める必要があり、上限は次式により計算できる。

$$(\text{系統容量(MW)}) \times \frac{(\text{系統特性定数}(\%MW/Hz))}{100} \times (\text{周波数低下限度(Hz)})$$

- この上限を超えた潮流が連系線に流れている場合、2回線故障時には、超過した電源制限量相当の負荷を遮断しないと、周波数が維持できない。

【計算諸元】

- ・ 系統容量
重負荷期(H27供計 H36エリア最大想定):5,848万kW(東京)
最軽負荷期(H26年度 エリア最小需要実績):2,116万kW(東京)
- ・ 系統特性定数:8%MW/Hz
- ・ 周波数低下限度:1.0Hz
- ・ EPPS(FCの緊急時融通装置)期待分:60万kW

負荷遮断無しで可能な連系線潮流

$$\begin{aligned} & (\text{系統容量(MW)}) \times \frac{(\text{系統特性定数}(\%MW/Hz))}{100} \times (\text{周波数低下限度(Hz)}) + (\text{EPPS期待分}) \\ & = 2,116 \sim 5,848 \text{万kW} \times 8\% \text{万kW/Hz} / 100 \times 1.0 \text{Hz} + 60 \text{万kW} \\ & = 229 \sim 527 \text{万kW} \end{aligned}$$

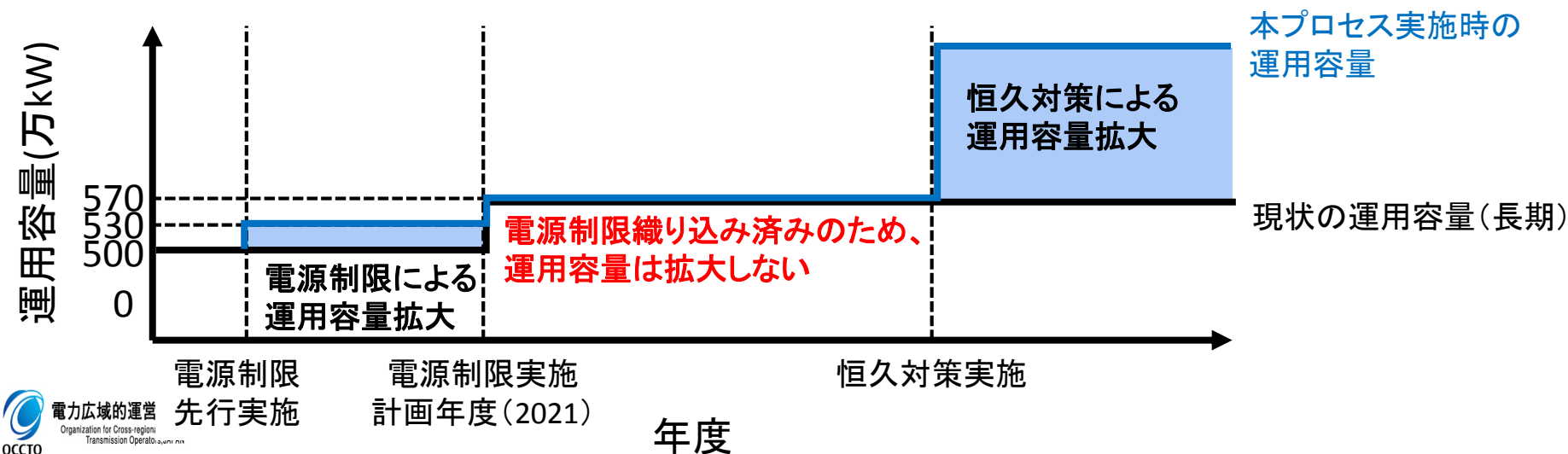
5. 2021年度から計画されている電源制限の先行実施

(1) 先行実施の効果

- 現在の運用容量は、常磐幹線又は川内線2回線故障時の同期安定性で決定されており、2021年度以降は常磐幹線2回線故障時の電源制限(発電機2台)が計画されている。

年度	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
運用容量(万kW)	500	500	500	500	570	570	570	570

- この電源制限のうち、運開している発電機1台の電源制限を2020年以前に先行実施することができれば、一時的に運用容量を500万kWから30万kW拡大できる。
- しかし、2021年度以降は既に電源制限を織り込み済みのため、効果のある期間は2020年度以前に限定されるが、当該装置を改造して先行実施するには工期が4～5年程度必要であり、直ちに対策実施を決定しても、運用容量が拡大できる期間は2021年度以前の1～2年間程度である。
- また、技術的課題の他に、電源制限される電源のリスク拡大等について、利害関係者となる事業者間の合意も課題である。



5. 2021年度から計画されている電源制限の先行実施 (2) 先行実施のための工期

24

【現状】

- 2021年度以降の電源制限は、北部電源運開にあわせて計画されている。
- 各装置は製作・工場試験済みであり、北部電源(2020年12月)にあわせて、各装置の現地据付・フィールド試験を後年度に繰り延べ、2018年度から再開予定である。

【先行実施の工期想定】

- 以下により、先行実施に必要な工期を4～5年程度と想定している。
- 北部電源運開の予定変更により、中央演算装置のサーバ保守契約を打ち切っており、本装置運開の3年程度前には、サーバ発注が必要である。
- また、本装置は、北部電源の当初運開時点(2014年)をターゲットにした系統解析により設計されており、本計画策定プロセスに応募された電源の接続、系統の増強は考慮されていない。このため、本装置の設置にあたっては、一定の検討を行い、装置の改修要否の判断等を行う必要があり、サーバ発注前の1～2年間を検討期間に想定した。

現在の工事工程

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
リレーシステム設置 (中央演算装置 サーバ更新時期▼)		(装置製作)							(サーバ発注) ▼	▼	
付帯工事											
伝送路整備	(調査)										

6. 既設275kV線路併用

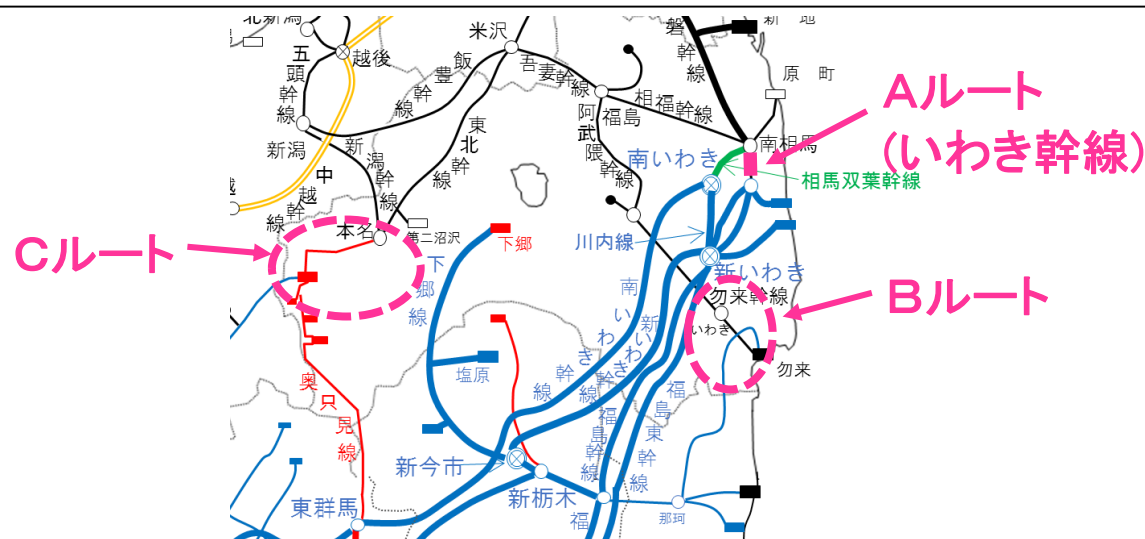
(1)故障時に275kVループ遮断

25

- 相馬双葉幹線と並行する275kVいわき幹線を併用し、500kV新福島変電所を介した東京エリア500kV系統への連系を検討したが、以下に加えて、「**4. 電源制限(2)電源制限対象の拡大**」と同様の課題があり、更なる議論が必要である。

- ✓ 通常の信頼度の考え方では、相馬双葉幹線2回線故障時における、いわき幹線の熱容量の制約により、運用容量が現状の500万kWから235万kWに減少(▲265万kW)する。
- ✓ 前項の熱容量制約回避のため、相馬双葉幹線2回線故障時にいわき幹線を遮断する運用が考えられるが、これは、**負荷遮断リスクが拡大することになる。**
- ✓ なお、当該送電線の500kV昇圧は、短期間での工事は困難である。

- いわき幹線のほか、東北・東京間の275kV系統は2箇所で分離されているが、これらの275kV系統を併用した場合も、いわき幹線の場合と同様に、負荷遮断リスクの拡大となるため、更なる議論が必要である。



6. 既設275kV線路併用 (2)故障時に電源制限

- 前頁の275kV系統を併用する場合において、相馬双葉幹線2回線故障時の熱容量制約回避のため、併用している275kV系統を遮断するのではなく、熱容量限度まで電源制限する場合、制御装置を開発(工事費:数十億円程度、工期:6年程度)し、下表に示す対策工事を施せば、同期安定性は向上し、運用容量を10～20万kW程度拡大できる。
- ただし、この時必要な電源制限量は、本対策により接続できる応募電源を超えているため、既設電源にも、電源制限を了承いただく必要がある。

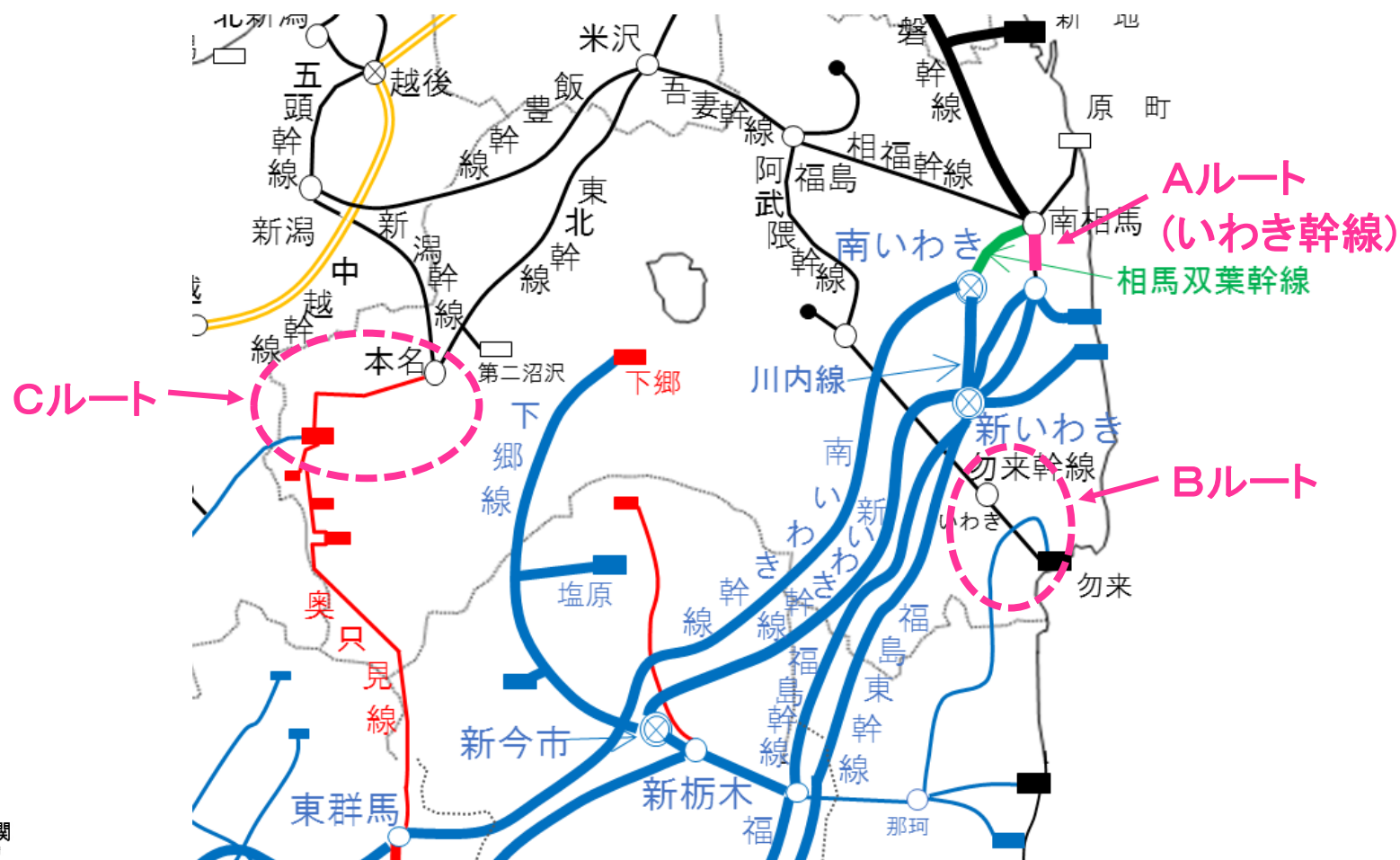
275kV 併用系統	同期安定性 向上効果	対策工事			備考
		概要	概算工事費 (制御装置を除く)	概略 工期	
Aルート (いわき幹線)	+20万kW程度	南相馬変電所の 短絡容量対策	70億円	4～5年	
Bルート	+20万kW程度	母線改造等	未算定	未算定	所有者の了承 が必要
Cルート	+10万kW程度	275kV送電線の 鉄塔建替等	数百億円	10年程度	所有者の了承 が必要

6. 既設275kV線路併用

(3) 275kV系統複数箇所での併用

27

- 275kV系統の3ルートでの併用を組み合わせた場合でも、1箇所を併用した場合と同程度の同期安定性向上効果であり、3箇所を併用した場合には前頁の全ての対策が必要となるため、複数箇所での併用は、1箇所を併用する場合に劣る。



7. STATCOM(無効電力補償装置)の設置

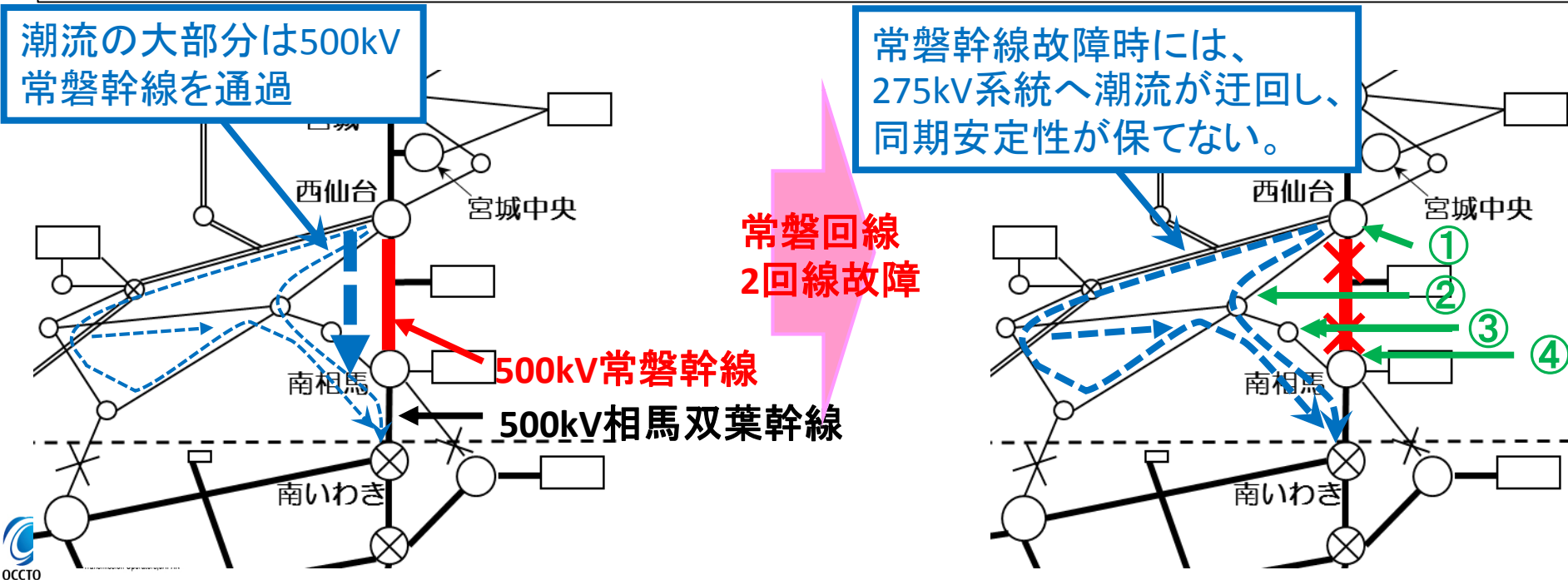
28

(1) 検討概要

- 現在の運用容量は、常磐幹線2回線故障時の同期安定性により制約されている。
- そこで、STATCOM(無効電力補償装置)による同期安定性の向上を検討した。

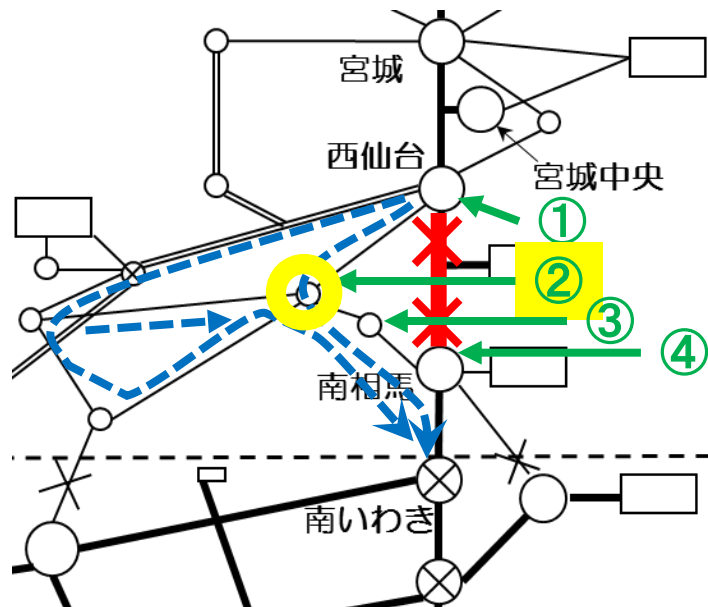
【500kV常磐幹線2回線故障時の状況と対策候補箇所】

- 500kV常磐幹線は、275kV系統とループ系統を構成している。
- 常時、東北エリアから東京エリア方向の潮流は、大部分が常磐幹線を通過している。常磐幹線2回線故障時には、この潮流が275kV系統へ流れ込むことで重潮流となり、同期安定性を維持できなくなる。
- そこで、275kV系統(図中①～④)へSTATCOM(無効電力補償装置)を設置して、重潮流による電圧低下を抑制し、同期安定性の向上効果を確認した。



7. STATCOMの設置 (2)検討結果

29



- 最も効果の高い米沢変電所275kV母線へSTATCOMを設置した場合でも、**300MVAの設置(概算工事費:100億円程度(レイアウト変更分を除く)、概略工期:5年程度)で運用容量拡大量は10万kW程度と効果は限定的。**
- また、当該区間が500kV2ルート化された場合、現状のような275kV系統への流れ込みは運用容量制約要因でなくなるため、恒久対策・将来の系統増強とも整合しない。

STATCOM設置による運用容量拡大効果(万kW)

設置容量 (MVA)	150	300	450	600	750	900	1050	1200	変電所への設置可否※ (運用容量を+10万kWの場合)
設置場所									
①西仙台変電所 275kV母線	0	0	+10	+10	+10	+10	+10	+20	× 設置スペースなし
②米沢変電所 275kV母線	0	+10	+10	+10	+20	+20	+30	+30	▲ レイアウト変更が必要
③福島変電所 275kV母線	0	0	+10	+10	+20	+20	+20	+30	△ 造成工事が必要
④南相馬変電所 275kV母線	0	0	0	0	0	0	0	0	× 設置スペースなし

※ 実施にあたっては、現地調査も含めた検討が必要

8. 短工期で実施できる対策案の検討結果(1)

30

	対策案	運用容量 拡大効果	概略所要工期	概算工事費	特徴
運用 対策	電源系統の切替	なし	—	—	効果なし
	電源制限対象の 拡大	最大+60万kW (運用容量:570万 kW時)	詳細検討要	詳細検討要	負荷遮断リスクが拡大
	電源制限の先行 実施	+30万kW程度 (対策設備運開～ 2020年度のみ)	4～5年程度	詳細検討要	将来計画には織り込み済み
	既設275kV線路併 用	+20万kW程度	6年程度	数十億円程度以上	将来の系統増強と整合しない 暫定的なもの
設備 対策	STATCOM(無効 電力補償装置)の 設置	数十万kW程度 (設置容量による)	5年程度	数百億円程度 (設置容量による)	将来の系統増強と整合しない 暫定的なもの

- 検討の結果、短工期で実施できる対策案について、有効な運用・設備対策が実施できるとの判断に現時点では至っていない。
- 前頁の検討結果を踏まえても、今回検討した対策の実施を希望される電気供給事業者から申し出があった場合(費用負担意思の再確認にあわせて確認)には、基本要件とは切り分けて、別途実施に向けて検討する。
- その際には、運用容量拡大に伴う信頼度面への影響を議論したうえで、対策費用・所要期間等を検討する。なお、電源制限される電源のリスク拡大等が伴う場合には、利害関係者となる事業者間の合意にも留意が必要である。
- この結果、対策を行う場合には、以下を条件とし、恒久対策が講じられるまでの暫定運用とする。
 - ✓ 故障時等、系統運用上必要な場合には、即座に系統からの切り離しや稼働を行うための指令、系統安定化システムによる制御を無条件に受けること
 - ✓ 前項に伴う費用負担や電源制限対象となる発電機遮断時の補償等を行うこと。

※実運用の短期断面での利用断面細分化、利用計画の変更、マージン解放により空容量が生じる場合もある

Ⅲ. 費用負担の考え方

- 第13回制度設計WGにおいて、「発電設備の設置等に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方」について検討され、発電設備の設置に伴う電力系統の敷設・増強のうち、ネットワーク側の送配電設備に関する基本的な考え方が提示された。
(第3回広域系統整備委員会においてご説明のとおり)
- 費用負担の在り方について今後指針が公表される予定であるが、本計画策定プロセスは、これから費用負担の議論を開始するため、今後示されるこの指針に整合するように扱うべきであり、本計画策定プロセスにおける費用負担については、これまで制度設計WG及び指針案において示された考え方に基づき、検討してはどうか。
- なお、指針公表までに考え方の変更等があった場合には、費用負担割合の決定(H28年9月予定)までに、広域系統整備委員会であらためて議論する。

- 本計画策定プロセスでは、基幹系統の増強ではあるものの、第3回広域系統整備委員会資料1でお示したとおり、「特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分」は、例外として「基幹系統以外と同様の評価により一般負担額・特定負担額を算出」する扱いとなる。

基幹系統の費用負担の考え方(結論)

7

- 基幹系統については、原則として、一般負担。
- 特定の電源からの送電を目的として設置・増強される場合であって、特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分は、例外として、基幹系統以外と同様の評価により一般負担額・特定負担額を算出。

◆ 基幹系統について

- 上位2電圧については、一般電気事業者各社が系統全体の根幹をなすものとして整備していることから、設備形成に関する従来ルールของ考え方にも倣い、上位2電圧(※)の送電線・変電設備とする。
- ただし、地理的環境や過去の増強の経緯などから本来であれば上位2電圧で整備されるべき大容量の送電を行う必要のある系統であっても、3番目の電圧系統を複数整備することにより対応している地域も存在。このような送電系統については、3番目の送電線・変電設備も、基幹系統に含めるのが適当と考えられる。

(※) 沖縄電力については、132kVのみを対象。

【各一般電気事業者の上位2電圧の送電線・変電所】

	北海道	東北 東京 中部 北陸 関西	中国 九州	四国
1	275kV	500kV	500kV	500kV
2	187kV	275kV	220kV	187kV

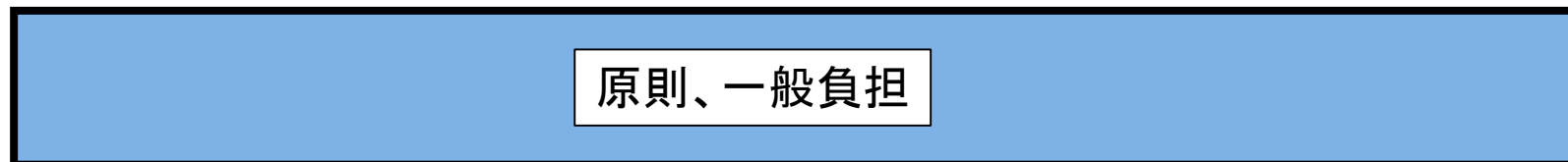
2. 広域系統整備計画における費用負担のイメージ

- 第13回制度設計WGにおいて提示された基本的な考え方を踏まえ、ネットワーク側の送配電設備に関する費用負担のイメージを以下に示す。

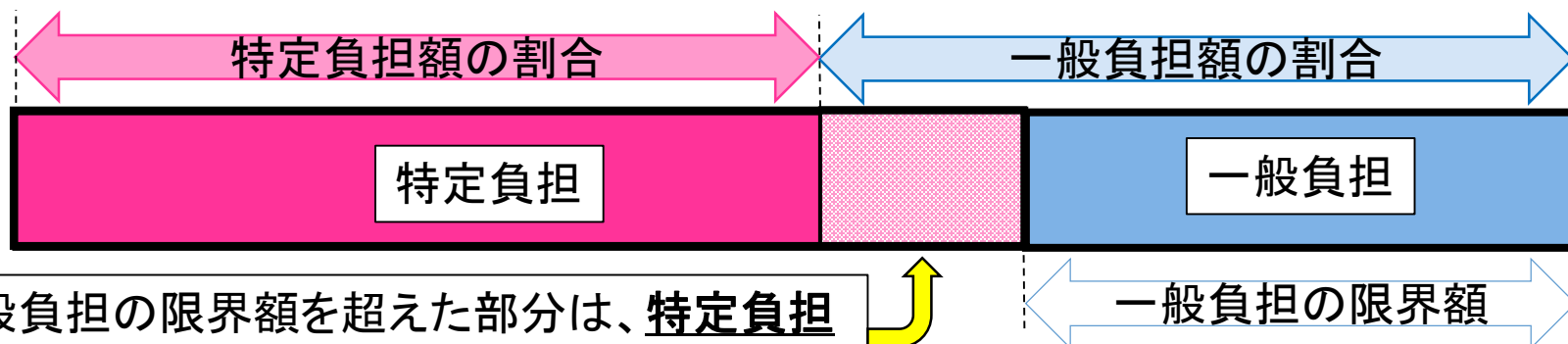
【基幹系統の費用負担の考え方】

- ✓ 基幹系統については、原則として、一般負担
 - ✓ 特定の電源からの送電を目的として設置・増強される場合であって、特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分は、例外※として、基幹系統以外と同様の評価により一般負担額・特定負担額を算出
- ※現在検討中の東北東京間連系線に係わる計画策定プロセスにおいて、当該連系線の増強等にあわせて新設等を行った電源から供給される電力の受給又は振替供給に係る契約であって、連系線の容量を長期安定的に確保すべき契約として認定された契約において確保された連系線の容量に相当する部分は、基幹系統に係る一般負担の例外となる。

➤ 基幹系統(含む連系線・連系設備)の費用負担



➤ 基幹系統以外(及び基幹系統の例外)の費用負担



- 【区間1】
・基幹系統以外と同様の評価により一般負担額・特定負担額を算出



- 一般負担額・特定負担額の特定にあたっては、次の①～③の項目を考慮して算出するよう制度設計WGにて示されている。
 - ① 設備更新による受益
 - ② 設備のスリム化による受益
 - ③ 供給信頼度等の向上による受益
- 今回検討している増強においては、既設設備の更新やスリム化は生じないため、①、②は考慮不要。
- ③の扱いについては、次頁以降で整理する。

■ 「供給信頼度等の向上による受益」は、下表のとおり考慮する。

広域系統整備の効果		受益者(一般負担部分)
事故時に発生していた停電や、大規模な発電設備の出力抑制を回避することが可能となる場合		
具体的内容	連系線2ルート化による、送電線1ルート(相馬双葉幹線)が断絶した場合に周波数維持のために発生する需要家の停電、既設発電設備出力抑制の回避	需要の遮断が回避される供給区域の需要家 発電機の出力抑制が回避される既設電源
	宮城中央変電所への500kV送電線引込による需要家の停電、既設発電設備出力抑制の回避	当該供給区域の需要家、既設電源
系統運用性が向上する場合		
具体的内容	該当なし	—

6. 一般負担額・特定負担額の算出の考え方 (2ルート化の効果)

39

- 連系線2ルート化により、送電線1ルート(相馬双葉幹線)が断絶した場合に周波数維持のために発生する需要家の停電、既設発電設備出力抑制が回避できる。

相馬双葉幹線2回線故障

(現状)

1ルートしかないため、東北・東京エリアが分離する。

東北・東京エリアは個別に周波数維持

東北エリア
電源過剰→周波数上昇→電源制限

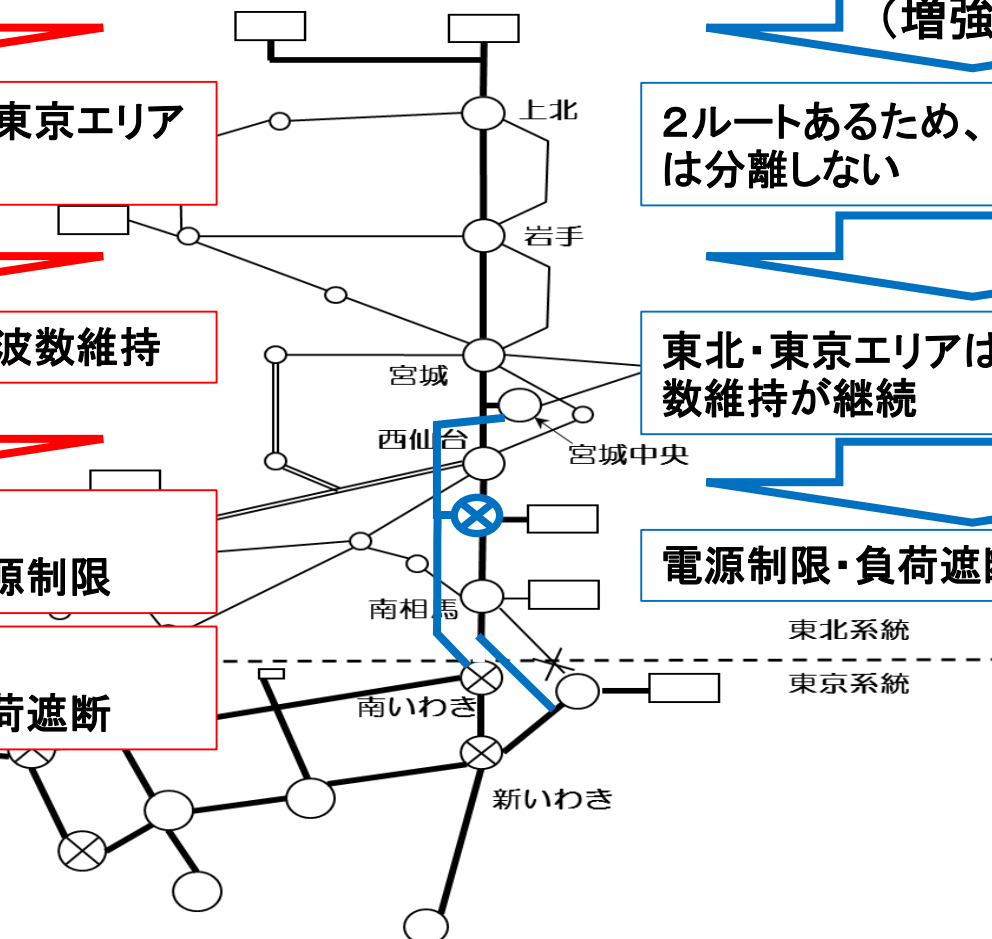
東京エリア
負荷過剰→周波数低下→負荷遮断

(増強後)

2ルートあるため、東北・東京エリアは分離しない

東北・東京エリアは一体的な周波数維持が継続

電源制限・負荷遮断が不要



- 特定負担額の算出方法は、指針案で以下のように記載されている。

(特定負担額の算出方法)

◇ 計算の前提

- A: 連系可能となる新規発電設備の容量(kW)
- B: 送配電線2回線故障時(N-2)における既設発電設備の出力抑制の回避が可能となる発電設備の容量(kW)
- C: N-2における停電の回避が可能となる需要の量

◇ 計算式

$A / (A + B + C)$

(※) 需要については、最小需要断面と最大需要断面の平均値とする。

- 「供給信頼度等の向上による受益」を算定しようとする、増強設備ごとで期待される効果と、その受益者が異なるため、算定方法に工夫が必要である。

8. 「供給信頼度等の向上による受益」における特定負担額の算出方法(2)

- 複数の設備増強と受益が考えられる場合、受益ごとに費用を対応させて評価できる以下の方法にて算出する。

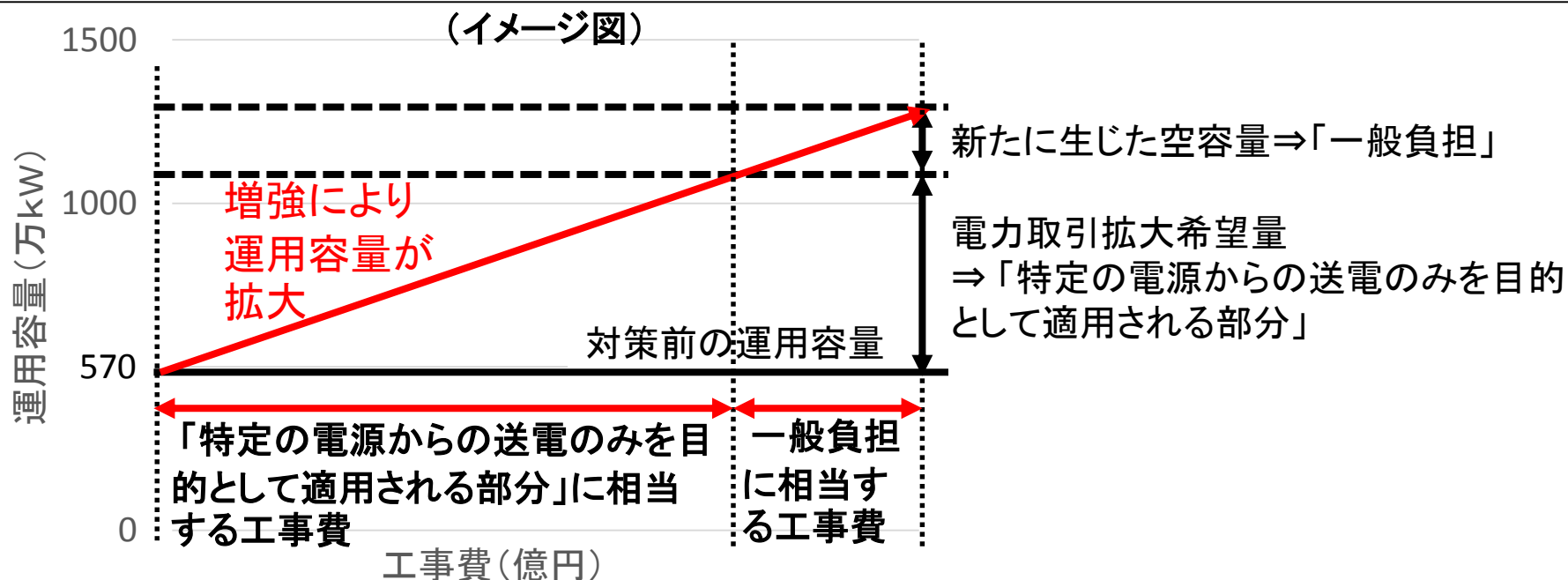
【増強設備毎の費用・受益に応じた特定負担額を算出し、その合計で評価】

$$(\text{特定負担額}) = \sum_{i=1}^n \left\{ (\text{費用}i) \times \frac{A}{A + B_i + C_i} \right\}$$

広域系統整備の効果	効果をもたらす増強の費用	受益者
効果1	費用1	新規発電設備の容量:A、既設電源:B ₁ 、需要:C ₁
効果2	費用2	新規発電設備の容量:A、既設電源:B ₂ 、需要:C ₂
⋮	⋮	⋮
効果n	費用n	新規発電設備の容量:A、既設電源:B _n 、需要:C _n

- 「特定の電源からの送電のみを目的として適用される部分」は、増強により拡大した運用容量のうち、電力取引拡大希望量のみである。
 ✓ 応募量を超過した運用容量拡大分については、新たに生じた空容量として扱うことになり、現時点では電源を特定できない。
- 「空容量」となる部分は、一般負担とする。
- 空容量が生じる場合、「特定の電源からの送電のみを目的として適用される部分」の費用は、以下のとおりとする。

$$(\text{費用}) \times \frac{(\text{応募量合計})}{(\text{増強により拡大した運用容量})}$$



■ 受益者の範囲は、下記とする。

✓ 特定負担：提起者及び応募者

・東北東京間連系線の利用を拡大しようとする事業者

✓ 一般負担：一般電気事業者2社（東北電力株式会社、東京電力株式会社）

・供給信頼度等の向上による受益があるエリアの一般電気事業者

- 短工期で実施できる対策は、希望する事業者のニーズに応じて実施され、また、恒久対策ができれば不要となる暫定的なものであるため、恒久対策とは分け、すべて希望する事業者の特定負担とする。

$$(\text{事業者1の費用負担割合}) = \frac{(\text{事業者1の利用希望量})}{\sum_{i=1}^n (\text{事業者iの利用希望量})}$$

- 広域系統整備の効果と受益者の定量化(見通し)
- 特定負担額、一般負担額の試算(見通し)

費用負担の考え方(まとめ)

4

1. 特定負担額・一般負担額の算出

(1) ネットワーク側の送配電設備のうち、基幹系統を構成する送配電設備の増強・敷設(増強等)にかかる費用については、原則として一般負担。

(2) 基幹系統以外の送配電設備の増強等にかかる費用については、以下の方法により、発電設備設置者が負担すべき額(特定負担額)を算定。

○ 一般負担とすべき額(一般負担額)・特定負担額を以下の観点から算出。

- (a) 設備更新による受益
- (b) 設備のスリム化による受益
- (c) 供給信頼度等の向上による受益

2. 一般負担の限界

一般負担額が、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」として広域的運営推進機関(広域機関)が指定する基準額を超えた額については、上記にかかわらず、特定負担。

3. 一般負担とされた費用の一般電気事業者間での精算

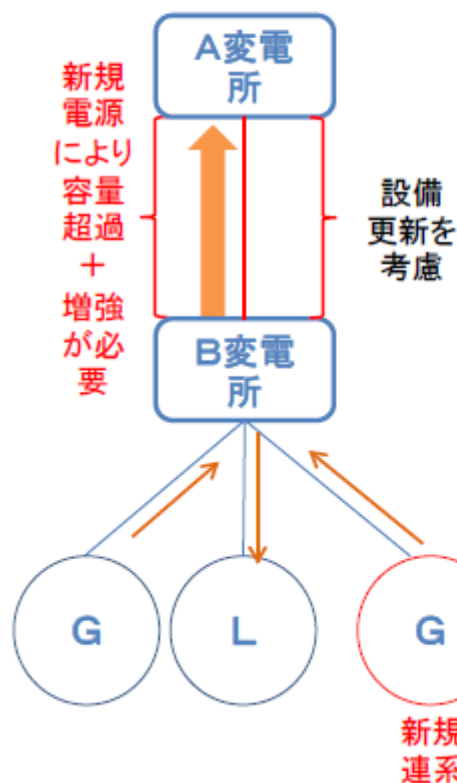
発電所のために発電所が立地する供給区域のネットワーク側の送配電設備の増強等をする場合で、他の供給区域へ発電した電気を送電する場合における増強等費用については、事業者間精算により基本的には回収。

基幹系統以外の費用負担の考え方(①(a)設備更新による受益)

10

- 増強を行わなかったとしても、いずれは設備更新が行われる点に着目。
- 送配電設備の増強を行わなかったとしても、その後の設備更新を勘案し、「一般電気事業者が利益を受けていると評価できる範囲」の額については、一般負担。送配電設備の増強額から、一般負担とされた額を引いた額を特定負担。

<例>



「一般電気事業者が利益を受けていると評価できる範囲」の額の考え方

○ 法定耐用年数を超えていない場合

送配電設備費(※1)×(受益調整係数(※2)／法定耐用年数(※3))

(※1)「送配電設備費」について

増強前の送配電設備費とする。ただし、具体的な更新計画が法定耐用年数経過後にある場合における、①更新計画前の受益分の算定にあたっては、「増強前の送配電設備費」とし、更新計画後の受益分の算定にあたっては、「更新計画で予定されていた送配電設備費」とする。

(※2)「受益調整係数」について

実際の使用年数とする。ただし、具体的な更新計画が法定耐用年数経過後にある場合における、①更新計画前の受益分の算定にあたっては、(増強前の送配電設備の共用開始から更新が予定されている年までの期間－法定耐用年数)とし、②更新計画後の受益分の算定にあたっては、(法定耐用年数－更新が予定されている年における増強後の送配電設備の使用年数)とする。

(※3)「法定耐用年数」について

所得税法及び法人税法の規定に基づく「減価償却資産の耐用年数等に関する省令」に規定する耐用年数をいう。

○ 法定耐用年数を超えている場合

送配電設備費(※)

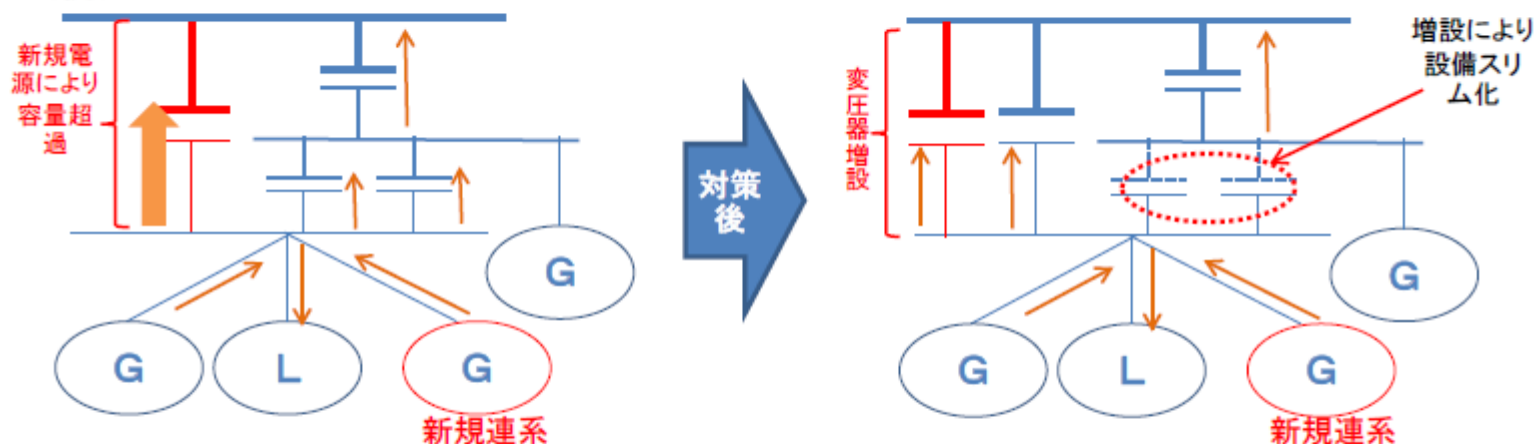
(※) 増強前の送配電設備費とする。ただし、具体的な更新計画がある場合における、①更新計画前の受益分の算定にあたっては、増強前の送配電設備費×((増強前の送配電設備の共用開始から更新が予定されている年までの期間－既設送配電設備の使用年数)/法定耐用年数)とし、②更新計画後の受益分の算定にあたっては、更新計画で予定されていた送配電設備費×((法定耐用年数－更新が予定されている年における増強後の送配電設備の使用年数)/法定耐用年数)とする。

基幹系統以外の費用負担の考え方① (b)設備のスリム化による受益

13

- 送配電設備の増強等により、他の送配電設備の更新投資が不要となった場合は、当該不要となった費用相当額について、「一般電気事業者が利益を受けていると評価できる範囲」の額として、一般負担とする。

<例>



(※) 設備計画を立案する際に、新規電源の連系に伴う設備増強により、既設設備の一部スリム化を行うことができないかにつき、検討することが必要。

「一般電気事業者が利益を受けていると評価できる範囲」の額の考え方

- 計算方法は、「①(a)設備更新による受益」における「一般電気事業者が利益を受けていると評価できる範囲」の考え方と同じ。

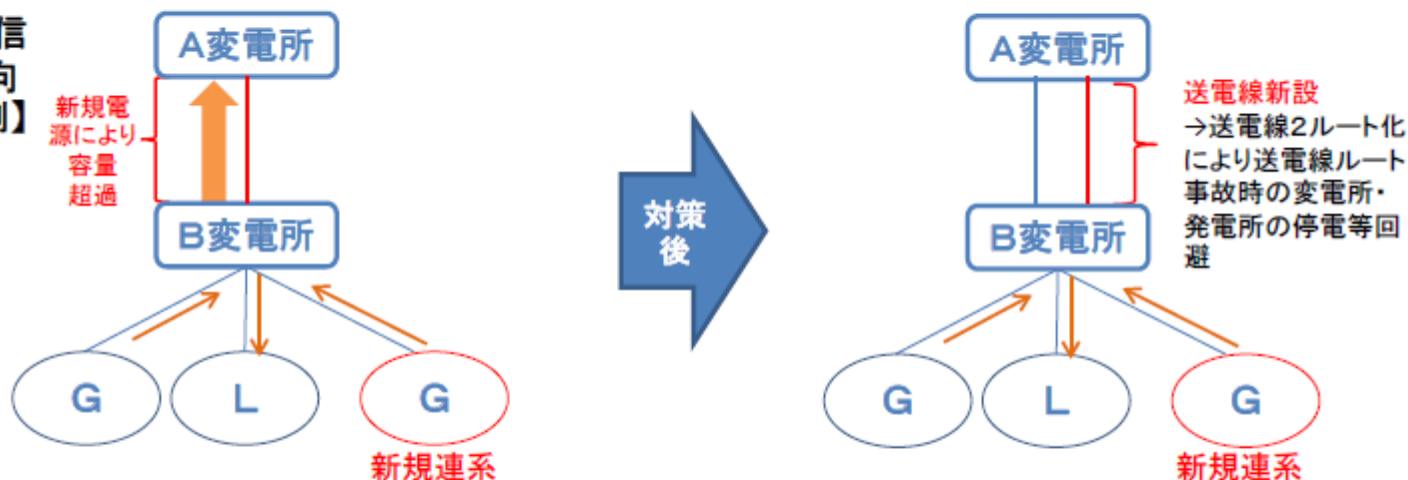
(※) 「増強前の送配電設備」を「更新投資が不要となった他の送配電設備」と「増強後の送配電設備」を「新設した送配電設備」とそれぞれ読み替えることが必要。

基幹系統以外の費用負担の考え方(①(c)供給信頼度等の向上による受益)

15

■ ネットワーク側の送配電設備の増強等により、従来送配電設備事故時に発生していた停電・大規模な発電設備の出力抑制を回避することが可能となる場合や系統運用性が向上する場合は、当該増強等に係る費用のうち、以下の算出方法により発電設備設置者の受益分として、特定負担分を算出する。

【供給信頼度向上の例】



＜特定負担分の算出方法＞

新規連系G: 連系可能となる発電設備容量

既設G: 送配電線2回線故障時(N-2)における既設発電設備の出力抑制の回避が可能となる発電容量

L: N-2における停電の回避が可能となる需要の量

→ (新規連系G) / (新規連系G + 既設G + L)

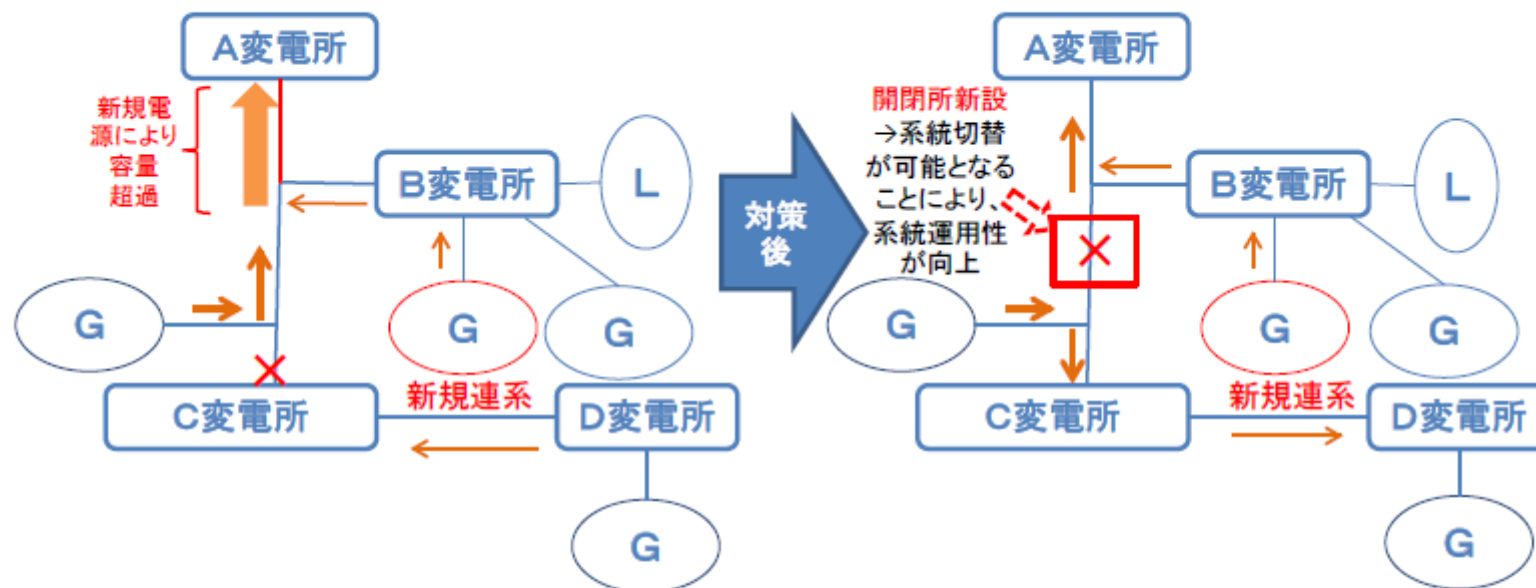
(※) Gについては、発電設備容量(kW)とする。

Lについては、最小需要断面と最大需要断面の平均値とする。

基幹系統以外の費用負担の考え方(①)(c)供給信頼度等の向上による受益

16

【系統運用性向上の例】



<特定負担分の算出方法>

新規連系G: 連系可能となる発電設備容量

既設G: 送配電線2回線故障時(N-2)における既設発電設備の出力抑制の回避が可能となる発電容量

B変電所のL: N-2における停電の回避が可能となる需要の量

→ (新規連系G) / (新規連系G + B変電所に紐付く既設G + B変電所のL)

(※) Gについては、発電設備容量(kW)とする。

Lについては、最小需要断面と最大需要断面の平均値とする。

IV. 電気供給事業者への意思再確認

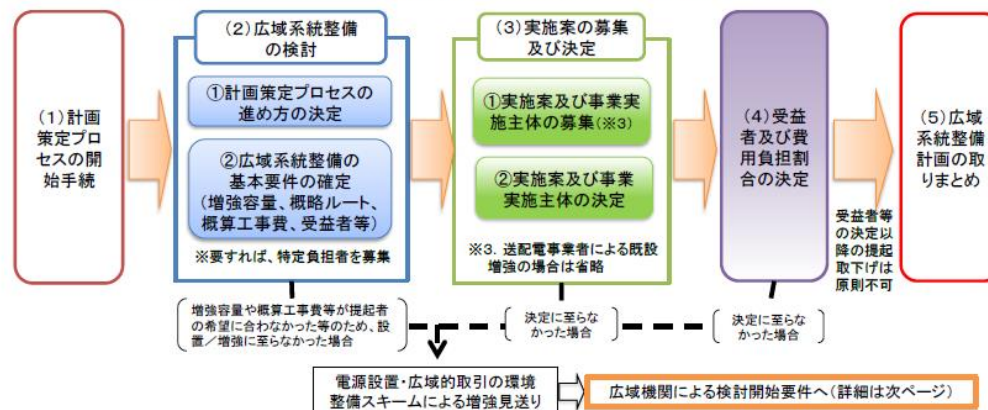
- 第8回制度設計WGにおいて、「『電気事業者による電源設置及び広域的取引の環境整備を理由とした計画策定プロセス』は、検討の機会を必要以上に制限しないという観点から、受益者及び費用負担の割合が決定されるまでは、適切な理由があれば提起を取り下げることも可能」と議論された。
- 制度設計WGの上記議論を踏まえ、送配電等業務指針においては、「受益者及び費用負担割合を決定するまでの間は、具体的な理由を記載した書面を本機関に提出することにより、提起又は応募を取り下げることができる」と規定されている。

第8回制度設計WG 資料5－5抜粋

4-2. 電気事業者による電源設置及び広域的取引の環境整備を理由とした計画策定プロセス 7

- 計画策定プロセスを開始した提起の実現可能性を高めるため、広域系統整備の検討において、提起者以外へも特定負担者の募集を行う仕組みを導入してはどうか。
- 検討する機会を必要以上に制限しないという観点から、提起者は、受益者及び費用負担の割合が決定されるまでは、適切な理由があれば提起を取り下げることも可能(※1)としてはどうか。
- 結果として、広域系統整備計画の策定が見送られた場合であっても、同じ広域連系系統において、3年間など複数年にわたり一定以上の増強ニーズが蓄積された場合(※2)は、広域機関が広域的取引の環境整備の観点から自ら発議を検討する仕組みにしてはどうか。

【広域系統整備の検討から広域系統整備計画の取りまとめまでのスキーム(計画策定プロセス)】



※1. 検討の結果、提起者が提起を取り下げた場合は、整備委員会は増強の見送りについても検討する。
※2. 同一事業者の場合や、適切な理由なく取り下げた場合等は蓄積しない。

【送配電等業務指針】

(広域系統整備に関する提起等)

第25条 1～2 (略)

- 3 広域系統整備に関する提起を行った電気供給事業者(以下「検討提起者」という。)は、本機関が業務規程第34条に基づき**受益者及び費用負担割合を決定するまでの間は、具体的な理由を記載した書面を本機関に提出することにより、当該提起を取り下げることができる。**

(電気供給事業者の募集及び応募等の手続)

第31条 1～3(略)

- 4 募集に応じた電気供給事業者は、本機関が業務規程第34条に基づき**受益者及び費用負担割合を決定するまでの間は、具体的な理由を記載した書面を本機関に提出することにより、当該応募を取り下げることができる。**

(費用負担割合の決定)

第38条 1～3(略)

- 4 本機関は、前項において通知した費用負担割合の案に対し、全ての費用負担候補者から書面による同意を得た場合に、費用負担割合を決定する。なお、費用負担候補者が第25条第3項又は第31条第4項により**提起又は応募を取り下げた場合その他費用負担の意思がないことが明らかとなった場合は、当該費用負担候補者を除外の上、前各項に準じ、再度、費用負担割合を検討する。**

- 現行ルールに対し、広域系統整備委員会において以下の懸念が示されている。
 - ✓ 実施案・事業実施主体の募集による送電事業者選定後にも、電気供給事業者が変動する可能性がある。これによって、過大な設備にならないような方法を工夫しなければならない。また、応募を検討する送電事業者から見た場合の不確実性により、公募が不調となるような懸念がある。
 - ✓ 提起又は応募の取下げに伴う費用負担割合の再検討の結果、連鎖的な提起又は応募の取下げが起きる可能性がある。
 - ✓ 保証金等、応募取り下げに対するペナルティーにより、電気供給事業者に費用負担をコミットさせる方法も検討すべきではないか。
- ⇒広域系統整備委員会の指摘する懸念事項に対する対応策の検討が必要

広域系統整備計画の策定の流れ



この間は、応募取り下げ可能

- 広域系統整備委員会が指摘する懸念事項に対しては、下表の対応策が考えられる。
- 現行ルールにより募集したことを踏まえると、評価欄記載のとおり、制度設計WGの趣旨、実効性、公平性の確保、事業者の理解の得られ易さ等を踏まえると、基本要件決定後速やかに③「事業者に対する要請文の送付」を行い、実施案の公募要領へ反映することが合理的か。

対応策	①保証金の納付	②誓約書の提出	③事業者に対する要請文の送付
概要	保証金の納付を求め、提起又は応募を一定期日後に取り下げた場合は、合理的な理由がある場合を除き、保証金を返却しない。	一定期日後には、合理的な理由がない限り、提起又は応募を取り下げない旨の誓約書の提出を求める。	提起又は応募の取下げによる計画策定プロセスに与える影響を説明し、誠意ある対応を求める要請文を送付する。
メリット	◎保証金を返却しないというペナルティーを設けることで、合理的な理由のない提起又は応募の取下げの抑止（早期の応募継続の判断）の実効性が高い。	○誓約書の提出によって、合理的な理由のない提起又は応募の取下げを一定程度抑止（早期の応募継続の判断）することが可能。 △制度設計WGの趣旨を逸脱するものではない（損害賠償を求めない場合）。	◎制度設計WGにおける「必要以上に検討の機会を制限しない」との趣旨には最も整合的。 ○事業者の理解が得られやすい。
課題	× 制度設計WGの趣旨とは整合的でない。 × <u>現行ルールに言及がなく、事業者の理解を得ることが非常に困難。</u> × <u>一部事業者が拒否した場合に強制力がなく、公平性の確保が困難。</u>	× 損害賠償を求める場合には、制度設計WGの趣旨とは整合的でない。 × <u>現行ルールに言及がなく、事業者の理解を得ることが困難（損害賠償を求める場合）。</u> × <u>一部事業者が拒否した場合に強制力がなく、公平性の確保が困難。</u>	△ペナルティーがなく、実効性が限定的。
評価	実効性は高いが、制度設計WGの趣旨とも整合的でない上、全ての事業者の理解を得ることも困難と想定され、採用し難い。	抑止効果が相応に期待できるが、全ての事業者の理解を得ることが困難と想定され、採用し難い。	実効性が限定的だが、制度設計WGの趣旨に整合し、公平性の確保が可能であり、事業者の理解を得やすい。 <u>⇒対応策として採り得るのは本案か。</u>

- 要請文の送付にあたっては、以下の事項を示し、事業者が応募継続を判断できるようにすべきか。
 - ✓ 現時点で想定される費用負担額の見通し(今回、方向性を議論)
 - ✓ 対策工事の竣工予定時期
 - ✓ 本プロセス応募電源は、業務規程、送配電等業務指針における「連系線同時建設電源」に該当する。その場合の権利(連系線の容量登録が優先的に可能となる手続き、連系線同時建設電源の認定契約が可能)
 - ✓ 「特定の電源からの送電のみを目的として適用される部分」を除いて、新たに生じた空容量の使い方等について今後検討
- なお、制度設計WGの趣旨(「『適切な理由』がある場合に、提起又は応募の取下げが可能とすべき」)を踏まえ、現時点で電力取引の拡大を真摯に希望しており、蓋然性の高い計画を有している事業者からの応募取り下げが無いように留意が必要。

- 要請文にあわせて、事業者には費用負担の意思を再確認するとともに、発電所建設の進捗状況等を調査してはどうか。
- 費用負担意思の再確認・アンケートは、回答期限を基本要件決定後2か月以内とし、実施案の公募要領へ反映することとしてはどうか。
- なお、費用負担意思の再確認以降、今回の計画策定プロセスへの提起又は応募を取り下げる場合には、計画策定プロセスに参加している他の電気供給事業者に対して、多大な影響を与え得ることから、正当な理由が必要となる旨を注意喚起してはどうか。

【費用負担意思の再確認・アンケート項目】

- a. 基本要件等を踏まえた費用負担の意思の有無（再確認）
- b. 短工事で実施できる対策の希望の有無
- c. 系統アクセス工事の進捗状況・系統連系時期の見込み
- d. 発電所建設の進捗状況
- e. その他必要な事項

6. 対応策の実施スケジュール

58

- 要請文・負担意思再確認等については、以下のスケジュールで実施してはどうか。
- ✓ 第4回委員会(8月下):事業者への要請文・負担意思再確認等についてご議論
 - ✓ 第5回委員会(9月中):基本要件案の決定
 - ✓ 理事会(9月下):基本要件の決定
(基本要件決定後、要請文・負担意思再確認等を送付)
 - ✓ 負担意思再確認等提出期限(11月下):結果を実施案の公募要領検討へ反映

	平成27年度										平成28年度
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1～3月	
開始手続き	☐										
進め方	☐										
電気供給事業者の募集	☐										
対策案の検討	必要性・対策案検討、各案比較評価										
受益者範囲の検討											
実施案の検討							要領検討				評価
負担割合の検討								↑ 反映			☐
広域系統整備計画 取りまとめ・公表											☐
広域系統整備委員会	★ 4/24	★ 6/8	★ 7/28	★基本要件の原案 ・要請書・負担意思再確認等 について議論 ★基本要件			★実施案等の募集 →★実施案等の募集			★実施案等(8月) ★負担割合(9月) ★広域系統整備計画 の決定(10月)	
理事会	◆ 4/15 ◆ 4/28	◆ 6/17	◆ 7/7	◆基本要件 理事会決定後、 基本要件提示			◆実施案等の募集 →◆実施案等の募集				
事業者への意思確認							◆要請書 兼負担意思再確認等送付	◆負担意思再確認等回答			

計画策定プロセスの提起又は応募に対する要請について

電力広域的運営推進機関(以下「当機関」という。)は、東北東京間連系線に係わる計画策定プロセス(以下「本プロセス」という。)において、送配電等業務指針第31条第1項に基づき、広域的な電力取引により東北東京間連系線の利用を拡大しようとする電気供給事業者の募集を実施いたしました。

当機関の上記募集に対しては、多数の電気供給事業者から応募をいただいております。当機関は、電気供給事業者の提起及び応募の内容を踏まえ、広域系統整備の基本要件を決定しました。

一方、送配電等業務指針においては、計画策定プロセスの提起者又は応募者は、当機関に対し、具体的な理由を記載した書面を提出することにより、受益者及び費用負担割合を決定するまでの間は、同プロセスの提起又は応募を取り下げることが可能とされております(同指針第25条3項及び第31条4項)。

しかし、計画策定プロセスの提起又は応募の取下げが行われた場合には、広域系統整備の基本要件の再検討が必要となる場合があります。特に実施案・事業実施主体の募集開始後に再検討が必要になる場合には、同プロセスが大幅に遅延する可能性があるとともに、費用負担額の見込みに変動が生じる可能性があり、同プロセスに参加された他の電気供給事業者の事業計画やファイナンスの見通しに多大な影響を与えるおそれがあります。

つきましては、本プロセスに提起又は応募いただいた電気供給事業者におかれましては、基本要件などにより、本プロセス参加の継続意思をご検討いただくとともに、やむを得ず本プロセスの提起又は応募を取り下げられる場合、および提起又は応募いただいた計画(電力取引の量、希望時期)を変更される場合には、決定後、速やかに当機関へ具体的な理由を記載した書面を提出していただくよう要請いたします。

以 上

V. 基本要件の決定に向けた検討

- 今回の広域系統整備計画は、電気供給事業者からの提起及び応募により計画策定プロセスを開始していることに加え、以下の観点も含めて広域系統整備を行う必要性を有する。
 - ✓ 提起及び応募量をすべて送電できる広域系統整備に代わる代替的な方策はない。
 - ✓ 東北東京間連系線が複数ルート化されるため、連系線1ルートの2回線故障時の系統分離が解消されるなど、供給信頼度が向上する。
 - ✓ 提起及び応募量から考えて、電気供給事業者の増強に対するニーズは高く、新たに生じる空容量も含めて、広域系統整備による電力取引の活性化及び再生可能エネルギー電源導入に寄与する。

【送配電等業務指針】

(基本要件等の決定)

第30条 本機関は、前条第1項の確認及び検討の結果、計画策定プロセスを継続する必要があると判断した場合は、広域系統整備の基本要件及び受益者の検討にあたり、次の各号に定める事項を考慮の上、広域系統整備を行う必要性の有無を検討する。

一 広域系統整備に代わる代替的な方策(電源の新增設、既設電源の供給力の増加等)

二 広域系統整備に要する費用

三 広域系統整備による電気の安定供給に与える影響

四 広域系統整備による電力取引の活性化への寄与の有無及びその程度

五 広域系統整備による再生可能エネルギー電源導入への寄与の有無及びその程度

六 その他広域系統整備による社会的な便益に与える影響

2 本機関は、前項の検討の結果、広域系統整備を行う必要があると判断した場合には、次の各号に定める広域系統整備の基本要件及び受益者の範囲を定める。

一 広域系統整備の基本要件

ア 増強の目的及び期待される効果

イ 必要な増強容量

ウ 広域系統整備が必要となる時期

エ 広域系統整備の方策(工事概要、概略ルート、概算工事費、概略所要工期等)

オ 今後の予定

二 広域系統整備の目的に照らした受益者の範囲

➤基本要件(案)の要旨は以下のとおり

ア 増強の目的及び期待される効果

■目的

東北東京間連系線を活用した広域的な電力取引の活性化

■効果

提起者・応募者による5,073,010kW(19発電所)の東北東京間連系線を利用した電力取引の拡大を行うことが可能になる。

また、2019年度以降は0%である空容量(順方向)も、今回の広域系統整備により43万kW以上が確保できる。

さらに、東北東京間連系線の複数ルート化による供給信頼度向上などが期待できる。

イ 必要な増強容量

東北東京間連系線の運用容量を570万kWから、550万kW以上の増強(1,120万kW以上への増強)を行う。

ウ 広域系統整備が必要となる時期 (P)

可能な限り早期の実現が必要であり、所要工期等を勘案して〇〇年度以前の運用開始を目指す。

エ 広域系統整備の方策(工事概要、概略ルート、概算工事費、概略所要工期等)

■ 工事概要

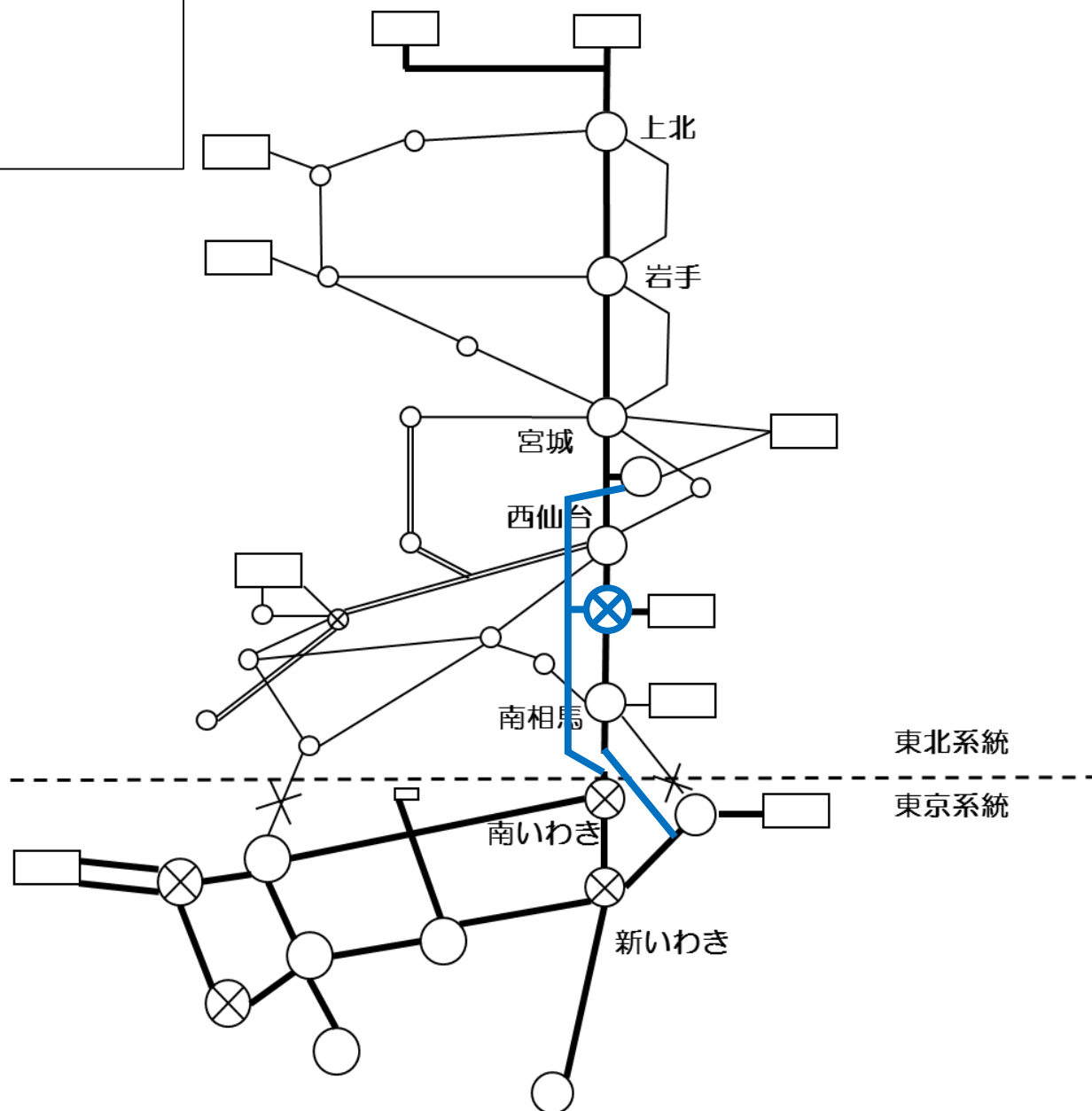
下表のとおり、東北東京間に2ルート目の連系線を新設する。

500kV送電線新設	南いわき開閉所～新設開閉所 ・ 2回線、60km
	新設開閉所付近～宮城中央変電所 ・ 2回線、80km
	相馬双葉幹線接続変更地点～福島幹線分岐 ・ 2回線、5km
500kV開閉所新設	常磐幹線分岐箇所周辺 ・ 500kV送電線引出8回線
500kV送電線引出	宮城中央変電所、2回線
その他	調相設備、系統安定化装置他

エ 広域系統整備の方策

■ 概略ルート

右図のとおり



エ 広域系統整備の方策

■ 概算工事費

1, 520億円程度(消費税等相当額除く)

■ 概略所要工期 (P)

○年程度の見込み(ただし、長距離の送電線工事においては、用地状況などによって相当程度工期が変動する可能性がある)

6. 基本要件(案)(5)

67

オ 今後の予定

平成27年 9月 基本要件の決定
 10月 実施案等の募集要否の決定
 12月 実施案等の募集(平成28年5月締切)
 平成28年 8月 実施案等の決定
 9月 費用負担割合の決定
 10月 広域系統整備計画の決定

	平成27年度							平成28年度								
	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
対策案の検討																
受益者範囲の検討																
実施案の検討		要領検討						評価								
負担割合の検討																
広域系統整備計画 取りまとめ・公表																
広域系統整備委員会		★実施案等の 募集要否		★実施案等の募集			★検討状況報告			★検討状況報告			★実施案等 ★費用負担割合 ★広域系統整備 計画の決定			
評議員会		◇基本要件		◇検討状況報告			◇検討状況報告			◇検討状況報告			◇費用負担割合			
理事会		◆基本要件 ◆実施案等の 募集要否		◆実施案等の募集			◆検討状況報告			◆検討状況報告			◆実施案等 ◆費用負担割合 ◆広域系統整備 計画の決定			
その他				☆実施案等の募集 (～H28/5)										☆広域系統整備 計画の公表		

カ その他

- 短工期で実施できる対策案について、有効な運用・設備対策が実施できるとの判断に現時点では至っていないが、電気供給事業者から検討の申し出があった場合には、基本要件とは切り分けて、別途実施に向けて検討する。
検討を行う際には、運用容量拡大に伴う信頼度面への影響を議論したうえで、対策費用・所要期間等を検討する。なお、電源制限される電源のリスク拡大等が伴う場合には、利害関係者となる事業者間の合意にも留意が必要である。この結果、対策を行う場合には、恒久対策が講じられるまでの暫定運用とする。

■ 特定負担:提起者及び応募者

- ・ 東北東京間連系線の利用を拡大しようとする事業者

■ 一般負担:一般電気事業者2社(東北電力株式会社、東京電力株式会社)

- ・ 供給信頼度等の向上による受益があるエリアの一般電気事業者

VI. 今後の予定

[第5回 広域系統整備委員会(9月)]

- ◆ 基本要件案の取りまとめ(送配電等業務指針第30条)
- ◆ 費用負担の見通し
- ◆ 実施案等の募集要否検討(送配電等業務指針第33条)

[第6回 広域系統整備委員会(10月)]

- ◆ 実施案等の募集要否(送配電等業務指針第33条)

[第7回 広域系統整備委員会(11月)]

- ◆ 事業者への意思再確認結果報告(中間報告)
- ◆ 実施案等の公募要領原案検討

[第8回 広域系統整備委員会(12月)]

- ◆ 実施案等の公募要領案のとりまとめ
- ◆ 事業者への意思再確認結果報告