

第4回 制度設計ワーキンググループ
事務局提出資料
～広域的運営推進機関が整備すべき事項について～

平成25年12月9日(月)

- 広域機関ルールの中には、広域運用拡大を目指す上で極めて重要な要素が含まれる。また、システム設計に係るルールについては、早急に方向性を見いだしていくことが必要。
- このため、事業者の関心が高く、広域運用拡大の鍵となると考えられる下記の事項について、マスタープラン研究会中間報告後の進捗も踏まえ、本日、この場でも御議論いただきたい。

1. 連系線等の利用の在り方(ESCJにおける「系統運用ルール」)

- ◆ 広域運用拡大のためには、限りある連系線等を、可能な限り有効に活用することが必要。

(1) 連系線利用の柔軟化 (2) 連系線の長期的な容量確保の在り方 (3) 混雑処理の在り方

2. 連系線等の設備形成の在り方(ESCJにおける「設備形成ルール」)

- ◆ 連系線等を可能な限り有効活用しても容量が不足する場合には、適切に設備形成が行われることが必要。

(1) 検討開始要件、検討提起できる主体の要件 (2) 広域機関が整備計画を策定するに当たっての考慮事項
(3) 事業実施主体の決定 (4) 受益者の特定

3. 系統連系等の在り方(ESCJにおける「系統アクセスルール」「情報公表ルール」)

- ◆ 広域運用拡大のためには、可能な限り多様な主体が、公平に、系統へのアクセスができ、また、アクセスに先だつての事前検討ができることが必要。

(1) 系統アクセス (2) 系統情報公表

4. 災害発生時等の緊急時対応のために必要なルール

- ◆ 多様な事業者が系統を利用するようになって、災害発生時等の緊急時において、複数の事業者が協調し、全力で復旧に当たることのできる仕組みが必要。

(1) 常時から備えておくべき事項 (2) 災害発生時等の緊急時における対応
(3) 災害発生時等の緊急時対応を円滑に行うための訓練

1. 連系線等の利用の在り方

- 広域機関発足に向けた検討会において、連系線等の利用ルールは最大の関心事項。
- ここでは、検討会でも議論となっている下記3項目を取り上げ、論点を整理する。

(1) 連系線利用の柔軟化

- ◆ 現在、FCをはじめとする連系線で、市場分断が発生。
- ◆ その解決策として、FCにおいては、これまで最低潮流や刻み幅による制約を解消する対応が行われてきたが、現状の運用を精査すると、運用容量のうち、かなりの容量が「マージン」として一般電気事業者の送電部門によって占められている。
- ◆ 広域機関ルールの策定に当たっては、「マージン」確保のより柔軟な運用の在り方について整理。

(2) 連系線の長期的な容量確保の在り方

- ◆ ESCJの認定を受けた契約に係る利用計画は、契約認定を受けている期間中は、その認定を受けた最大電力(kW)分について混雑処理時に優先的な扱いを受けられる。これに対し、利用者からは、公平性に欠けるという声が挙がっている。
- ◆ 長期固定電源の投資確保等の必要性は引き続き存続していると考えられるところ、こうした政策的必要性と統合的な容量確保の在り方を整理。

(3) 混雑処理の在り方

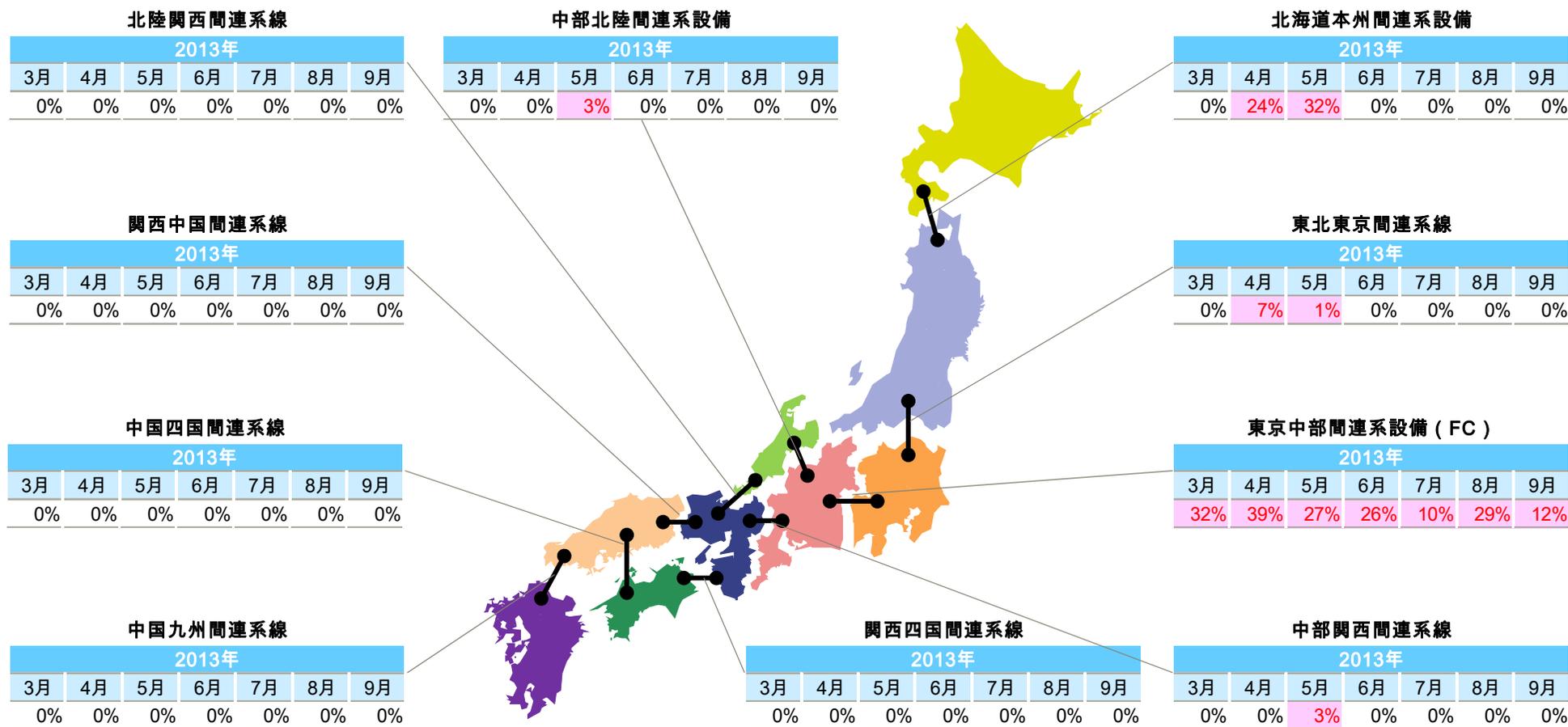
- ◆ 連系線の利用計画等が連系線を利用できる量を超える場合は、その解消措置を講ずることが必要。現在は、先着優先の原則に基づき、最後着の計画を抑制することを原則としている。
- ◆ 他方、順逆双方向の複数の潮流がある中で、ある先着者の計画変更により混雑が発生した場合であっても、最後着の計画が抑制されるというルールに対し、不満の声が挙がっている。
- ◆ システム改革の中で、計画値同時同量制度が導入されることも踏まえ、より利用者が納得感をもって連系線を利用できるルールを整理。

1. 連系線等の利用の在り方
(1) 連系線の利用の柔軟化

1(1) 各地域間の市場分断状況

○ 周波数50Hzと60Hz地域をつなぐいわゆる東西連系線(東京中部間連系設備(FC))を挟んだ市場分断の他、東日本では北本連系線、東北東京間でも市場分断が発生しているが、西日本内では市場分断はほぼ発生していない。

スポット市場取引における地域別の市場分断の発生状況(2013年3月~9月)



(注)図中の市場分断率は、年間のスポット市場における商品数(365日×48コマ/日)に対し、市場分断が発生したコマの割合。

1(1) 連系線(FC)の利用状況

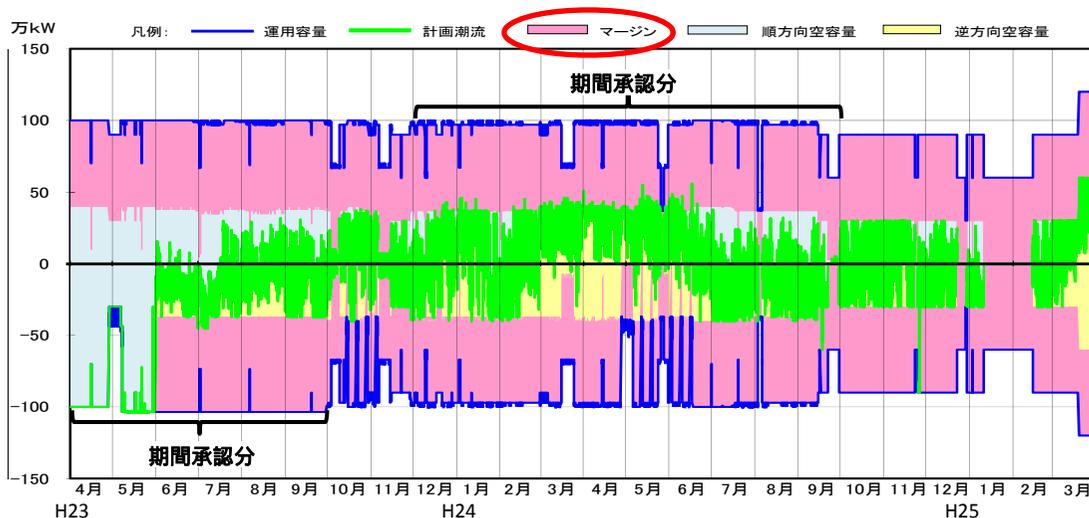
- 特に市場分断の多いFCに着目すると、年度毎にばらつきがあるものの、毎年度、2~4割程度の市場分断が発生。
- 他方、FCの利用実績を見ると、設備容量120万kW(平成25年2月までは103.5万kW)に対し、かなりの容量が「マージン」によって占められている。

東京中部間連系線を介したスポット取引における市場分断の年度別実績

	H17年度	H18年度	H19年度	H20年度	H21年度	H22年度	H23年度	H24年度	H25年度 (4-9月)
商品数	17520	17520	17568	17520	17520	17520	17568	17520	8784
分断数	15471	7063	4267	6234	6443	5953	3865	7591	2106
市場分断率	88.3%	40.3%	24.3%	35.6%	36.8%	34.0%	22.0%	43.3%	24.0%

FCの空き容量実績(H23~H24年度)

設備容量120万kW(H25年2月までは103.5万kW)に対し、マージンは60万kW(実績)



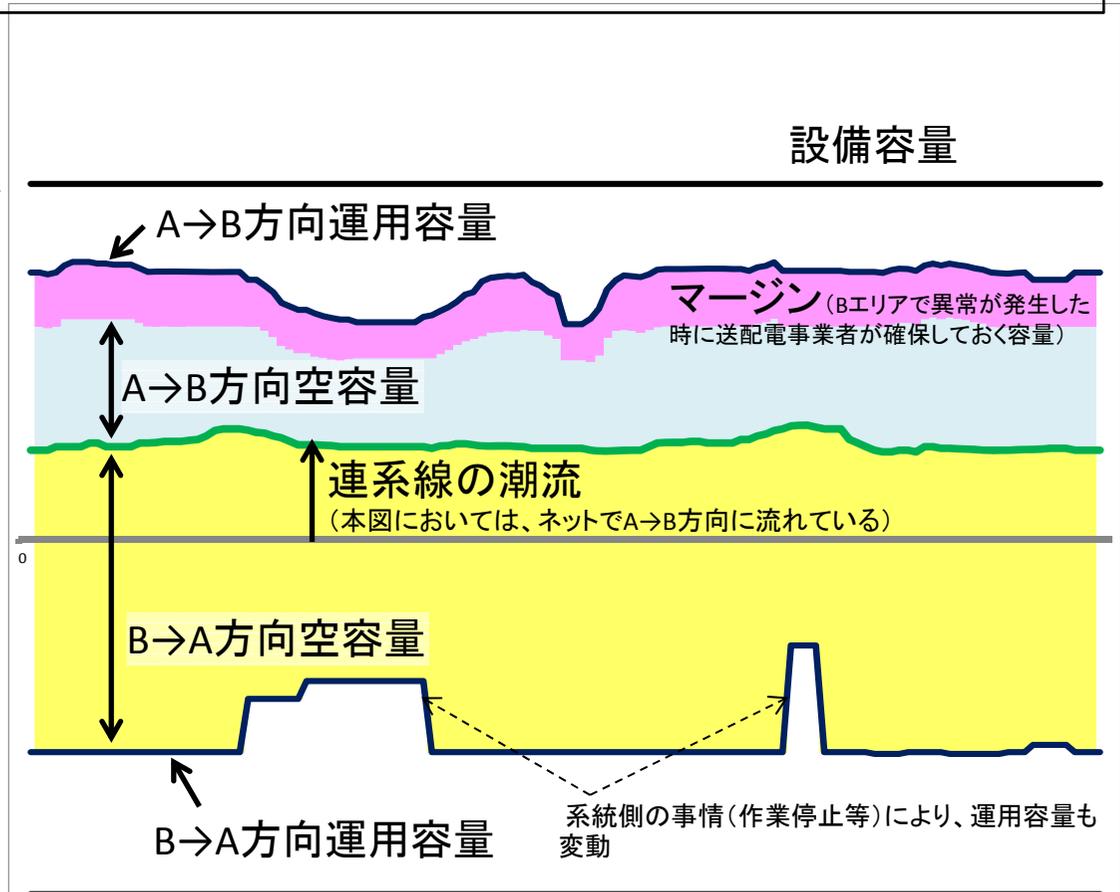
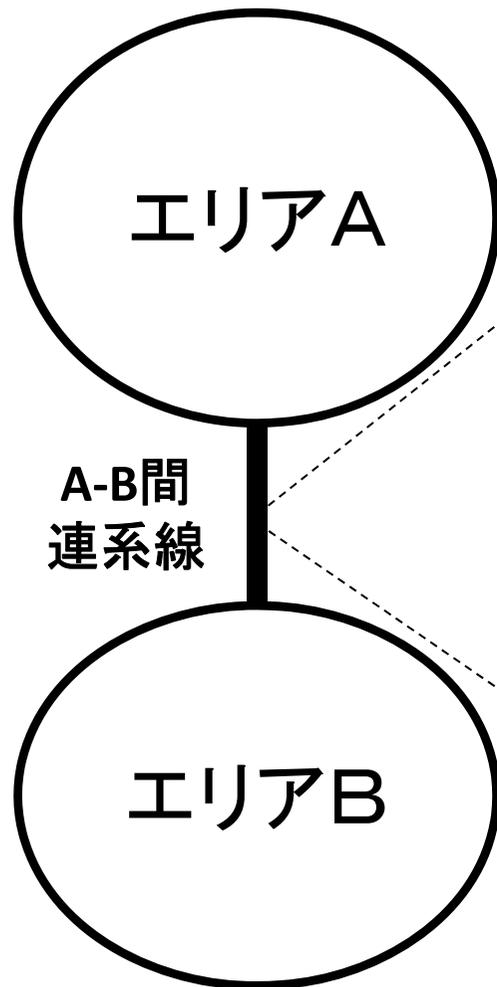
FCにおけるマージンの使用実績

		H25年度 (4/1~8/31)	H24年度	H23年度
順方向 (東京 中部)	実績(全国融通分)	0	0	0
	期間承認分(*)	(0)	(8,784)	(5,856)
逆方向 (中部 東京)	実績(全国融通分)	0	33	3
	期間承認分(*)	(0)	(0)	(8,784)
全体商品数(**)		7,344	17,520	17,568

(*) 一般電気事業者の要請に基づき、マージン使用を期間で承認した期間、東日本大震災の影響により、左図のとおり、震災直後には、東京方向に向け、設備容量限度まで潮流を流した実績もあるが、実際には使用されていない期間もある。期間承認を行った期間の使用実績については、ESCJにおいても正確な記録は残っていない。

(**) 年間のスポット市場における商品数(365日×48コマ/日)

- 連系線の「設備容量」に対して、「運用容量」「マージン」の関係は、下図のとおり。
- 「運用容量」は、「設備容量」の範囲内で、系統運用上、潮流を流すことのできる限界値として定められるもの。
- 「マージン」は、「運用容量」の範囲内で、系統運用者が確保し、系統異常時等に活用するもの。



A→BとB→Aとでは、一般的には、運用容量を決定する系統の制約要因が異なるため、運用容量にも差異が生ずる。

地域間連系線の運用容量 → 故障に備えた対応

運用容量を算定する要素

① 熱容量

② 系統安定度

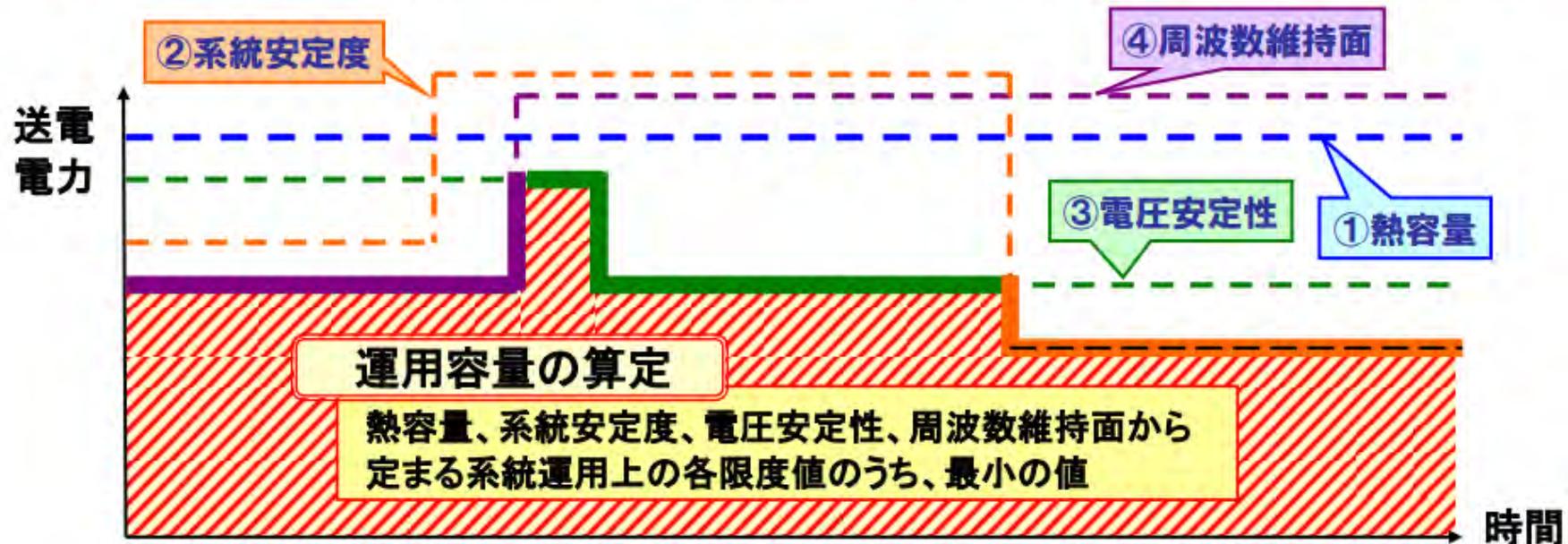
③ 電圧安定性

④ 周波数維持面

送電線が1回線故障しても、
送電線が1回線故障しても、
送電線が1回線故障しても、
連系線のルート断が発生しても、

残回線の容量以内に
発電機が安定運転できるように
電圧を維持できるように
周波数を維持できるように

★故障が発生する前に、発生した後のことを考えておく★ (事前に準備)



① 熱容量

送電線1回線故障や変圧器1台故障における健全設備の連続許容温度から求まる電流または直列機器(遮断器、変圧器等)の定格電流に基づく潮流の値とする。

② 系統安定度

想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転が維持できる潮流の値とする。
例えば、以下の想定故障がある。

- * 連系線等の1回線故障
- * 連系線等が接続している変電所・開閉所の片母線故障
- * ループを構成している場合の1ルート断故障

③ 電圧安定性

想定故障の発生を模擬した場合において、系統電圧を上昇(または低下)限度範囲内に維持できる、または系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。

例えば、以下の想定故障がある。

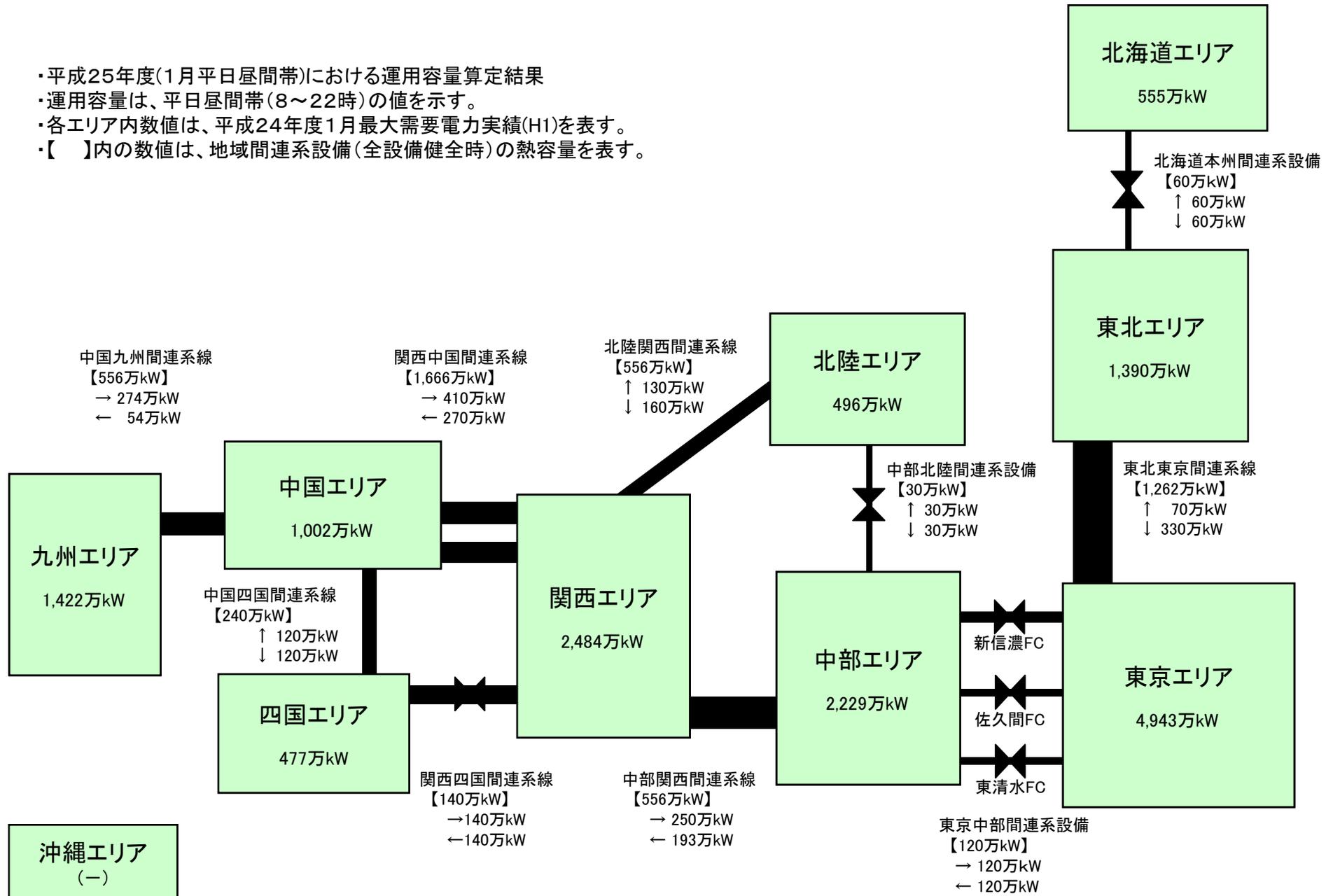
- * 連系線等の1回線故障
- * 連系線等が接続している変電所・開閉所の片母線故障
- * ループを構成している場合の1ルート断故障

④ 周波数維持面

それぞれの系統が大幅な周波数上昇(または低下)することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。

これは、系統が分離した場合に、連鎖的に電源脱落、負荷脱落に至らないことを考慮して、当該設備を運用する一般電気事業者の送電部門が定める値とする。

- ・平成25年度(1月平日昼間帯)における運用容量算定結果
- ・運用容量は、平日昼間帯(8~22時)の値を示す。
- ・各エリア内数値は、平成24年度1月最大需要電力実績(H1)を表す。
- ・【 】内の数値は、地域間連系設備(全設備健全時)の熱容量を表す。



○ ESCJルールによれば、マーヅンは、以下のように規定されている。

「系統の異常時および特殊軽負荷時の対応として、地域間連系線を介して他の管轄制御エリアと電氣を受給するため、または、系統を安定に保つために各地域間連系線に一般電氣事業者の送電部門が確保しておく容量」

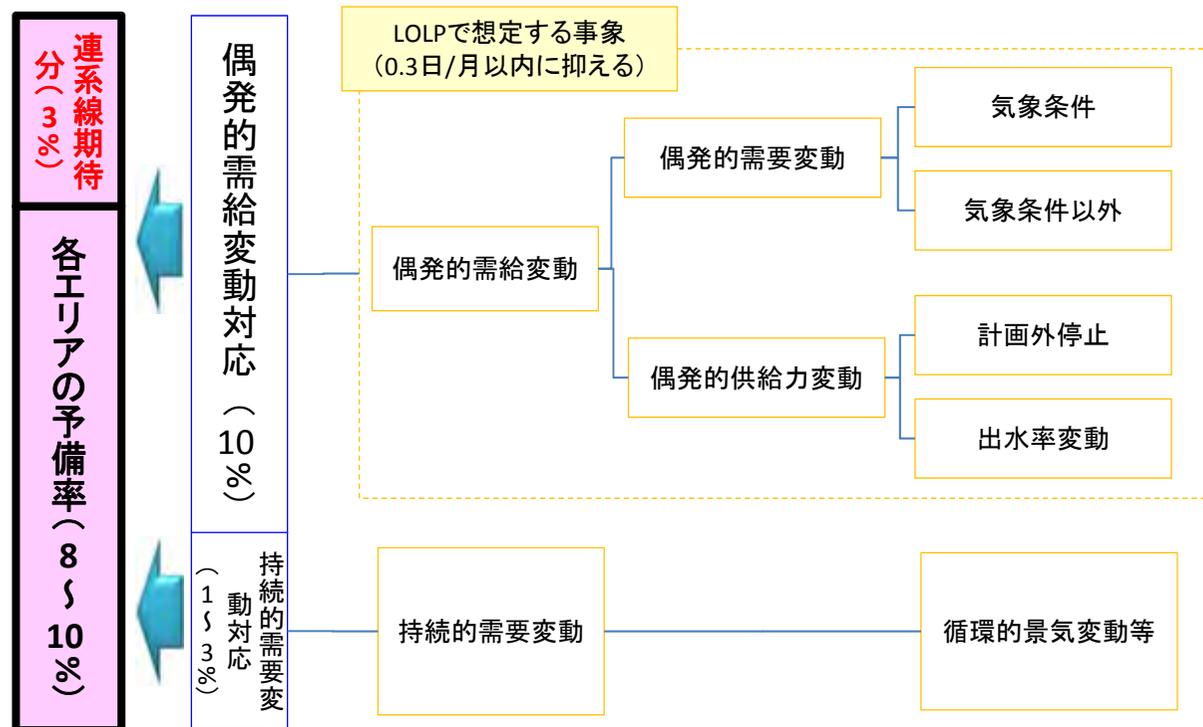
「マーヅンとして確保する量は、原則として、『系統容量の3%、または最大電源ユニットが脱落した場合に系統を安定に維持できる量』とする。」

連系線のマーヅンとして、系統容量の3%を必要とする考え方

◆ 停電を0.3日/年以内に抑える観点から、各エリアは、マーヅンを3%設定することを前提に、自社予備率8~10%を確保し、リスクに備えている。

最大電源ユニットが脱落した場合に系統を安定に維持できる量の考え方

- ◆ 例えば、北海道電力の最大ユニットが脱落した場合、北海道電カエリア内の周波数が大きく低下。
- ◆ この際、北海道エリアの系統規模を踏まれば、この脱落に対して、周波数を維持できない。
- ◆ このため①東北→北海道方向のマーヅンを確保しておくことで、瞬間的な電カ脱落に対応。
- ◆ 同様に、②中部→北陸、③関西→北陸、④中国→四国について、最大電カユニット脱落時の系統安定維持の考え方でのマーヅンが設定されている。



出典：電カ事業連合会より

各エリア単独で偶発的需要変動対応を行う場合の数字。
連系線期待分(3%)を前提とすれば、各エリアでは7%の変動対応に備えることとなる。

- 実需給に近い断面を想定する場合、マーヅンとして3%が空いた状態で確保されていることを前提に、各エリア内で「原則3~5%」の予備力を確保するというのが現在の運用。

供給予備率の考え方

- 前々日、前日と実運用に近づくにつれて、気温の予測精度が向上し、気温変動分に必要な予備力は徐々に低下していくことから、以下の予備率を確保した上で、各段面で時間帯ごとに余力を判断し、原則全量を投入する。ただし、季節や天候等の状況を勘案し、当該予備力では安定供給に懸念のある場合には、必要な対応を行う。

・スポット市場への投入時(前日)の供給予備率

→ 気温の変動時による需要予測の乖離を勘案し、「原則8%又は最大電源ユニット相当」の予備力を確保しつつ、少なくともそれを超える電源分をスポット市場に投入する。なお、気候が安定している季節など、需要予測の乖離が小さい場合には、市場投入する電源の上積みを行う。

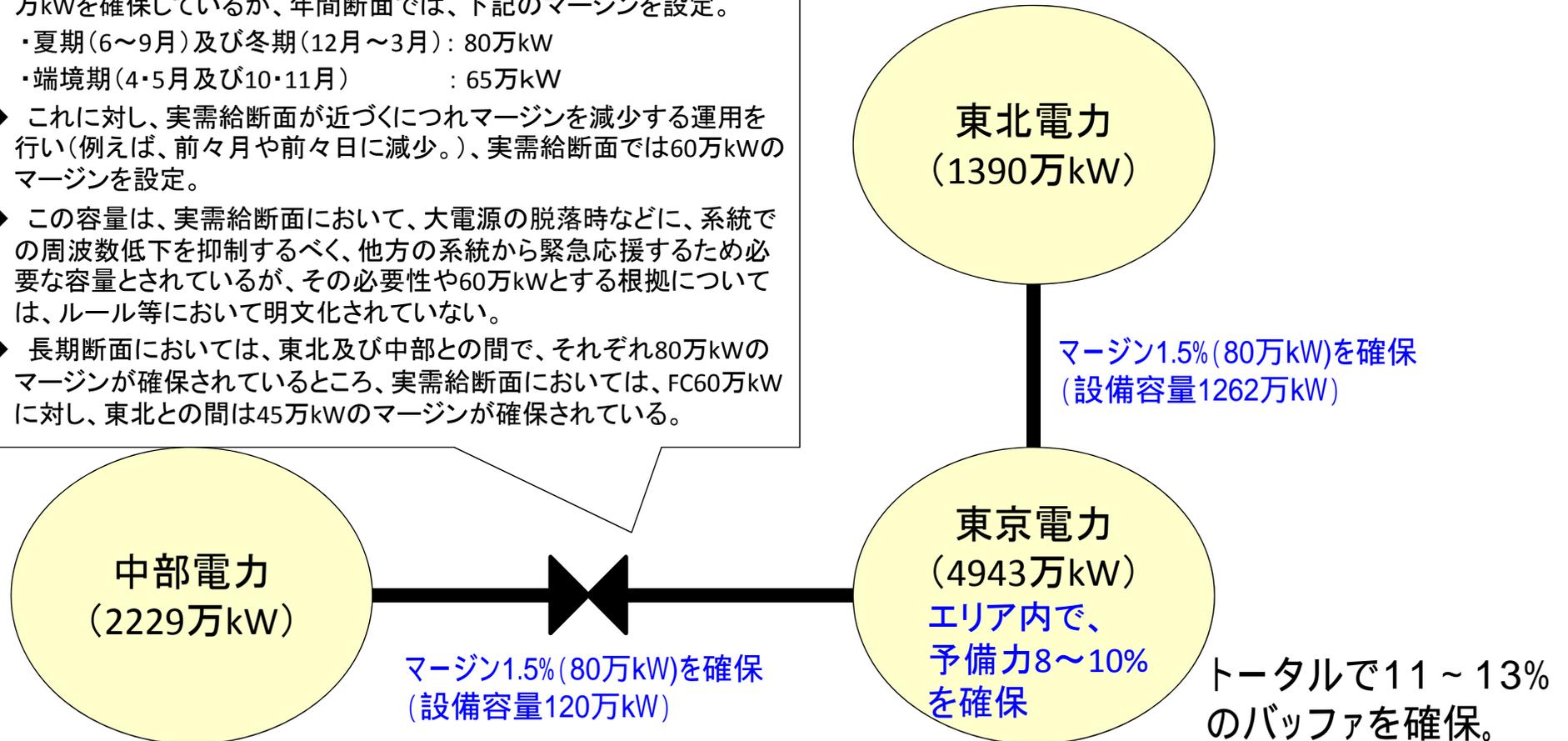
・時間前市場への投入時(4時間前)の供給予備率(第1場、第2場、第3場(当日分のみ))

→ 実需給直前であり気温の変動等による需要予測の乖離は縮小することから、「原則3~5%又は最大電源ユニット相当」の予備力を確保しつつ、少なくともそれを超える電源分を時間前市場に投入する。

1(1) 現行のマーヅン設定の具体的事例

- 例えは、東京電力は、交流連系線を介して東北電力と、FCを介して中部電力と連系。
- 約5000万kWの最大需要の3%は約150万kWとなる。このため、東京電力は、現行、80万kWを東北電力と、80万kWを中部電力との間で、マーヅンを設定。
- このように、計160万kWのマーヅンが確保されていることを前提に(エリア最大電力の3%超)、東京電力エリア内で8~10%の予備率が確保されれば、全体の需給リスクに耐えられるというのが現行の整理。

- ◆ FCについては、設備容量120万kWに対し、長期断面でマーヅン80万kWを確保しているが、年間断面では、下記のマーヅンを設定。
 - ・夏期(6~9月)及び冬期(12月~3月) : 80万kW
 - ・端境期(4・5月及び10・11月) : 65万kW
- ◆ これに対し、実需給断面が近づくにつれマーヅンを減少する運用を行い(例えは、前々月や前々日に減少。)、実需給断面では60万kWのマーヅンを設定。
- ◆ この容量は、実需給断面において、大電源の脱落時などに、系統での周波数低下を抑制するべく、他方の系統から緊急応援するため必要な容量とされているが、その必要性や60万kWとする根拠については、ルール等において明文化されていない。
- ◆ 長期断面においては、東北及び中部との間で、それぞれ80万kWのマーヅンが確保されているところ、実需給断面においては、FC60万kWに対し、東北との間は45万kWのマーヅンが確保されている。



- 東京電力エリアの月間最大電力(平成24年度)の実績は以下のとおり。
 - 例えば、FCの設備容量は小さく、市場分断率が高い状況を踏まえれば、月次の需要予測を踏まえてマージン量を設定するなど、きめ細やかな設定を行うことにより、少しでも利用者利便を高める工夫が必要ではないか。
 - また、長期断面において、東京電力と中部電力との間で80万kW(FC)、東京電力と東北電力の間で80万kW(交流連系線)が確保されているのに対し、実需給断面では、FCで60万kW、交流連系線で45万kWが確保されているところ、こうした運用については透明性の確保が必要ではないか。
- 連系線利用者の予見性を高める観点からは、各連系線におけるマージンの減少の考え方(実需給断面における必要容量及びその必要性を含む。)について、予めルールにおいて明確化しておくことが必要ではないか。
- さらに、平常時におけるマージン利用の在り方については、マージンと予備力の間には補完関係があることを前提に、利用者利便の観点から、更なる検討を進めていくことが望ましい。

【利用者の声】

「現状ルールにおいてもマージン利用に関して系統利用者の利便性向上に資する方策として、『マージン利用登録』『マージン確保量の減少』『需給逼迫エリアでのマージン利用』がルール化されているが、利用するための必要条件が厳しく、また手続きが煩雑である等の理由で利用しにくい状況であるため、より活用しやすい方策を検討すべき。」
 「マージン確保量の詳細な算定根拠は系統運用者以外の立場では分かりにくい。」

東京電力エリアの月間最大電力(平成24年度)

(単位 万kW)

	H24.4	H24.5	H24.6	H24.7	H24.8	H24.9	H24.10	H24.11	H24.12	H25.1	H25.2	H25.3
月間最大電力 (東京エリア)	3,785	3,568	4,010	5,038	5,078	4,724	4,158	4,279	4,616	4,702	4,743	4,238
1.5%相当容量	57	54	60	76	76	71	62	64	69	71	71	63
実際のマージン 設定量	65	65	80	80	80	80	65	65	80	80	80	80

(出典) 電力調査統計及び電気事業連合会ヒアリングより

- また、運用容量の算定に当たっても、利用者からは、透明性を高めるべきとする声が挙がっている。

【利用者の声】

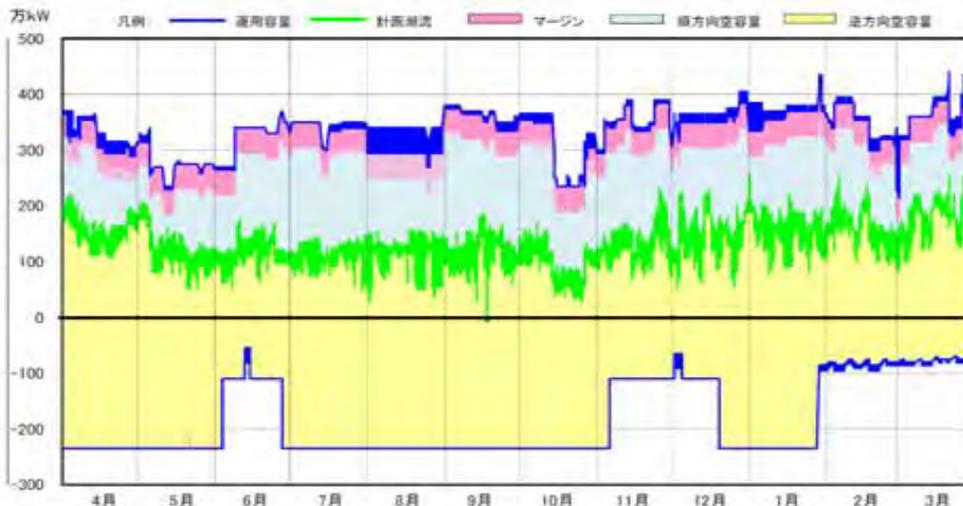
「運用容量の算出に当たっての前提条件の置き方は各社判断に委ねられているが、統一化が必要。」
 「運用容量の詳細な算定根拠は一部不明確であり、今後更なる透明性、公平性の向上が必要。」
 「運用容量が小さく算定される傾向がある。安全係数や前提条件の見直しが必要。」
 「算定に必要な各種情報を収集・とりまとめし、広域機関にて運用容量算出を実施することとしてはどうか。」

- 広域機関が、運用容量算出の前提条件や入力変数の適切性を確認するとともに、広域機関自身もシステムモデルを保有する等、算定結果の妥当性を検証できることが必要ではないか。
- また、利用者の声も踏まえ、連系線の利用に当たっての指標は、可能な限り透明化が必要。

東北東京間連系線の空き容量実績(H24年度)

その他透明化が期待される指標

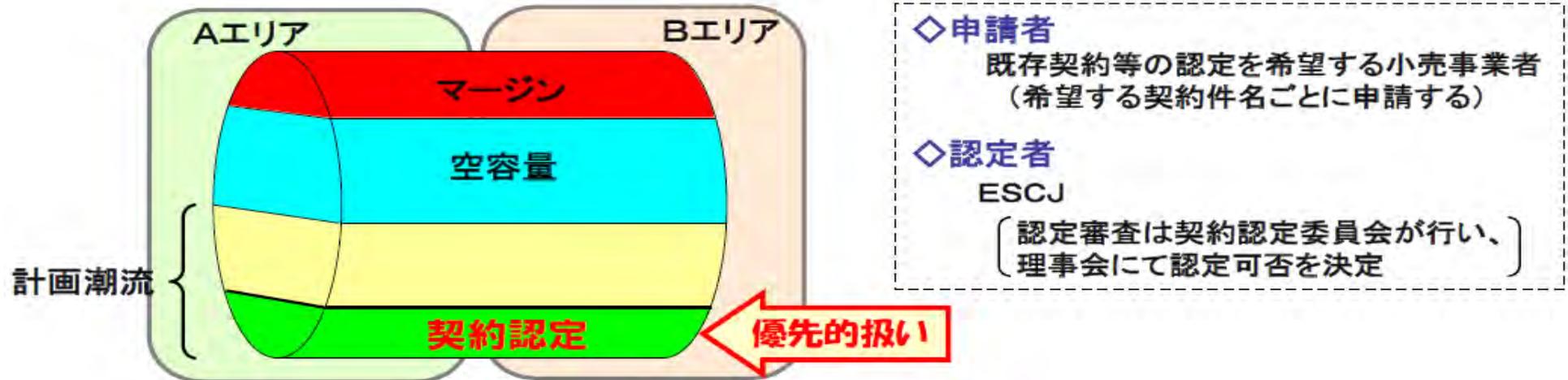
設備容量**1262万kW**に対し、運用容量は、
 東北→東京方向で約**470万kW**
 東京→東北方向で約**60万kW**



- ◆ マージン利用実績
- ◆ 連系線利用の事前可否判定で否となった回数、連系線の新規容量登録の申込みで否となった回数
- ◆ 市場分断数及び市場分断率 等
 - JEPXからのスポット市場約定に係るリクエストに対応できなかったコマ数、利用者からの送電可否判定要請に対し、「否」の回答を行わざるを得なかったコマ数など、「混雑」になる前の市場分断の実態を確認。
 - より本質的には、「混雑」の定義の見直しも含めた検討が必要ではないか(利用者が連系線を利用できなかった場合、そもそも計画に入らないため、現行の混雑の定義には含まれない。)

1. 連系線等の利用の在り方
(2) 連系線の長期的な容量確保の在り方

- 現行、連系線の長期的な確保の在り方として、契約認定制度が設けられている。
- 契約認定制度とは、現在の連系線利用ルールの整備以前から連系線を利用していたもの等について、先着優先の観点を踏まえ、契約認定を受けている期間中、その認定を受けた最大電力(kW)分について混雑処理時に優先的な扱いを受けられることとする制度。



契約認定の認定区分と認定数 (計55件 (認定ルートベース))

- ①長期固定電源(29件)(平成24年度審査実績。以下同じ。)
 - ・原子力、水力(揚水式を除く)、及び地熱発電所からの供給
- ②自然変動電源(平成24年度:0件)
 - ・風力、太陽光発電設備からの供給
- ③政策・制度的電源(12件)
 - ・旧電源開発促進法に基づいて開発された電源からの供給(長期固定電源及び自然変動電源以外)
 - ・契約が同一相手先との間で継続されていること
- ④連系線等同時建設電源(0件)
 - ・発電設備の建設と同時に連系線等の新設・増強を行ったもので、応分の負担を行った電源からの供給(長期固定電源及び自然変動電源以外)
- ⑤その他既存契約(14件)
 - ・上記以外の契約のうち、平成17年1月31日までに認定連絡した契約
 - ・契約が継続されていること。

- 契約認定の考え方は、ESCJの発足前に審議会で整理されたもの。
- 他方、利用者からは、先着優先の原則を掲げながら、一部優先される契約があるという点が公平性に欠けるのではないかという声が挙がっている。
- 現行55件存在する認定契約(認定ルートベース)をすべてリセットすることを考えると、①先着優先の考え方にに基づき、広域機関発足に併せ、新たに該当する利用計画を募集する、②オークションを導入し、利用計画を選定する、という手法が考えられる。

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について」(平成16年5月21日)

投資回収期間の長短を踏まえた電源開発投資環境の整備の観点から、自由化範囲拡大の中、引き続き長期固定電源への投資が確保されるよう、投資リスクのマネジメントを容易化することが必要であり、その考え方の下では、長期固定電源に対する一定の配慮が必要であることに加え、送電投資に対する一定の配慮も必要である。また、このメカニズムを導入した時点において、既に契約がなされているものについて、それを全てキャンセルし、一から送電容量確保を行っていくことは、明らかに合理性に欠くものと考えられる。

したがって、これらを勘案すると、計画潮流を決定していく上での経過措置的な扱いとして、送電容量の優先的確保を認める制度を措置していくこととし、中立機関においては、該当する既存契約に関する認定を行い、当該契約に関する計画を計画潮流に組み込むことをルール化することが必要である。

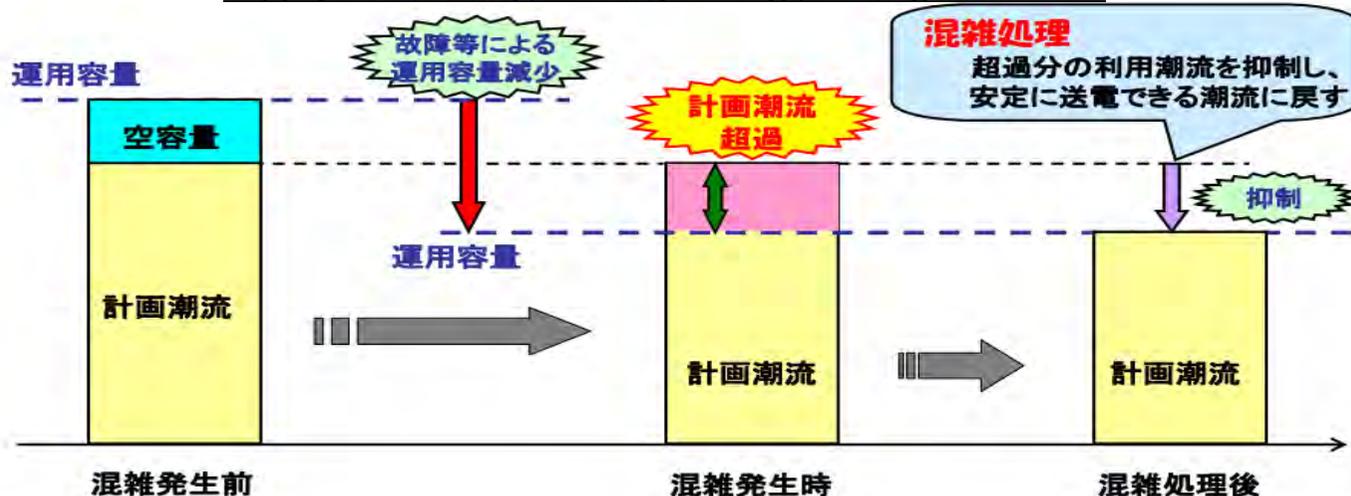
- 両者の甲乙を比較すると下記のとおり。現在のシステム改革の方向性を踏まえると、オークション制度は、ESCJ発足前の審議会報告で指摘されていた課題の克服が困難。このため、引き続き、先着優先の考え方にに基づき、審議会報告での整理や広域機関発足時点の状況を勘案し、改めて契約を募集しなおすことが適当ではないか。
- ただし、長期固定電源の停止等、連系線に優先的に確保している契約認定分の容量が不要となった場合には、確実に当該容量が開放される仕組みが必要。
 - ・認定契約に対しては、毎年度、ESCJによる審査が行われているところ、平成24年度には、認定最大電力と利用計画及び実績の乖離が大きい9件に対し、注意喚起がなされている。

	メリット	デメリット・課題
先着優先	<ul style="list-style-type: none"> ・長期固定電源への投資が確保されるよう、投資リスクのマネジメントを容易化できる。 ・既に契約がなされているものについて、先着優先の考え方に基づいた利用計画を認めることができる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・認定契約の部分については、市場原理に基づいた利用計画の編成とならない。
オークション	<ul style="list-style-type: none"> ・市場原理に基づき、利用計画を編成することができる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・連系線の利用に不確実性を伴うため、長期固定電源への投資インセンティブが損なわれる。 ・システム改革後も、電力供給が託送契約をベースに行われるため、既に投資済みの長期固定電源について、連系線の確保状況に応じて出力を変動させることを余儀なくされる(マストラン運用を行うことができなくなる。) ・また通常の電源についても、連系線の利用がオークションとなると、落札できたか否かによって、契約関係を変更する必要が生ずる。 ・既に事業者間で契約がなされている容量について、それを全てキャンセルすることを強いる場合、当該契約者より、逸失利益に対する損害賠償を請求される可能性も考えられる。 ・連系線利用に追加費用が発生し、広域的な電源活用に影響が生じる。

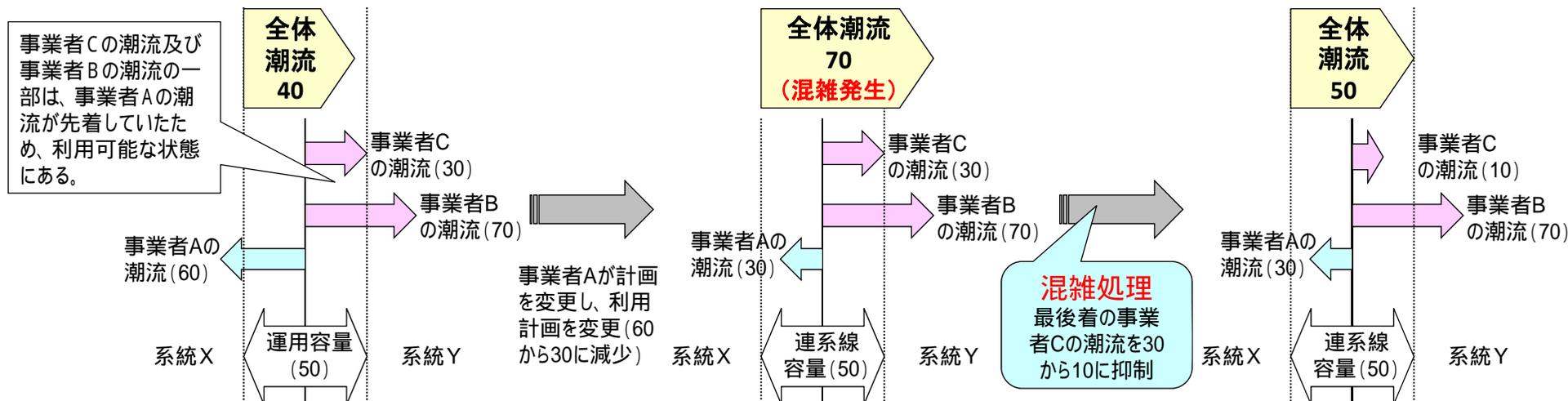
1. 連系線等の利用の在り方
(3) 混雑処理の在り方

○ 混雑処理とは、系統故障等による運用容量の低下や、連系線利用者による計画潮流の変更などにより、計画潮流が利用できる容量を超過（混雑が発生）した場合に、既に容量登録された利用潮流の一部を抑制し、安定に送電できる潮流に戻すことをいう。

故障等により運用容量が減少した場合の混雑のイメージ



連系線利用者による計画潮流の変更により発生する混雑のイメージ



- 現行ルールでは、**先着優先の考え方**に基づき、実需給の2営業日前の12時以前であれば、連系線の先着利用者は、変更の結果として混雑が発生する場合であっても、利用計画の変更を行うことができる。
- また、発電トラブル等が理由であれば、通告変更の締切まで、利用計画の変更を行うことができる。

2営業日前の12時以前であれば、混雑が発生しようとも利用計画の変更が可能。



	~7日前 17時	7日前 17時~ 2営業日前 12時	2営業日前 12時~ 1営業日前 11時	1営業日前 11時~ 前日 12時 ※1	前日 12時~ 前日 17時	前日 17時~ 通告変更 締切
	新規託送契約・契約変更 計画変更		前日スポット取引 のため受付停止	計画変更 (同一順位)	翌日計画策定 のため受付停止	通告変更
不可避免的な変更			変更可能			変更可能
系統運用上必然的な変更	変更可能	変更可能		変更可能		変更可能
発電トラブルによる 変更	変更可能	変更可能		変更可能		変更可能
需給バランス、 同時同量等のための変更	変更可能	変更可能 ※2	変更不可	変更可能 ※2※3	変更不可	変更可能 ※2※4
経済行為による変更	変更可能	変更可能 ※2		変更不可		変更可能 ※2※4

通告変更締め切りまで変更可能。

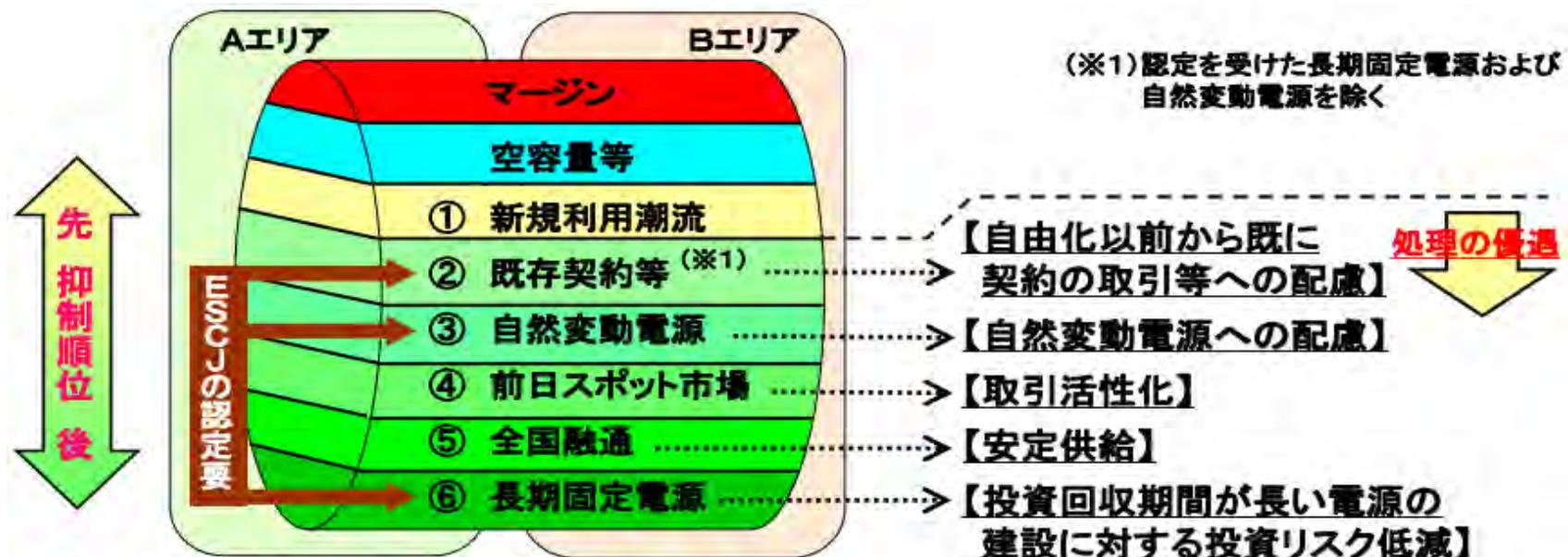
※1 受給日の1営業日前の11時から前日の12時までに受け付けた連系線等の利用計画の変更分は、ただし、受付時間としては「5-2 連系線等の利用計画の変更手続きの受付期間」にあるとおり、受給日の前日が営業日の場合は前日の11時~12時、受給日の前日が休業日の場合は前日の9時~12時に受け付ける。

※2 「15-1 変更賦課金算定の対象範囲」に示す要件に基づいて変更賦課金(計画変更賦課金、通告変更賦課金)が課される。

※3 需給バランス、同時同量等のための変更該当する連系線等の利用計画の減少によって混雑が発生する場合には、当該利用計画の変更を不可とする。

※4 需給バランス、同時同量等のための変更該当する通告変更によって相殺潮流が減少し混雑が発生する場合には、当該通告変更を不可とする。

○ 現行ルール(ESCJルール)においては、連系線に混雑が発生した場合は、**先着優先の考え方**に基づき、最後着の計画から順に、その潮流を抑制する処理を実施。
(ただし、長期固定電源等は優先的扱い。)



*** 各利用潮流内での混雑処理順位**

- ① 新規利用潮流 : 登録時刻が遅いものから抑制
- ② 既存契約等 : 同順位として扱う(按分処理)
- ③ 自然変動電源 : 登録時刻が遅いものから抑制
- ④ 前日スポット市場 : 同順位として扱う(按分処理)
- ⑤ 全国融通 : 一般電気事業者の送電部門が状況に応じて処理する
- ⑥ 長期固定電源 : 一般電気事業者の送電部門が状況に応じて処理する

- 計画変更や混雑処理に当たり、先着優先の考え方に基づき、後着の事業者の容量を調整するという考え方は、ESCJ発足前に行われていた総合資源エネルギー調査会電気事業分科会において整理。
- 同時に、スポット市場開設後の変更への配慮、及び、時間的に余裕が無い場合の対応についても指摘あり。

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について」(平成16年5月21日)

(計画変更の手続き)

連系線等の利用は双方向的であり、逆向き潮流が存在することにより、減少方向の容量の変更を行うことで他事業者の容量確保に影響が生じる場合がある。このため、利用計画の変更を行うに当たっては、先着優先の考え方に基づいた混雑処理ルールに従って、後着の事業者が確保している容量を調整することが必要となる場合も想定される。ただし、スポット市場開設後の変更については、先着優先の考え方を形式的に当てはめると、スポット取引により確保された容量を調整する必要が生じるため、別途検討が必要である。中立機関においては、これらの手続きについてあらかじめルールとして整理し、すべての系統利用者に対する公平性・透明性を確保すべきである。

(混雑処理の考え方)

混雑処理の順序としては概ね以下のように整理していくこととする。

- i) 計画段階及び時間的に余裕がある場合には、容量確保段階の先着優先の原則を適用し、より遅くに容量が確保された案件から順に抑制
- ii) 時間的に余裕がなく、緊急の対応が必要な場合は、一般電気事業者による給電指令に基づく再給電の実施又は系統安定の確保を最優先とした安定度向上への貢献度に基づく抑制

ここで、上記 ii)における費用負担については、中立機関ルールにおいて、各事業者が当該費用を負担する、混雑が発生した時点の系統利用者全員で負担(一義的には各事業者が負担するが、何らかの求償スキームを設けるか、又は、一義的に系統運用者が負担し、系統利用料金等を通じて回収する等の手法が存在。)する、のいずれかに整理され、設定されることが必要である。また、いずれの場合においても、民法上の原因者負担の原則に基づき、費用負担者から故意・過失ある者に対する補償関係が存在することは妨げないこととすべきである。

現行の**先着優先の考え方**に基づき、先着者の計画変更に伴い、後着者が抑制を受けることに対して、系統利用者側からの不満の声も存在。

【利用者の声】

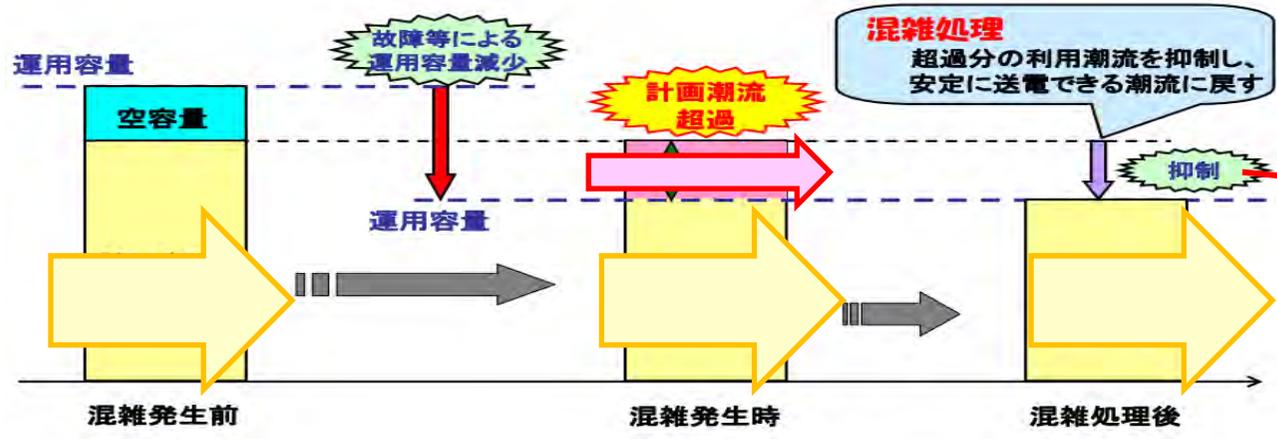
「第三者の発電トラブルなどによる混雑発生時に、混雑処理で出力抑制を受けることは合理的ではない。混雑解消手段として、再給電は、有効な手段となり得る。」

「混雑処理により発電を抑制された事業者には何の補償もない。原因者負担を明確化すべき。」

見直しの視点

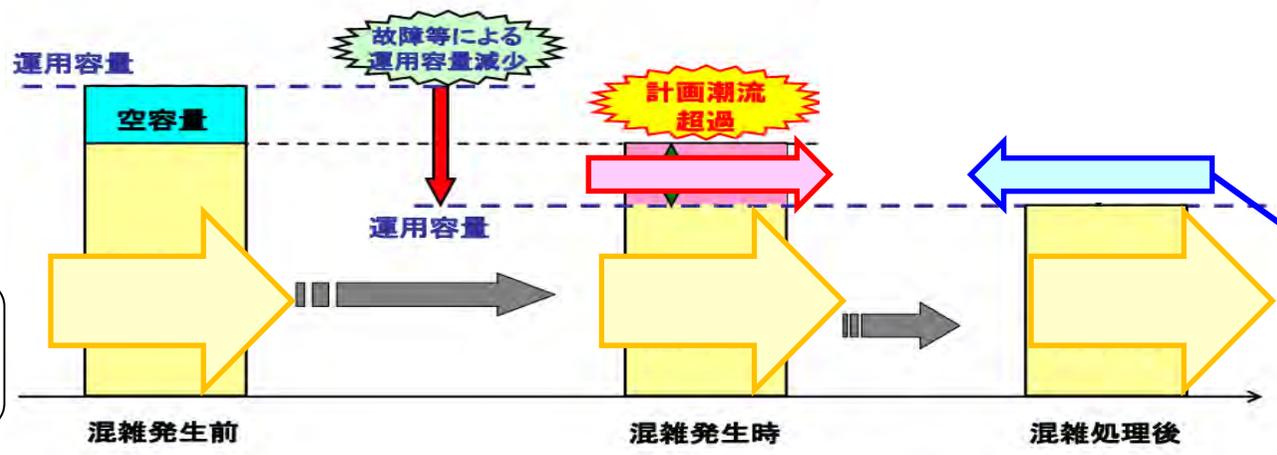
- 上記指摘にもあるように、現行の先着優先の考え方のみでは、後着の利用者は、他の先着者の利用計画変更や電源脱落等により、突然、連系線の利用ができなくなる場合がある。
- 先着優先の考え方に則れば、後着の利用者は、電源の持ち替え等により、需給計画を編成し直すこととなるが、実需給直前の場合などにおいては、採りうる選択肢が実質的にないケースもある(この場合には、他の事業者等の事情変更により自身がインバランスの支払いを余儀なくされる。)
- 本来、相殺潮流を流すのは、短期的な系統安定上の措置として位置付けてきたこと等も勘案し、例えば、実需給に近づいたタイミングにおいては、先着優先原則を形式的に当てはめるのではなく、相殺潮流により混雑を処理する仕組みを活用しつつ、混雑の原因となった者が費用負担を含めた責任を持つ仕組みの検討が必要ではないか。

先着優先
の考え方



登録時刻の
遅い者から
抑制

相殺潮流
により混雑
を処理する
仕組み

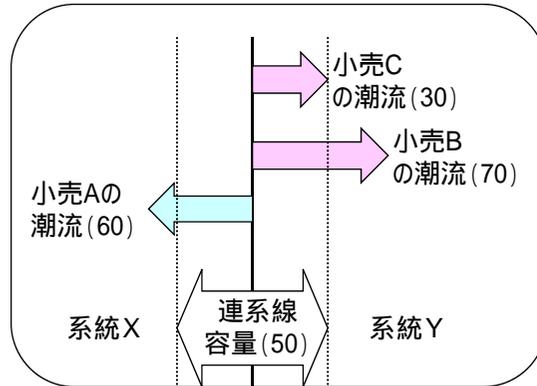


相殺潮流を
流すことで、
既存の連系
線利用計画
を保全

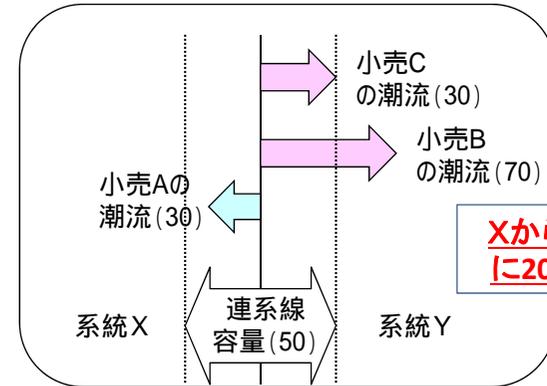
費用負担、特
に原因者との関
係整理が論点。

原因者負担の原則に基づき、混雑の直接の原因を発生させた者が誰であるかという観点から事象を整理すると、下記のように3類型に整理できる。

類型1: 発電側起因 (発電機故障等)

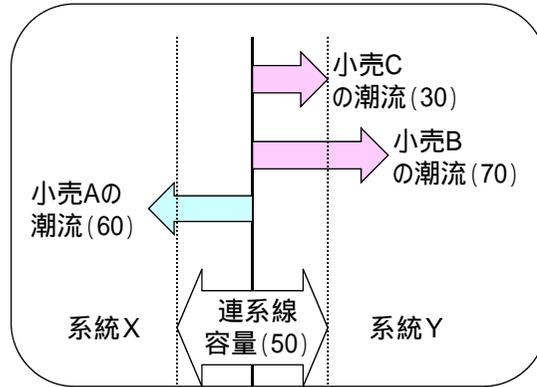


小売Aが系統Y
内で調達を予定
していた発電機
にトラブル発生
(60 30)

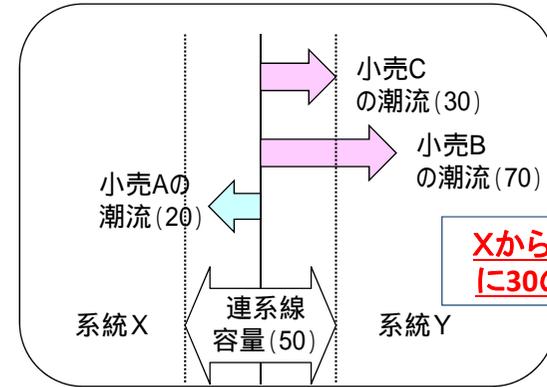


XからY方向
に20の超過

類型2: 小売側起因 (負荷脱落等)

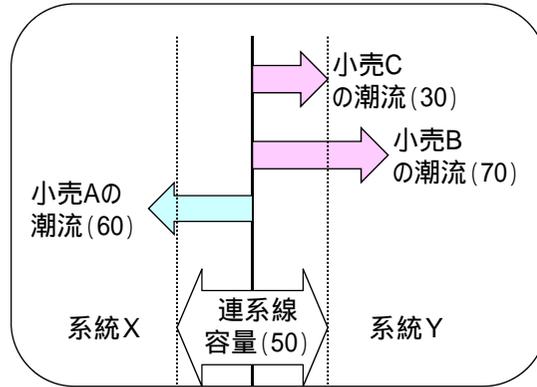


小売Aが系統X
内で販売を予定
していた需要家
(工場等)が緊急
停止 (60 20)

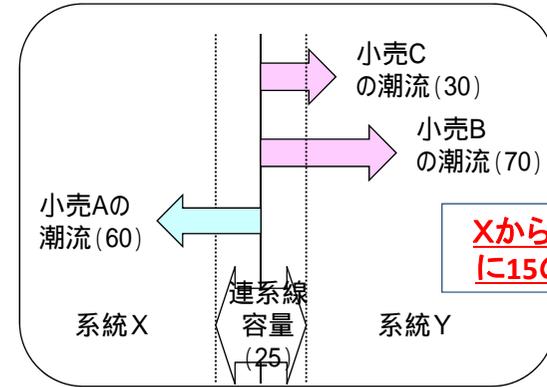


XからY方向
に30の超過

類型3: 系統側起因 (変換設備1台停止等)



連系線が1回線
故障 (50 25)



XからY方向
に15の超過

○ 混雑処理の手法として、**先着優先の原則**と、**原因者負担の原則**を比較すると、下記のとおり。

	メリット	デメリット・課題
先着優先の原則	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 利用者(先着者)が、後から来た者に影響されることなく、連系線を活用できる。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 利用者(後着者)が、第三者に起因する原因により、突然、混雑処理のための抑制を受ける可能性があり、この場合、別のエリアで供給力を調達し直すことを余儀なくされる。 ➤ 利用者(先着者)が、混雑を発生させないようにするインセンティブが働かない。 ➤ 利用者(先着者)が、契約容量を大きめに確保し、後から開放すればよいという運用を行う可能性がある。場合によっては、後着者の取引を阻害し得る。
原因者負担の原則	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 利用者(後着者)が、第三者に起因する原因により、突然、混雑処理のための抑制を受けることがなくなるため、供給力確保義務の確実性が高まる。 ➤ 利用者(先着者)が、極力混雑を発生させないようにする、又は、発生させても、インバランス料金の支払いを避けるため、速やかに自助努力により混雑を解消するインセンティブが働く。 ➤ 混雑の原因を発生させ、自助努力による解消もできなかった利用者は、インバランス精算という形で、実質的に、混雑解消費用を負担することとなる。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 先に計画を出した者が、後から来た者のために、計画変更を妨げられる場合が発生し、混雑が予見される連系線に相殺潮流を流そうとする事業者が、事前に容量登録しないようになるというディスインセンティブが生じる。 ➤ 系統運用者が予備力を活用することとなるため、系統側起因による混雑に対し、長時間、この手法をとり続けることは困難。 ➤ ルート断の際には、対応できない。

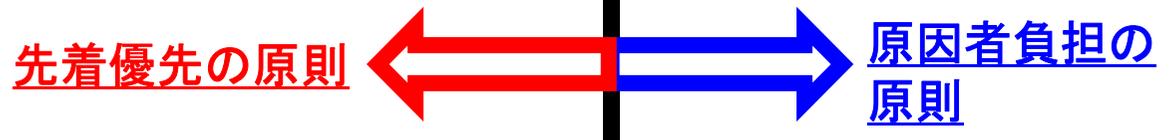
- 今後、計画値同時同量の仕組みを入れていくことに伴い、発電側でも発電インバランスの考え方が出てくることも踏まえると、電源の差し替え等可能な対応を実施して混雑を解消できない場合でも、最終的にはインバランス制度の中で精算することにより実質的に系統運用者が調整可能となる。
 - － 発電側起因の場合には、電源脱落等を起こした原因者は、計画値と実発電量との差分について、不足インバランス料金を送配電事業者に支払う。
 - － 小売側起因の場合には、小売事業者は計画値と実需要の差分について、余剰インバランス料金に基づき送配電事業者に売却。

なお、系統側起因の場合には、発電事業者と小売事業者の計画に影響を及ぼさない方法での混雑解消も可能(相殺潮流を流すなど。)
- 切り替えタイミングについては、計画値同時同量の下での計画値確定は実需給1時間前の断面となるが、系統利用者は、通常前日段階で翌日計画を策定し、これ以降の調整は補完的に実施している実態も勘案することが必要。

- これまで、相殺潮流を流すことで計画潮流を維持していくのは、系統安定のための措置として運用されてきており、一般の系統利用に対してこのような対応は行われてこなかった。
- 他方、前述のような問題意識とメリット・デメリットの比較を踏まえると、実需給に近い断面では、**原因者負担の原則**を導入することが適当ではないか。
- 例えば、現在の運用実態や、ESCJ発足前の審議会報告における「スポット市場開設後の変更については、先着優先の考え方を形式的に当てはめると、スポット取引により確保された容量を調整する必要が生じるため、別途検討が必要」との整理を勘案し、発電側起因、小売側起因に関しては、前日12時のタイミング(翌日計画提出時)を分岐点とすることが一案()。
 送電線の故障等により、電源や負荷の脱落が起きる場合においては、本件取扱については、それぞれ発電側起因・小売側起因として扱うこととなるが、別途当該事象の起因者に対する求償を妨げるものではない。



	~7日前17時	7日前17時~ 2営業日前12時	2営業日前12時 ~1営業日前11時	1営業日前11時 ~前日12時 ※1	前日12時 ~前日17時	前日17時 ~通告変更 締切
	新規託送契約・契約変更 計画変更		前日スポット取引 のため受付停止	計画変更 (同一順位)	翌日計画策定 のため受付停止	通告変更
不可避的な変更	変更可能					変更可能
系統運用上必然的な変更	変更可能	変更可能	変更不可	変更可能	変更不可	変更可能
発電トラブルによる 変更	変更可能	変更可能		変更可能		変更可能
需給バランス、 同時同量等のための変更	変更可能	変更可能 ※2		変更可能 ※2※3		変更可能 ※2※4
経済行為による変更	変更可能	変更可能 ※2		変更不可		変更不可



- 系統側起因の場合について、系統利用者の数も多く、発電側起因、小売側起因のケースに比べて送配電事業者側での調整量が大きくなり得ることから、翌日計画提出後、系統利用者による代替電源の調達等の調整努力が適切になされていることを前提に、系統運用者が緊急避難的に相殺潮流を流すことにより、発電事業者及び小売事業者の計画への影響を極小化するための措置をとる。
- ただし、物理的に相殺潮流を流すことが不可能となるような連系線がルート断となった場合、また、連系線の運用容量の大半が失われ相殺潮流による対応にも送電制約が起こりうる場合には、先着優先の原則にのっとり、最後着の計画から抑制を行うこととなる。

2. 連系線等の設備形成の在り方

- 広域機関設立後においては、広域系統運用を拡大するため、広域機関が中心となって、地域間連系線等の広域連系系統(以下、連系線等)の増強に取り組むこととされている。
- 今後の電力システム改革の進展に伴う電力系統の利用者のより一層の多様化、再生可能エネルギーの導入拡大への対応など政策的な要請が高まっていく状況も踏まえ、連系線等の円滑な整備が促進されるよう、広域機関における設備形成の進め方についての考え方を整理していくことが重要。
- 加えて、上記考え方の整理にあたり、連系線等の設備形成に係る計画検討から増強実施に至るまでの一連のプロセスの透明性・公平性を確保していくことも重要な課題。

○上記を踏まえ、広域機関設立後の設備形成プロセスの検討に当たり、以下の点が論点なのではないか。

＜広域機関設立後の設備形成プロセスに関する主な論点＞

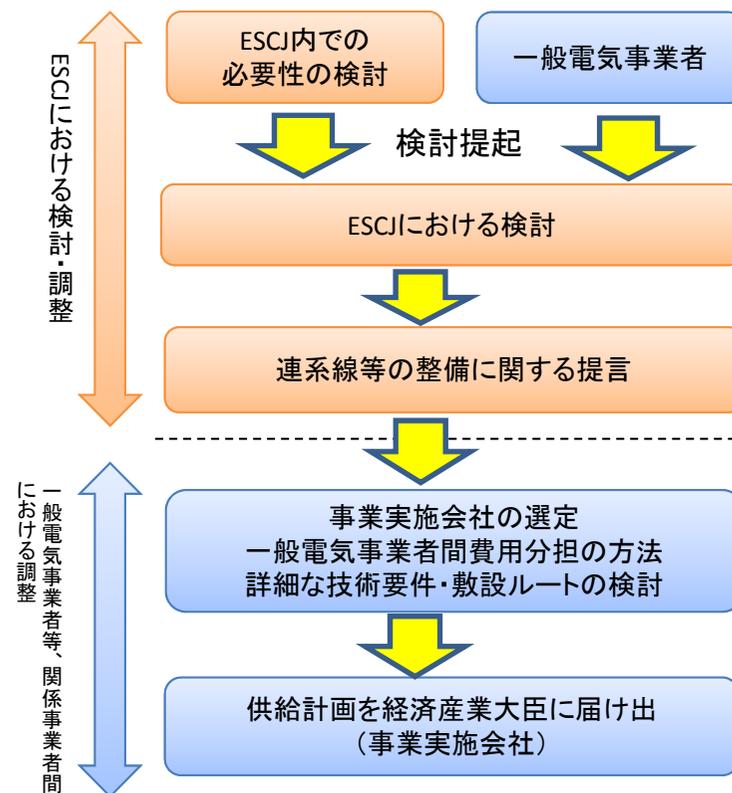
- ①増強等に関する検討開始の要件、検討提起主体の要件
- ②広域機関が整備計画を策定するに当たっての考慮事項
- ③事業実施主体の決定方法
- ④受益者の特定方法

・送電網の円滑な整備の促進
・プロセスの透明性・公平性確保

【参考】＜電力システムに関する改革方針(平成25年4月2日 閣議決定)＞
主な改革内容

1. 広域系統運用の拡大
(周波数変換設備、地域間連系線等の整備)
- なお、広域系統運用を拡大するため、広域系統運用機関が中心となって周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強に取り組む。

＜ESCJルールにおける設備形成プロセス(安定供給の例)＞



①検討開始要件、検討提起できる主体の要件

○現行のESCJルールにおいては、連系線等の設備容量の増強等を検討する際の要因として以下の3つを定義し、これを連系線増強等に関する検討開始要件として定めている。

- ①緊急時等に他の供給エリアからの電力融通を受けるために必要な容量 : 安定供給
- ②電力取引の活性化の観点から必要な容量 : 不特定電源
- ③広域電源等、ある特定の電源の設置により必要な容量 : 特定電源

○電力システム改革後においては、広域的な電力流通がより促進されることが想定されるとともに、小売事業者や発電事業者などからの連系線利用等の要望の多様化、再生可能エネルギーの導入拡大への対応など政策的な要請が高まっていく状況などを踏まえ、必要な場合に適切かつ円滑に検討が開始されるようにするため、増強に関する検討を開始する際の要件や提起主体について、どのようにすべきか。

現状のESCJでは、一般電気事業者、卸電気事業者、特定規模電気事業者等が加入し、一般電気事業者（電源設置に伴う場合は電源開発者）から検討提起、又はESCJ（理事会）の判断により検討が開始される仕組みとなっている。広域機関には、発電・送配電・小売の各電気事業者が加入することとなるが、どのように考えるか。

②広域機関が整備計画を策定するに当たっての考慮事項

○増強に関する検討の透明性・公平性を確保し、適切かつ円滑に行われるよう、現行のESCJルールに規定されている検討項目（下記）に加え、ESCJにおける具体的な検討内容の事例なども踏まえつつ、広域機関が整備計画を策定するに当たっての考慮事項（安定供給、取引活性化、費用対効果、想定されるルート of 適切性やリスクなど）をあらかじめ明確化しておくべきではないか。

（参考）現行のESCJルールにおいては、連系線の増強について、以下の項目についての検討結果や、特定電源の開発や取引活性化等に係る要素を考慮するかどうかを含め総合的に検討することとされている。

- ①増強の必要性の有無
- ②必要量とその効果
- ③増強等の方策（工事概要、概算コスト、概略工期等）
- ④費用負担の基本的な考え方

③事業実施主体の決定

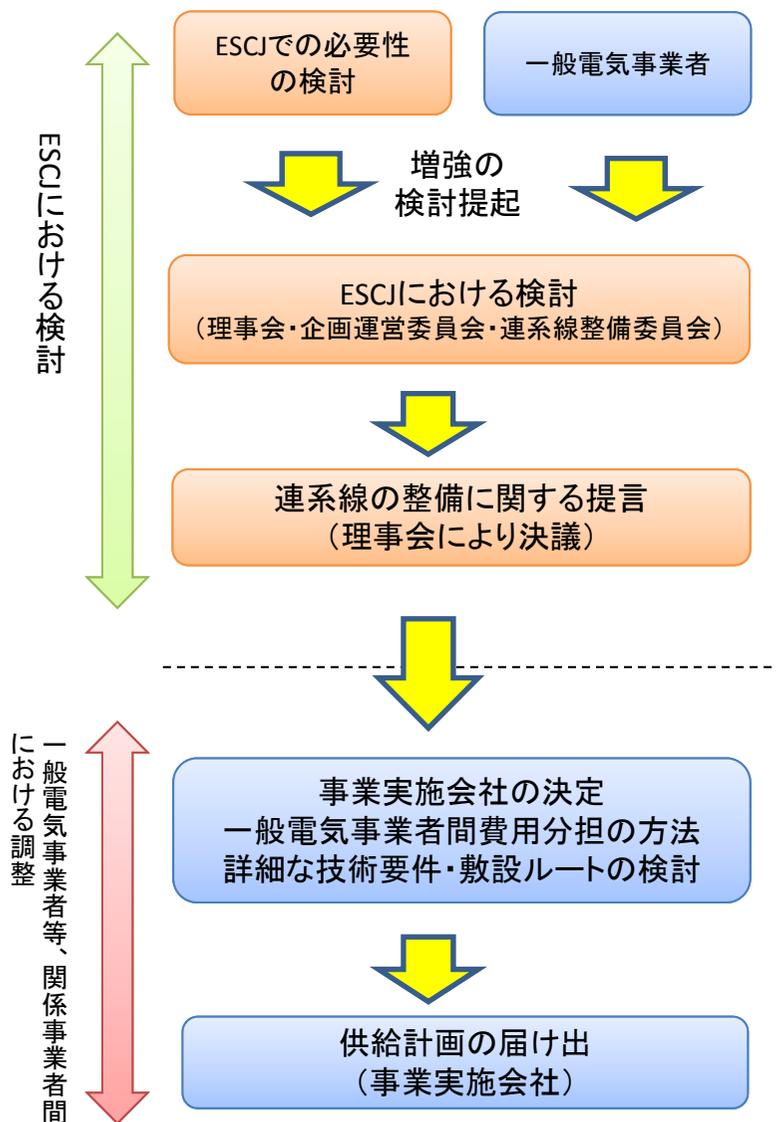
- これまで連系線等の整備に係る事業実施主体は、電力会社間等での調整によって決定されてきたところ。
- 今後、連系線等の増強計画の事業実施会社の決定においては、広域機関において、透明性・公平性を確保していく仕組みが必要ではないか。
 - 仕組みの検討にあたり、施工能力、既存設備との協調性、保守・運用体制等を確保する方法についても併せて検討していくことが必要。

④受益者の特定

- これまでの連系線等の整備費用の一般負担・特定負担の別については、ESCJにて議論。一般負担となる部分に係る電力会社間の分担比率については、電力会社間で受益者の議論を行い、費用分担が決定されてきたところ。
 - <参考>
 - ・一般負担：安定供給確保等の観点からの増強等、託送料金で回収するもの。
 - ・特定負担：特定の電源開発に伴う送電設備の容量不足等に対応するための増強等、特定の電源の開発者が負担するもの。
- 今後、広域機関が策定する連系線等の整備計画に係る整備費用について、一般負担分については送配電事業者の託送料金を通じて広く需要家が負担するものであることから、透明性・公平性確保の観点や整備を円滑に進める観点から、広域機関において受益の範囲や規模の特定に関する議論を行い、特定負担と一般負担の別を決定するとともに、一般負担となる部分についての費用分担(各送配電事業者間の割合)を決定していくべきではないか。

○現行のESCJにおける地域間連系線の増強プロセスについては、以下のとおり。

<ESCJルールにおける設備形成プロセスフロー(安定供給の例)>



【現状】

1. 検討提起主体(ESCJルールに規定)

- 一般電気事業者がESCJに対して検討提起。(ESCJ発議も可能。)
(特定の者の電源設置により連系線の増強が必要な場合については、当該電源開発者と一般電気事業者が共同で提起。)

2. 検討開始要件・増強判断の調整(ESCJルールに規定)

- 連系線の増強検討の検討開始に際しては、①事故・故障発生時等のための増強(安定供給プロセス)、②連系線の混雑緩和のための増強(不特定電源プロセス)、③電源の設置に伴う増強(特定電源プロセス)の3つについて、検討開始の要件が設定されている。
- 要件に合致する場合には、理事会や企画運営委員会での調整を経て、検討開始が決定。
- 調整の基本的な考え方として、他の代替的な方策も含め、経済性、システムの安定性、実現可能性等に十分調査・検討を行い、費用対効果の高いものとする事とされている。また、設備の信頼度基準については、設備形成ルールに準じて検討される。

3. 提言の内容(ESCJルールに規定なし)

- 提言内容に関する具体的なルールは置かれていない。
(ESCJルールにおいては連系線整備委員会での提言を理事会で決議する旨規定)
過去の事例では、①具体的な整備容量、②費用負担については、一般負担・特定負担とするか等について提言。

4. 事業実施会社の選定方法、受益者を特定する方法(ESCJルールに規定なし)

- ESCJルールにおいては、事業実施会社の選定方法や、一般電気事業者各社間での受益者を特定する方法について特段定めがなく、その都度一般電気事業者間の調整により決定されている。
- 具体的な技術要件や敷設ルートについては、事業実施主体により調整されている。

ESCJにおける検討開始の要件

【安定供給プロセス】

- 広域流通を通じた安定供給確保の観点から地域間連系線の増強等の検討が必要となる場合
- 検討提起者：一般電気事業者（提起がない場合でも、ESCJが検討開始することは可能。）

【特定電源プロセス】

- 特定の電源開発に伴い地域間連系線の増強等の検討が必要となる場合
- 検討提起者：電源開発者および一般電気事業者が共同で提起
- 費用負担：特定の電源開発に伴う送電設備増強の費用負担は原則「特定負担」であるが、その一部を一般負担とする考え方もあることから、個別に検討。

【不特定電源プロセス】

- 地域間連系線をまたいだ取引の活性化等に伴い、原因となる電源は特定されないが地域間連系線の増強等の検討が必要となる場合
- 検討提起者：ESCJ
- 増強の考え方
 - a. 地域間連系線の利用実績
地域間連系線の利用実績において、運用容量に対する空容量が5%以下の時間数比率が、過去1年間で20%以上となった場合。
 - b. 地域間連系線の長期計画
 - ・運用容量が年度を通じて1断面の地域間連系線
地域間連系線の長期計画において、運用容量に対する空容量が10%以下の年度が3年以上となった場合。
 - ・運用容量の算定断面を複数化している地域間連系線
地域間連系線の長期計画において、複数化されたいずれかの断面で、運用容量に対する空容量が10%以下の年度が3年以上となった場合。

対象設備の範囲

- (1) 地域間連系線(特定電源開発者の希望する送電量を送電するために増強等の検討が必要となる地域間連系線)
- (2) 当該地域間連系線の両端の地内送電線
- (3) 当該地域間連系線の増強等の検討とともに増強等の検討を行うこととなる地内送電線

審議会報告書における記述

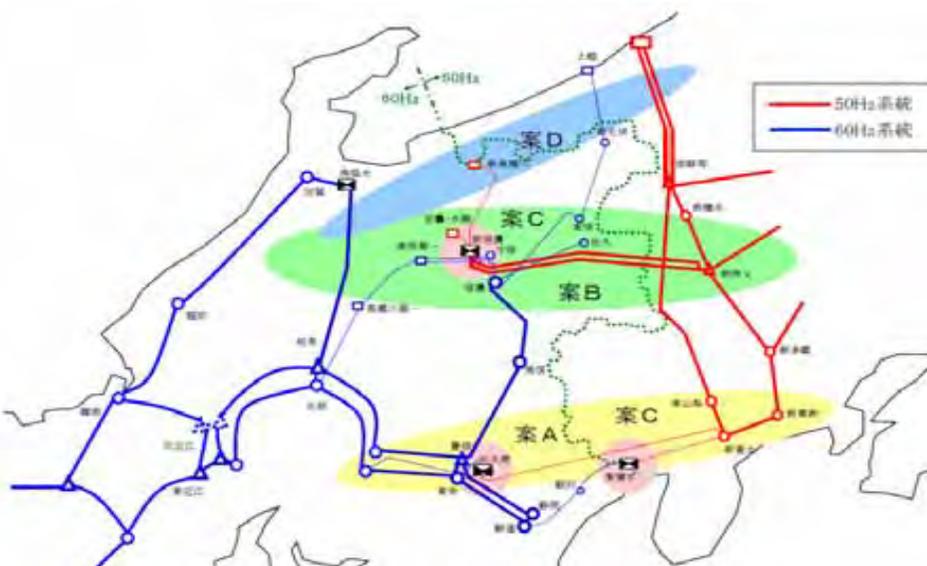
○「総合資源エネルギー調査会 総合部会 電力システム改革専門委員会報告書(平成25年2月)」における記述

「特に、連系線の設備増強については、①周波数変換設備(FC)について、2020年度を目標に、90万kWの強化(120万kW→210万kW)を行う。さらに、費用対効果に留意し、政策的観点で踏まえ、それ以降できるだけ早期に、FC容量を300万kWまで増強する、②北本連系線について、安定供給上の観点から既に決定されている30万kWの増強(60万kW→90万kW)を早期に実現する。」

敷設ルートの検討状況

○一般社団法人電力系統利用協議会(ESCJ)「東京中部間連系設備増強に係わる報告書(2013年1月)」において、A案からD案のルートについて、それぞれのメリット・デメリットについて比較検討。

＜ルート候補＞



＜ルートの比較表＞

		90万kW(120万kWまでの)増強を前提で実施し、追加の90万kW(210万kWまでの)増強を以下の地点に増強する場合				
		①A地点に増強	②B地点に増強	③C1地点に30万kW C2地点に60万kW	④A地点に60万kW C1地点に30万kW	⑤D地点に増強
追加の90万kW増強	経済性	○	○	○	△	△
	追加工事費 (概工事費*)	+1,450億円 (+1,880億円)	+790~1,620億円 (+1,380~1,820億円)	+1,230~1,330億円 (+2,040~2,100億円)	+1,210億円 (+1,800億円)	+1,810~2,170億円 (+1,810~2,170億円)
	増強12年経費 【非定額増強】 【7割:3割増強】	+118億円/年	+82~117億円/年	+104~112億円/年	+113億円/年	+132~153億円/年
	年間	+10年程度	+10年程度	+10年程度	+10年程度	+15年以上
総容量210万kW ↓ 300万kW	【2割:8割増強】 【7割:3割増強】	10年程度 + a **	10年程度 + a **	10年程度 + a **	10年程度 + a **	15年以上 + a **
	電網への集中リスク (電網近接FC量)	△ (130万kW)	○ (60万kW)	○ (90万kW)	△ (110万kW)	○ (90万kW)
	FC集中リスク (FC集中量)	○ (130万kW)	△ (240万kW)	△ (210万kW)	○ (150万kW)	○ (150万kW)
	工程遅延リスク	-	共通するルートが確立し全体が遅延の可能性がある	-	-	-
運用面の課題	-	-	系統安定化機器に依存する系統構成(運用の複雑化)	-	-	
安定供給の観点でのメリット	短期(12~14億円/年)	△	△	△	△	
取引活性化の観点でのメリット	3年程度/年(取引量が増強容量の50%の場合)	【定性的に考えられる効果】 他案並後の社会的影響の軽減	【定性的に考えられる効果】 卸市場における流動性の向上(競争活性化)による社会的利益の拡大	【定性的に考えられる効果】 卸市場における流動性の向上(競争活性化)による社会的利益の拡大	【定性的に考えられる効果】 卸市場における流動性の向上(競争活性化)による社会的利益の拡大	
再生エネルギーの観点でのメリット	3~4億円/年(7割:3割増強としてFCを運用し、出力抑制を回避した場合)	【定性的に考えられる効果】 再生エネルギーの促進	【定性的に考えられる効果】 再生エネルギーの促進	【定性的に考えられる効果】 再生エネルギーの促進	【定性的に考えられる効果】 再生エネルギーの促進	

(出典)一般社団法人電力系統利用協議会(ESCJ)「東京中部間連系設備増強に係わる報告書(2013年1月)」より抜粋

3. 系統連系の在り方(系統アクセス、系統情報公表)

3. 系統連系の在り方(系統アクセス、系統情報公表)

(1) 系統アクセス

①申込窓口について

- 第1回制度設計WGにおいて、1万kW以上の発電設備の系統アクセスについて、①連系希望者がエリアの送配電事業者と広域機関への申込みを選択できるようにする方法、②一律広域機関への申込みとする方法が提示されたところ。
- 系統アクセスの申込先について、中立性のある第三者のチェックを受けることを可能とするという観点からは、広域機関を一元的な窓口とすることが望ましいと考えられる。
- しかしながら、一律広域機関への申込みとした場合、第三者の立場からチェックを受けることが可能である一方、連系希望者が広域機関窓口から遠方にいる場合など、現行のエリア毎への申込体制に比べ利便が損なわれること、案件数 の大幅な増加は広域機関の増員要因となることなどが考えられる。
※平成24年度で、接続検討協議について全国で約700件程度の実績あり。
- このため、1万kW以上の発電設備については、チェック機能の確保と窓口へのアクセスの容易のバランスを勘案し、連系希望者がエリアの送配電事業者と広域機関を選択して申込みができることとしてはどうか。

<選択制とした場合の広域機関とエリアの送配電事業者の業務分担イメージについて>

	エリアの送配電事業者への申込みの場合	広域機関への申込みの場合
1万kW以上の電源	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 系統アクセスの受付 ➢ 接続検討の実施 ➢ 申請者への回答 ➢ 受付・回答状況について広域機関へ情報共有 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 系統アクセスの受付 ➢ エリアの送配電事業者に対し、接続検討の依頼 ➢ エリアの送配電事業者が作成した回答案の チェック・検証 ➢ 申請者への回答

第1回WG資料(抄)

●広域機関で取り扱う対象となる系統アクセス案件

(案1) 1万kW以上の電源の接続(一般的に66(77)kV以上の系統への接続)は、広域機関又は各エリアの送配電事業者が対応することとし、申込者が選択。上記以外については、各エリアの送配電部門で対応。

(案2) 地内基幹送電線への接続は、一律広域機関で対応。

ただし、1万kW以上の電源の接続(一般的に66(77)kV以上の系統への接続)は、広域機関又は各エリアの送配電事業者が対応することとし、申込者が選択。上記以外については、各エリアの送配電部門で対応。

第1回WG 野田委員発言(関西電力株式会社)

広域機関につきましては、電気事業者のほうからその必要性を提起させていただいたものでございまして、本機関を速やかに立ち上げて、その上で広域的な運営を着実に機能させることが重要と考えております。とりわけ技術面を中心に、これまでも積極的に検討を進めてまいりました。皆様のご意見もぜひ賜りながら、電気を利用するすべてのお客様にとってよりよい制度となるように、実務を担う立場から課題や懸念の解消に積極的に取り組んでまいりたいと思っております。どうぞよろしくお願いいたします。

こうした基本的な考え方のもと、本機関の大枠を決める上で確認しておきたい点について、3点ほどお話ししたいと思います。

(中略)

それから3点目は、系統アクセスについてであります。電源の接続検討につきましては、これまでも私どものネットワークサービスセンター等において、中立・公正にお受けしてまいりましたけれども、接続いただく一部の事業者の方々に疑念を与えていることもありました。このことを真摯に受けとめながら、このようなことがないように、中立・公平に対応してまいりたいというふうに思っておりますし、また、こうした疑念を払拭するためにも、私どもの電源新增設などの際には本機関に申し込むというふうなことで、一層の中立性を確保してまいりたいというふうに思っております。

②接続検討の手続について

申請様式・回答様式の統一化

- 広域機関やエリアの送配電事業者に対して、系統連系の申込みを行うこととなることから、連系希望者の利便性や公平性の確保の観点から、申請時に求める資料や広域機関・エリアの送配電事業者から提供される情報の内容の統一化を図っていくことが重要ではないか。
- 具体的には、検討申込書類の申請様式や回答様式について、統一様式を作成していくことが重要ではないか。

平成25年4月より、一定の統一化が図られているが、広域機関の創設に併せ改めて整理が必要

標準処理期間の統一化

- 送配電事業者への申込みと、広域機関への申込みについて、処理の統一性を確保する観点から、原則として標準処理期間は同程度としていくべきではないか。
- ただし、広域機関のチェックにより回答の再検討が必要になった場合など、標準処理期間を超えることが予想される場合には、事前に申込者に十分な説明を行っていく必要があるのではないか。

【参考1】現行のESCJルールにおける標準処理期間

○事前相談 : 1ヶ月 ○接続検討 : 3ヶ月

申込情報の共有

- 広域機関が系統アクセス業務を実施するに当たり、エリアの送配電事業者と系統アクセス業務を分担することになることから、申込状況等の情報について、広域機関に適切に共有される仕組みが必要ではないか。
- 加えて、広域機関が紛争解決業務を行う電源(現行、ESCJにおいては原則500kW以上)や、FIT法における出力抑制の対象となる電源(500kW以上)を踏まえ、例えば、これらの電源に係る申込状況等の情報についても、広域機関に定期的に共有される仕組みが必要ではないか。

接続検討のレベル向上

- 広域機関及び各エリアの送配電事業者による接続検討及び回答レベル向上を図るため、定期的に、各社の代表的な回答結果を照らし合わせる等を通じて、それぞれの検討及び回答の改善策を相互にチェックすることとしてはどうか。
- また、エリアの送配電事業者に申込みする場合であって、回答に疑義がある場合には、広域機関にチェックを求めることができる仕組みとしたらどうか。

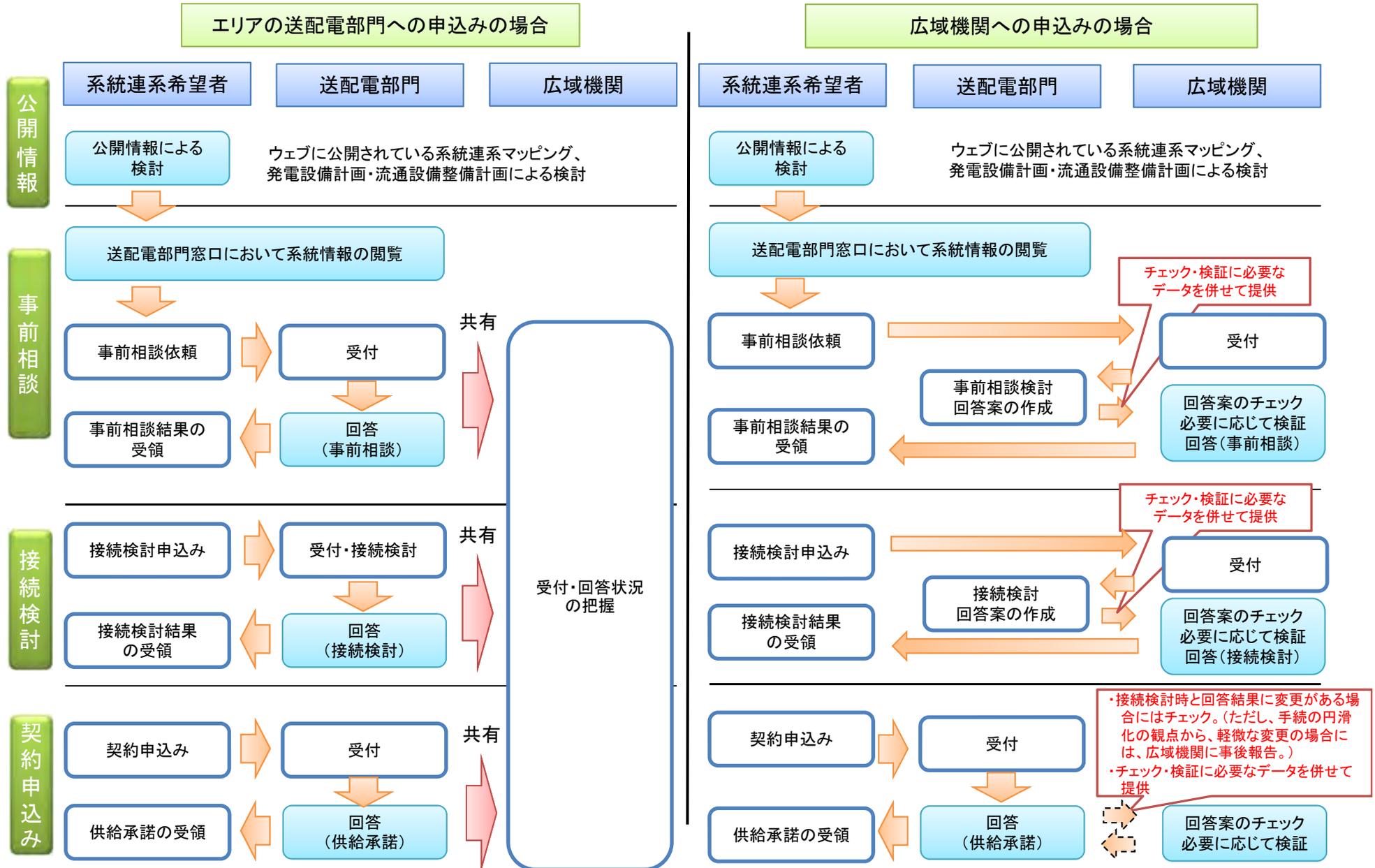
【参考2】広域機関が行うチェックの内容 <第1回制度設計WG資料より抜粋>

→ 形式的な窓口業務を行うのみではないかとの指摘が想定されることから、例えば、広域機関は、依頼者からの問い合わせ等に対して、自ら検証可能となるよう必要なデータ、系統解析ツール等を保持しておくことが必要。

他方、すべての検討業務を一元的に広域機関が行うこととすると、各エリアで行う検討に重畳的に広域機関が再検討を行う場合には、ネットワーク部門全体として見た時に非効率であり、依頼者にとっても待機期間が長引くことで利便性を損なうこととなる。トラブル案件以外は、広域機関からの回答に当たっては、検証を一から行うのではなく、最低限の確認とすることも一案。

3(1) 申込みフローイメージ

○ 今後の系統アクセスに関する申込みフローイメージは、以下のとおり。

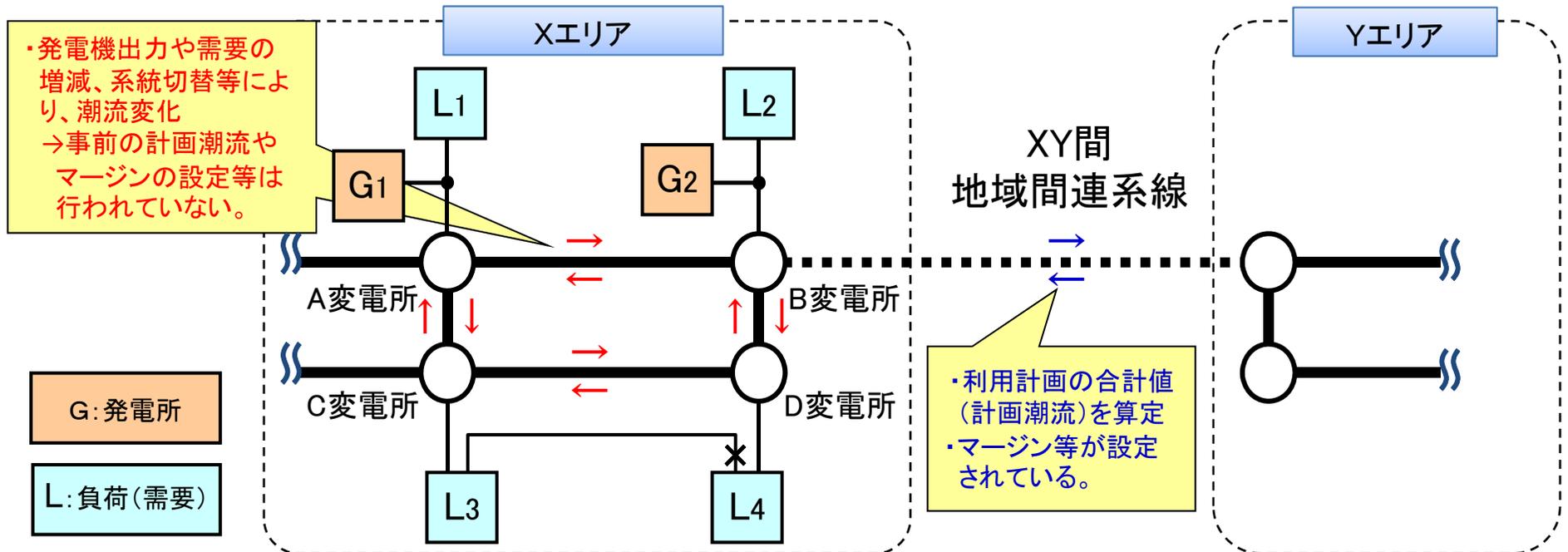


3. 系統連系の在り方(系統アクセス、系統情報公表)
(2) 系統情報公表

- 系統情報の公表については、平成24年12月「系統情報の公表の考え方」で一定の整理が行われたところであるが、その後の電力システム改革や広域機関に関する議論の進展を踏まえ、広域機関における情報公表ルールにおいて、随時見直しをしていくことが重要。
- 特に、新たに広域機関が関与することとなる地内基幹送電線や需給関連の情報公表について整理が必要ではないか。
- また、利用者の利便性向上などの観点から、情報公表に係る各種データについて、データ形式等の統一化を進めていくべきではないか。

地域間連系線と地内基幹送電線のイメージ

- ・地域間連系線では、連系線利用計画の合計値として計画潮流を算定。(潮流は計画値)
- ・地内系統においては、その時々々の需要・電源運用状況や系統切替等に伴い潮流の向きや大きさが変化。(潮流はある条件下での予想値)
 地内系統の要因による電源の運転制約については、系統アクセス時の検討において必要に応じて設備対策・運用対策等を実施されており、アクセス検討結果で示す以上の電源制約は基本的に発生しない(発電設備設置者は、アクセス検討結果の範囲内で自由に発電可。)。
 アクセス検討時には考慮されない作業停止時等の制約については、作業計画策定時に個別に説明し、作業実施時期等を調整。



①地内基幹送電線の情報公表

○ 広域的運営推進の観点から、系統利用に当たっての予測可能性・検証可能性をより高めるため、地内基幹送電線の運用情報については、その特性を踏まえ、系統情報公表システム等において、少なくとも以下のような情報を公表していくべきではないか。

※地内基幹送電線：使用電圧が250kV以上のもの、及び最上位電圧から2階級までのもの
(最上位電圧が250KV未満の場合には、最上位電圧)

情報項目	考え方
<ul style="list-style-type: none"> ・送電線名と概略系統図 ・運用容量 <ul style="list-style-type: none"> <長期、年間、当日、実績> ・予想潮流 <ul style="list-style-type: none"> <長期、年間における需要最大時> ・現在潮流(瞬時値)、潮流実績 ・作業停止計画、実績 	<ul style="list-style-type: none"> ・広域的運営推進の観点から、地内基幹送電線の運用情報として、現在潮流、潮流実績、予想潮流と運用容量を系統利用者に公平に情報提供。 ・現在潮流、潮流実績から各送電線潮流のトレンド把握と潮流制約発生時の検証が可能。 ・潮流制約は一般に需要最大時に発生することから、年間需要最大時の予想潮流を示すことにより運用目安を提供。 <ul style="list-style-type: none"> 需要最大時でない場合に系統制約が発生する場合には、個別に検討。 ・また、地内基幹送電線の作業停止に関する情報についても系統利用者に対して公平に提供。

注1) 地内系統においては、その時々需要、電源運用状況や系統切替等に伴い、潮流の向きや大きさが変化するため、予想値は一定の前提条件下における目安値であることに留意が必要。

注2) 電源線や専用線等については、個々の電源の運転状況や需要者の電力使用状況等を推測可能(第三者情報に該当)なため、原則非公表。

②需給関連情報の公表

○ 需給関連の情報については、「系統情報の公表の考え方」(平成24年12月資源エネルギー庁)などでの検討を踏まえ、ウェブサイトや系統情報公表システム等において、少なくとも全国合計及びエリア毎に、以下のような情報を公表していくこととしてはどうか。

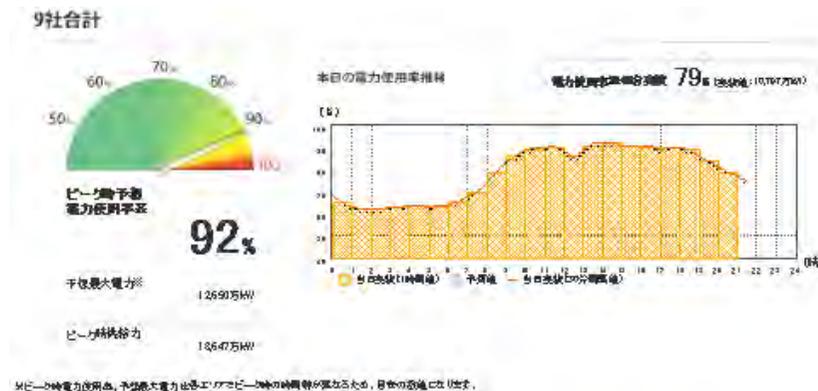
(記載の情報項目のうち下線は新規。それ以外は現行ESCJルール上、全国合計情報のみ開示項目)

情報項目	考え方
<ul style="list-style-type: none"> 需給予想 <長期、年間、翌月の需要最大時> 電力需要 <翌週、翌日、<u>当日</u>の最大・最小> ピーク時供給力 <翌週、翌日、<u>当日</u>> 現在の電力需要 <u>ピーク時使用率</u> <翌日、<u>当日</u>> <u>当日、前日</u>の需要実績カーブ <u>需要実績</u> (5分値、1時間値) 	<ul style="list-style-type: none"> 電源投資インセンティブに資する情報として、全国・エリアの需給情報(特に長期分)を提供。 需要側における電気の効率的使用に資する情報として、需給情報(年間以降の短期分)を提供。

ESCJルール上の開示項目ではないが、ESCJ系統情報公表システムで全国合計が開示されているもの。

<参考1>

各社で公表しているでんき予報イメージ



<参考2>

一般電気事業者各社の「でんき予報」において公開している情報として、「系統情報の公表の考え方」に例示されているもの。

- a) 翌日予報
 - ピーク時供給力
 - 予想最大需要
 - ピーク時予備率・使用率等
- b) 当日予報・実績
 - ピーク時供給力
 - 予想最大需要
 - ピーク時予備率・使用率
 - リアルタイム需要実績(5分間値、1時間値)等

③地域間連系線の情報公表

○ 地域間連系線の利用状況の更なる透明化を図る観点から、利用者からの送電可否判定要請に対し、「否」の回答を行わざるを得なかった情報など、「混雑処理」される前の情報についても公表していくべきではないか。

(記載の情報項目のうち下線は新規。それ以外は現行ESCJルール上の開示項目)

情報項目	考え方
<ul style="list-style-type: none"> 空容量、運用容量、マージン、計画潮流等 <長期、年間、月間、週間、翌々日、翌日、当日、過去> 作業停止計画・実績 現在潮流(瞬時値)、潮流実績 <u>送電可否判定情報</u> <u>故障情報</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 現行のESCJの系統情報公表システムで公表している情報は、引き続き公表

開示イメージ

長期空容量

対象年度

対象連系線

潮流方向 両方(2行) 両方(1行) 順方向 逆方向 需要ピーク/その他 両方 需要ピーク その他

北海道本州間(北海道・本州間電力連系設備)順方向:北海道→東北

2013年01月16日13時40分 更新(単位 MW) [注意事項](#)

対象年度	託送方向	需要ピーク その他	運用容量	計画潮流	マージン	空容量	運用容量 決定要因
2014年度	順方向	需要ピーク	600	54	500	46	熱容量
2014年度	順方向	その他	600	54	500	46	熱容量
2014年度	逆方向	需要ピーク	-600	54	-470	-184	熱容量
2014年度	逆方向	その他	-600	54	-470	-184	熱容量
2015年度	順方向	需要ピーク	600	76	500	24	熱容量
2015年度	順方向	その他	600	76	500	24	熱容量
2015年度	逆方向	需要ピーク	-600	76	-470	-206	熱容量
2015年度	逆方向	その他	-600	76	-470	-206	熱容量
2020年度	順方向	需要ピーク	600	7	500	93	熱容量
2020年度	順方向	その他	600	7	500	93	熱容量
2020年度	逆方向	需要ピーク	-600	7	-460	-147	熱容量
2020年度	逆方向	その他	-600	7	-460	-147	熱容量
2021年度	順方向	需要ピーク	600	7	500	93	熱容量
2021年度	順方向	その他	600	7	500	93	熱容量
2021年度	逆方向	需要ピーク	-600	7	-460	-147	熱容量
2021年度	逆方向	その他	-600	7	-460	-147	熱容量

④再生可能エネルギーの出力抑制に関する情報の公表

- 再生可能エネルギーの出力抑制に関する情報については、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則」によって、各エリアの送配電部門が公表することとなっている。
- 当該情報について、系統利用者の利便性向上の観点から、広域機関の系統情報公表システム等においても、一元的に確認できるようにしていくべきではないか。

情報項目	考え方
<ul style="list-style-type: none"> ・ 出力抑制が行われたエリア ・ 出力の抑制が行われた日 ・ 時間帯 ・ その時間帯ごとに抑制の指示を行った出力の合計 ・ 理由 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則に規定されたデータを公表。 ・ 当該出力の抑制が行われた日の属する月の翌月に公表 ・ 理由については、「下げ代不足」などの要因を公表。

<参考>

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則
第6条
1～2（略）

3 接続請求電気事業者は、第一項第三号イ及び第七号イに規定する認定発電設備の出力の抑制が行われたときには、当該出力の抑制が行われた日の属する月の翌月に、当該出力の抑制が行われた日及び時間帯並びにその時間帯ごとに抑制の指示を行った出力の合計を公表しなければならない。

実際に出力抑制された際には、抑制された者に対して、同施行規則に基づき書面で詳細な理由が提示される。

(参考)「系統情報の公表の考え方」公表後の状況

27

<指針策定後の経緯>

平成24年12月 : 「系統情報の公表の考え方」公表

平成25年 2月 : 電力系統利用協議会(ESCI)ルール改定

平成25年3月末まで : 電力会社(10社)系統アクセスルール改定

電力会社の取組	ESCIの取組																																																																																																																																																																																											
<p>○電力各社のホームページに、系統マップ、流通設備計画を掲載。</p> <p><系統マップの公開></p>  <p>※赤色部分が容量面で連系制約が生じる可能性が高い箇所</p> <p><流通設備計画></p> <table border="1"> <caption>主要送電線の送電容量</caption> <thead> <tr> <th>送電線</th> <th>送電容量 (MW)</th> <th>送電容量 (MW)</th> <th>送電容量 (MW)</th> <th>送電容量 (MW)</th> <th>送電容量 (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>丸の内線</td> <td>1,000</td> <td>1,000</td> <td>1,000</td> <td>1,000</td> <td>1,000</td> </tr> </tbody> </table> <p>(東京電力の例)</p>	送電線	送電容量 (MW)	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	<p>○ESCI「供給信頼度評価報告書」に、電力各社等の電源開発計画・流通設備計画をとりまとめ、記載。</p> <p><系統図></p>  <p>※赤色部分が新規計画箇所</p> <p>H25.5公開</p> <p><電源開発計画></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>電源種別</th> <th>電源名</th> <th>出力 (MW)</th> <th>出力 (MW)</th> <th>出力 (MW)</th> <th>出力 (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>火力</td> <td>丸の内線</td> <td>1,000</td> <td>1,000</td> <td>1,000</td> <td>1,000</td> </tr> </tbody> </table> <p><流通設備計画></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>送電線</th> <th>送電容量 (MW)</th> <th>送電容量 (MW)</th> <th>送電容量 (MW)</th> <th>送電容量 (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>丸の内線</td> <td>1,000</td> <td>1,000</td> <td>1,000</td> <td>1,000</td> </tr> </tbody> </table>	電源種別	電源名	出力 (MW)	出力 (MW)	出力 (MW)	出力 (MW)	火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	送電線	送電容量 (MW)	送電容量 (MW)	送電容量 (MW)	送電容量 (MW)	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000				
送電線	送電容量 (MW)																																																																																																																																																																																											
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
電源種別	電源名	出力 (MW)	出力 (MW)	出力 (MW)	出力 (MW)																																																																																																																																																																																							
火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
火力	丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																							
送電線	送電容量 (MW)	送電容量 (MW)	送電容量 (MW)	送電容量 (MW)																																																																																																																																																																																								
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																								
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																								
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																								
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																								
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																								
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																								
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																								
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																								
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																								
丸の内線	1,000	1,000	1,000	1,000																																																																																																																																																																																								

4. 災害発生時等の緊急時対応のために必要なルール

- 多様な事業者がシステムを利用するようになると、それぞれが独自の戦略を持つため、例えば、システム運用者は供給支障の解消、設備保有者は設備の復旧・保全を優先するインセンティブを持つようになる。
- こうした中でも、現行と比較して、同等以上の協調体制を構築することが必要。
- このためには、一般電気事業者の過去の経験も踏まえ、システム運用者と発電事業者が協調して早期復旧作業を行うための指揮系統やシステム利用者も含めた協調関係のルールが必要。
- 現行の一般電気事業者における社内ルールも踏まえ、少なくとも下記のような点について、ルール化しておくことが必要となるのではないか。
- 下記の事項のみならず、災害発生時等の緊急時に備えて必要な事項について、各事業者がそれぞれの経験と知恵を結集して、広域機関ルールを策定していくことが期待される。

(1) 常時から備えておくべき事項

- ◆災害発生時等の緊急事に備え、平時より広域機関や電気事業者間において共有されるべき情報について、事前に精査の上、ルール化しておくことが必要。

(2) 災害発生時等の緊急時における対応

- ◆迅速性、実効性を損なわない形で緊急時対応が行われていくためには、事前に電気事業者間の参集基準、共有すべき情報項目等を事前にルール化しておくことが必要。
- ◆また、指揮系統が明確化されていることが必要。

(3) 災害発生時の緊急時対応を円滑に行うための訓練

- ◆災害発生時等の緊急時対応を円滑に行うためには、定期的な訓練の実施についても定めることが必要。

第2回WG委員指摘事項

(林委員)

事故・故障発生時、需給逼迫時等の緊急時対応ということで、まさに先ほど松村先生からもありましたけれども、1時間前の話じゃなくて、私は緊急の話を今後、考えていかなければいけないと思っております。といたしますのは、日本は地震が多い国ですし、今後、必ずまた地震が起こるということは自明でございます。また、災害もそうですけれども、台風が通ればかなり豪雨だったりする中で、そういった中で四つのポツになりますけれども、ライセンスで分かれてしまったがゆえに、例えば災害時に電気がつくような時間が従来に対しておくれるようなことがないように、ライセンスは分かれても異なるライセンスの事業者同士の協力体制をしっかりとやって、例えば複数のエリアで需給調整できなくて大変なときなんかはお国の一大事なわけですから、そのときは事業者をまたいで、しっかり復旧等を行う体制をぜひお願いしたいと思っております。

4(1) 災害発生時等の緊急時に備えて常時から備えておくべき事項⁵⁷

- 災害発生時等の緊急時に備え、平時より広域機関が把握すべき情報について、事前に精査の上、ルール化しておくことが必要。
- 例えば、東日本大震災が発生した際には、発電所が復旧するまでの間、緊急的に設置するための電源(緊急設置電源)が大きな効果を発揮した。こうした緊急設置電源を含め、緊急時に活用が可能な電源に係る情報については、広域機関が、常時から、その所在や性能等の情報を得ておくことが必要(必要な手続については、業務規程で規定することが望ましい。)

電気事業法第二十八条の四十二 推進機関は、その業務を行うため必要があるときは、その会員に対し、報告又は資料の提出を求めることができる。

- 2 前項の規定により報告又は資料の提出を求められた会員は、遅滞なく、報告又は資料の提出をしなければならない。
- 3 経済産業大臣は、推進機関から要請があつた場合において、推進機関が業務を行うため特に必要があると認めるときは、推進機関に対し、資料(この法律の実施に関し経済産業大臣が保有する情報に係るものに限る。)を交付し、又はこれを閲覧させることができる。

【東日本大震災時の早期供給力確保に向けた緊急設置電源確保の事例(東北電力)】

被災した電源が復旧するまでの短期間の供給力対策として、緊急的に電源を設置。

調達可能設備(熱効率等の経済性よりも早期運開可能な設備を重視)、敷地・燃料・系統の状況を総合的に勘案。

供給力対策 ターゲット時期	発電所	号機	出力 (万kW)	建設工程
H23年夏期	東新潟火力	港3号系列	2.69×2	工事開始：H23年6月 1日 運転開始：H23年8月26日
H23年冬期	新潟火力	6号機	3.4	工事開始：H23年7月 9日 運転開始：H24年1月31日
H24年夏期	八戸火力	5号機	27.4	工事開始：H23年7月15日 運転開始：H24年7月 2日
	秋田火力	5号機	33.3	工事開始：H23年7月15日 運転開始：H24年6月22日
	東新潟火力	5号機	33.9	工事開始：H23年7月15日 運転開始：H24年6月21日

緊急設置電源の概要

▲ガスタービンエリアの搬入状況(2012年5月)

▲発電機の搬入作業(2012年3月)

▲電圧機の搬入作業(2012年2月)

▲発電機の搬入作業(2012年2月)

▲煙突の搬入作業(2012年2月)

●秋田火力発電所5号機
○定格出力/33.3万kW
○種類/ガスタービン
○使用燃料/軽油
○運転開始/2012年6月22日

●東新潟火力発電所3号系列
○定格出力/2.69万kW×2台 ○種類/ガスタービン
○使用燃料/軽油 ○運転開始/2011年8月26日

●東新潟火力発電所5号機
○定格出力/33.9万kW ○種類/ガスタービン
○使用燃料/LNG ○運転開始/2012年6月21日

●新潟火力発電所6号機
○定格出力/3.4万kW ○種類/ガスタービン
○使用燃料/天然ガス ○運転開始/2012年1月31日

●八戸火力発電所

●八戸火力発電所5号機
○定格出力/27.4万kW
○種類/ガスタービン
○使用燃料/軽油
○運転開始/2012年7月2日

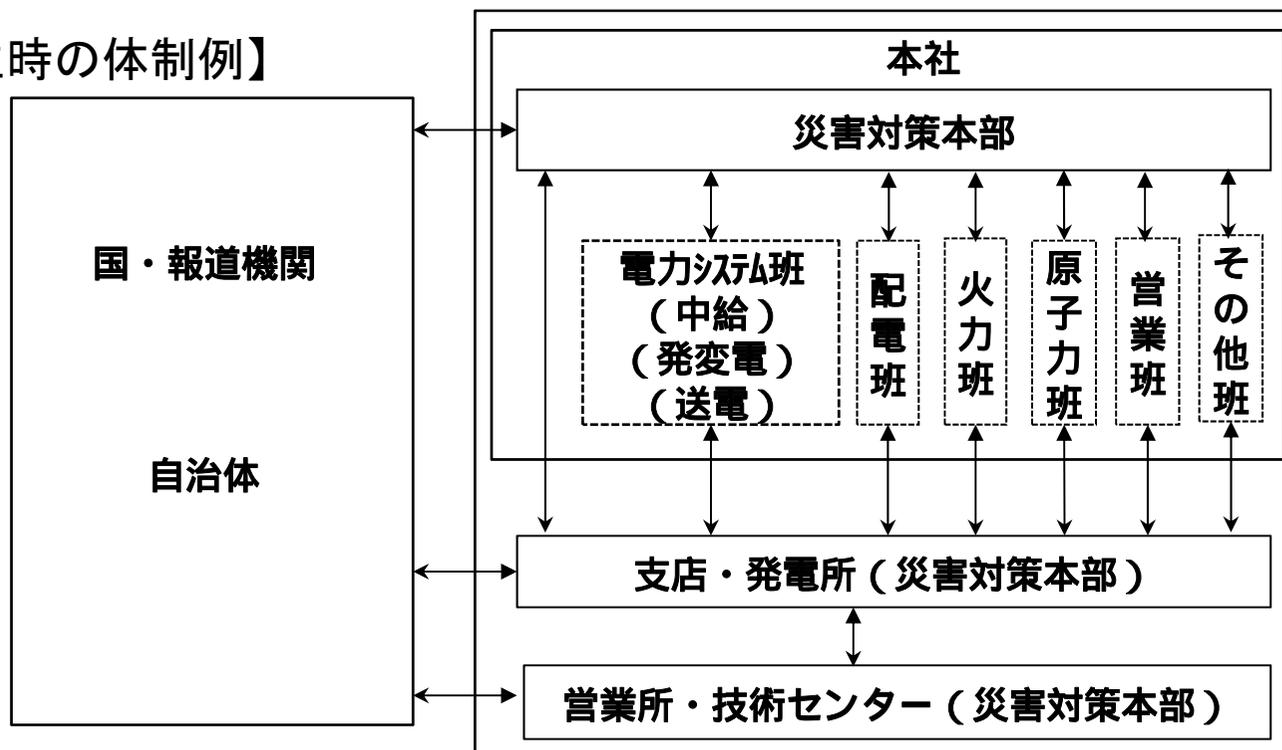
▲ガスタービンの搬入作業(2012年3月)

- 現状、一般電気事業者は、自然災害等が発生した場合、それぞれの社内ルールに従い、例えば、「災害対策本部」が社内に設置され、当該本部にて、社内各班の情報の集約、対策の立案、指揮等が行われている。

東日本大震災発生時の対応例【東北電力】

- 平成23年3月11日14時46分、管内に最大震度7の地震発生を確認
- 発災と同時に本社ならびに各店所は社内ルールに基づき、防災体制の最高レベルである第2非常体制を自動発令
- 本社は社長を本部長とする「非常災害対策本部」を設置

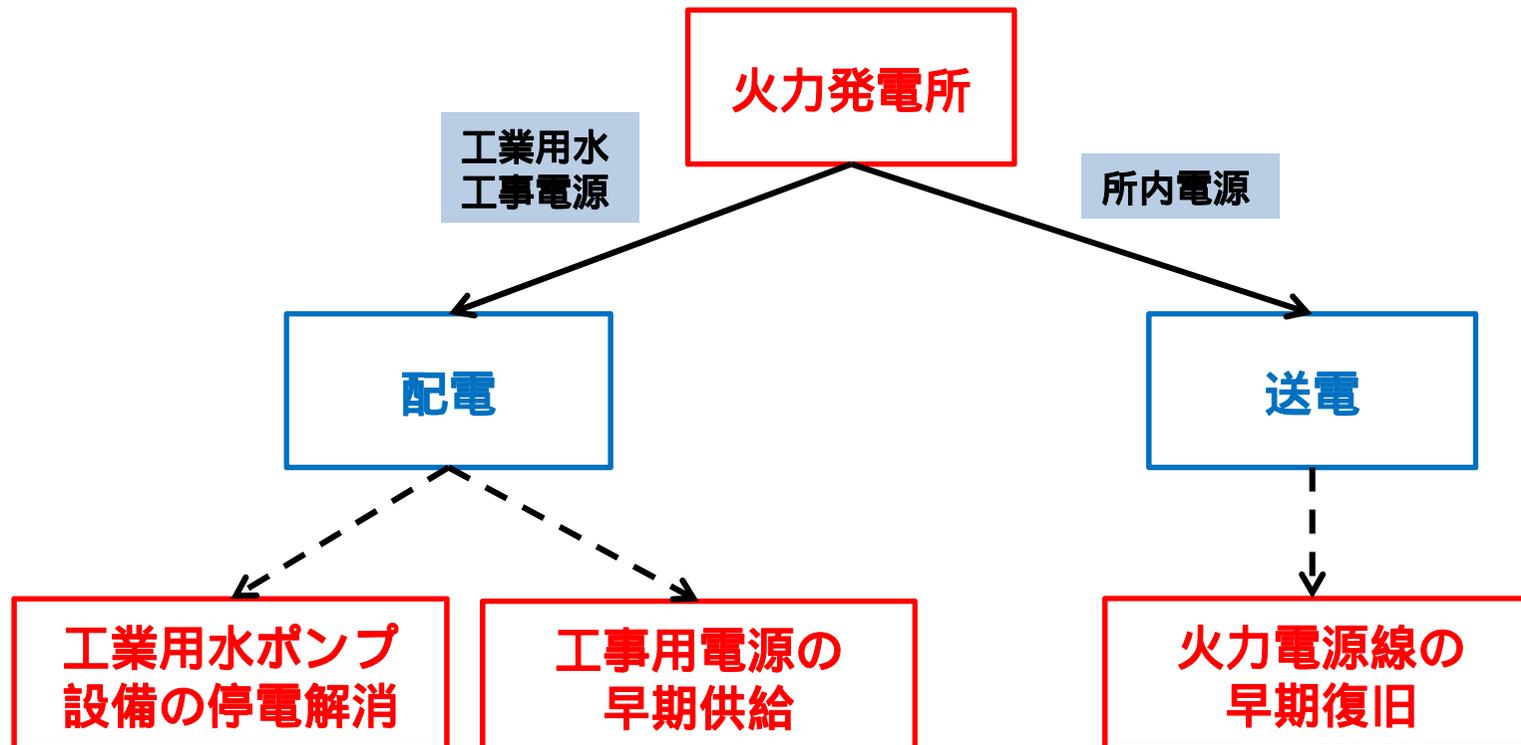
【災害発生時の体制例】



- 東日本大震災の際には、一般電気事業者の発電及び送配電をはじめ、各部門が協調して復旧作業に当たった。
- システム改革後も、このように現行と同様の水準の協調体制を確保することが必要。

発電と送配電の協調の例

発電部門は、復旧のため、工業用水ポンプ設備の停電解消、工事用電源の早期供給、火力電源線の早期復旧を必要としていた。このため、作業電源の早期復旧を送配電部門に要請した。送配電部門は、発電所の早期回復のため、火力部門の要請に応じて、
配電系に対しては該当する配電系統の、
送電系に対しては該当する送電系統の復旧に優先して取り組んだ。



第4回電力システム改革専門委員会中部電力資料より

- 発送一貫体制の下、早期供給力確保に向け、発電部門(火力部門)だけでなく、全ての部門が横断・機動的に相互に協力し、優先順位を付けながら設備の復旧に取り組んだ。
- たとえば、配電部門による発電に必要な設備の迅速な停電解消、送電部門による最優先での火力電源線の復旧等。
- 東日本大震災による停電(東北電力管内)は、地震発生3日後に約80%、8日後に約94%が解消した。

■ 東北電力の取り組み

能代火力発電所

- 1号機:H23.3.13運転再開
- 2号機:H23.3.14運転再開

- 配電部門は、震災で停止した「工業用水ポンプ」(発電用水を河川から取水する設備)の迅速な停電解消で、発電に必要な水の確保に貢献。



工業用水用ポンプ設備

非常災害対策本部の設置



本店非常災害対策本部

- 発電・送電・配電・営業・広報部門などが一堂に会し、複数部門に亘る対策や復旧の優先順位等を決定

八戸火力発電所3号機:H23.3.20運転再開



汚泥堆積した開閉所内 ケブ点検の様子

- 送電部門は、津波で浸水・汚泥堆積した火力電源線(地中ケーブル)の清掃・点検等を最優先で実施し、発電所の早期運転再開に貢献。

仙台火力発電所4号機:H24.2.8運転再開



津波で浸水した構内

- 配電部門による工事用電源の早期供給、送電部門による被災送電線の早期復旧により、運転再開予定を前倒し。

○ 多様な事業者がシステムを利用することとなっても、現行と同等水準以上の復旧作業を実施するためには、事前に、参集ルールや指揮命令系統を含め、送配電等業務指針において、標準的な対応の在り方について定めておくことが必要。

広域機関ルールで定めておくべき項目の例

①参集基準

- ・災害レベルと参集者のレベル

②指揮体制

- ・災害レベルに応じて、陣頭指揮をとる者を予め決定しておく

③事業者が本部に報告すべき情報・項目

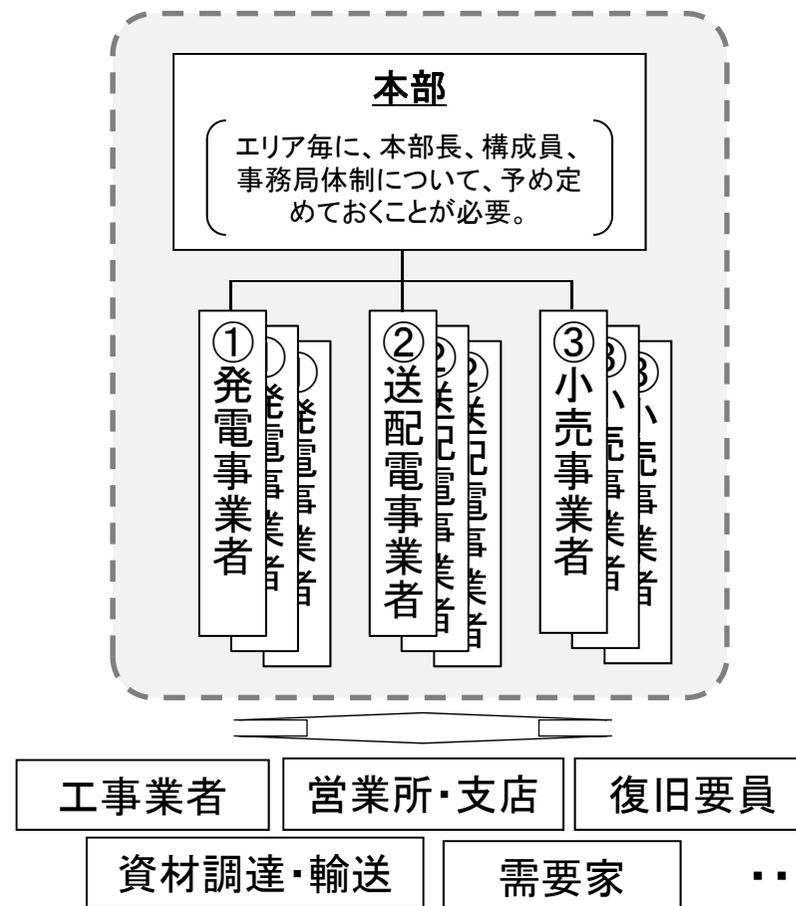
④本部の権限と責任

- a) 災害等の状況を把握・俯瞰
- b) どの地域、どの設備を優先的に復旧作業に取り組むかという優先順位を検討
- c) 各事業者毎の責任分担と実施すべき行動

現場の各電気事業者が、この計画に沿って協調して作業に取り組むべき旨

全ての事業者が、可能な限り、当該作業の遂行を支援する旨

緊急対応体制イメージ



防災業務計画 目次

第1編 総則

- 第1節 防災業務計画の目的
- 第2節 防災業務計画の基本構想
- 第3節 防災業務計画の運用
- 第4節 定義

第2編 一般防災業務計画

第1章 防災体制の確立

- 第1節 防災体制
- 第2節 対策組織の運営
- 第3節 社外機関との協調

第2章 災害予防に関する事項

- 第1節 防災教育
- 第2節 防災訓練
- 第3節 電力設備の災害予防措置に関する事項
- 第4節 防災業務施設および設備の整備
- 第5節 災害対策用資機材等の確保および整備
- 第6節 電機事故の防止

第3章 災害応急対策に関する事項

- 第1節 通報、連絡
- 第2節 災害時における情報の収集、連絡

第3節 災害時における広報

第4節 要員の確保

第5節 災害時における復旧資材の確保

第6節 災害時における電力の融通

第7節 災害時における危険予防措置

第8節 災害時における自衛隊の派遣要請

第9節 災害時における応急工事

第10節 ダムの管理

第11節 津波警報灯発表時の対応

第4章 災害復旧に関する事項

第1節 復旧計画

第2節 復旧順位

第3編 大規模地震防災強化計画

(略)

第4編 東南海・南海地震防災対策推進計画

(略)

第5編 日本海溝・千島海溝周辺海溝型地震防災対策推進計画

(略)

1. 防災体制

災害が発生するおそれがある場合、又は発生した場合（以下「非常事態」という。）に対処するため、次の区分とする。なお、その体制は、「災害対策組織」のとおり。

非常事態の情勢	防災体制の区分
災害が予想される場合、または必要と認めた場合	第1非常体制
災害が発生し日常業務体制では復旧が困難な場合	第2非常体制

2. 防災体制の発令及び解除

防災体制の発令及び解除は、関係各長の意見に基づき、次の各長が発令及び解除する。

	本店	店所
第1非常体制	総務部長	店所長
第2非常体制	社長	店所長

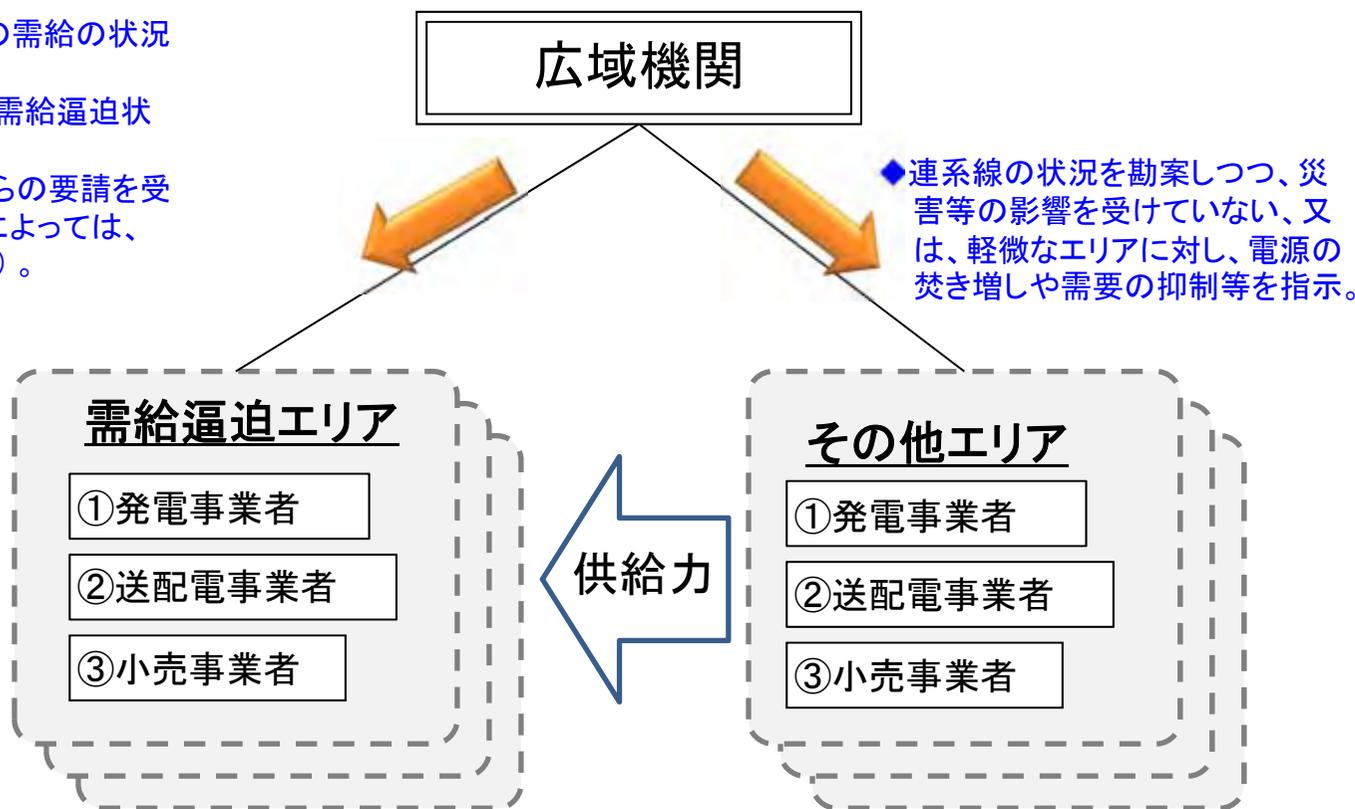
供給区域内で震度6弱以上の地震が発生した場合は、本店および当該地震が発生した店所は自動的に第2非常体制に入る。

3. 災害対策組織

	構成	
	区分	職名
非常災害連絡室 (第1非常体制)	連絡室長 副連絡室長 委員	総務部長 電力システム、配電の各部長 各班長
	事務局長 事務局次長 事務責任者 事務副責任者 各班事務責任者 事務局員	総務部副部長 電力システム、配電の各副部長 総務部課長 総務部副長 各班から必要人員 各部から必要人員
非常災害対策本部 (第2非常体制)	本部長 副本部長 委員	社長 副社長 常務取締役 各班長
	事務局長 事務局次長 (情報統括個所) 事務責任者 事務副責任者 各班事務責任者 事務局員	総務部長 総務、電力システム、配電、 広報・地域交流、営業の各副部長 総務部課長 総務部副長 各班から必要人員 各部から必要人員

- 広域機関は、常時から、各エリアの需給の状況を監視。
- 災害発生時等の緊急時には、系統運用者からの要請を受け、他エリアの電気事業者や緊急設置電源保持者に指示又は要請を行い、供給力確保のための調整を行う(場合によっては、広域機関が自ら対応。)
- これらの標準的な手順及び指令の在り方について、業務規程(広域機関自身の対応)及び送配電等業務指針(各電気事業者が行うべき対応)に記載されていることが必要。

- ◆ 広域機関は、各エリアの需給の状況を常時監視。
- ◆ 災害等の緊急時には、需給逼迫状況を即座に把握。
- ◆ エリアの系統運用者からの要請を受け、必要な指示(場合によっては、広域機関が自ら対応。)



緊急設置電源、その他、活用が可能な電源を保有する者への要請を含む。
 複数エリアに渡るような甚大な災害が発生しているような緊急時には、1時間前市場の閉場前の対応もあり得る。

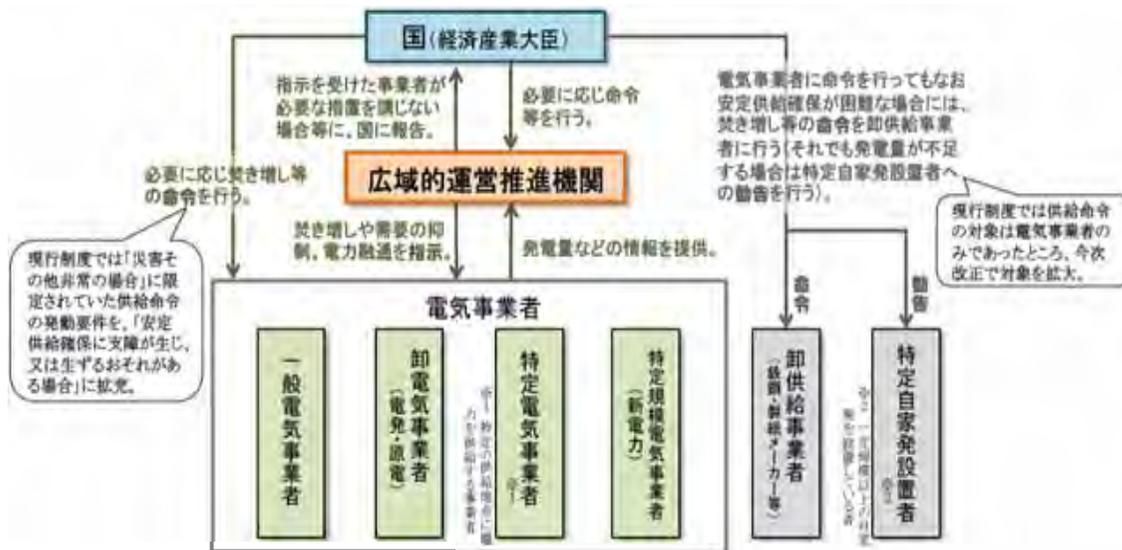
【基本的な考え方】

災害や電源トラブルによる需給ひっ迫時には、広域的運営推進機関は、会員である各電気事業者に対する「供給指示」を、国は、電気事業者に対する「供給命令」を発動することが可能。

このため、各エリアの安定供給に責任を有する送配電事業者の運用では対応しきれない場合、実務上は、まず、広域機関が電気事業者に対し電力融通や、個別の電源への焚き増し、需給調整契約の発動による需要抑制、予備力開放等を、予め国の認可を受けた業務規程に基づき指示することとなる。広域機関は、指示を行った場合には、直ちに国に指示の内容等を報告することとなる。

仮に、電気事業者が指示に従わないなどの場合においては、国による「供給命令」を発動することで、安定供給に万全を期す。

() 広域機関が供給指示を行わない場合であっても、国が必要性を認める場合には供給命令の発動が可能。また、国は、電気事業者以外の者(特定自家用電気工作物設置者等)に対しても、供給勧告が可能。



【緊急時の連絡体制の明確化】

需給ひっ迫緊急時等における経済産業省(資工庁、商務流通保安G)、系統運用者、設備設置者、取引所との関係(連絡体制)を明らかにし、業務規程及び送配電等業務指針に明記するとともに、関係者の社内ルールにおいても徹底することが必要。

【参照条文】

(推進機関の指示)

第28条の44 推進機関は、会員が営む電気事業に係る電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合において、当該電気の需給の状況を改善する必要があると認めるときは、業務規程に定めるところにより、会員に対し、次の事項を指示することができる。ただし、第三号の事項は、卸電気事業者である会員に対しては、指示することができない。

- 一 当該電気の需給の状況の悪化に係る会員に電気を供給すること。
- 二 会員に振替供給を行うこと。
- 三 会員から電気の供給を受けること。
- 四 会員に電気工作物を貸し渡し、若しくは会員から電気工作物を借り受け、又は会員と電気工作物を共用すること。
- 五 前各号に掲げるもののほか、当該電気の需給の状況を改善するために必要な措置をとること。

2 推進機関は、前項の規定による指示をしたときは、直ちに、その指示の内容その他の経済産業省令で定める事項を経済産業大臣に報告しなければならない。

3 推進機関は、第一項の規定による指示を受けた会員が正当な理由がなくその指示に係る措置をとっていないと認めるときは、直ちに、その旨を経済産業大臣に報告しなければならない。

(供給命令等)

第31条 経済産業大臣は、電気の安定供給の確保に支障が生じ、又は生ずるおそれがある場合において公共の利益を確保するため特に必要があり、かつ、適切であると認めるときは電気事業者に対し、次の事項を命ずることができる。ただし、第三号の事項は、卸電気事業者に対しては、命ずることができない。

一～四 (略)

2 経済産業大臣は、前項に規定する措置を講じてなお電気の安定供給を確保することが困難であると認められる場合において公共の利益を確保するため特に必要があり、かつ、適切であると認めるときは、卸供給事業者に対し、一般電気事業者に電気を供給することその他の電気の安定供給を確保するために必要な措置をとるべきことを命ずることができる。

3 経済産業大臣は、前二項に規定する措置を講じてなお電気の安定供給を確保することが困難であると認められる場合において公共の利益を確保するため特に必要があり、かつ、適切であると認めるときは、特定自家用電気工作物設置者に対し、一般電気事業者に電気を供給することその他の電気の安定供給を確保するために必要な措置をとるべきことを勧告することができる。

4 経済産業大臣は、前項の規定による勧告をした場合において、当該勧告を受けた者が、正当な理由がなく、その勧告に従わなかつたときは、その旨を公表することができる。

5 経済産業大臣は、第一項から第三項までの措置を講じたときは、直ちに、その措置の内容を推進機関に通知するものとする。

- 災害発生時等の緊急時に、必要な対応を行うことができるよう、一般電気事業者は、定期的な訓練を実施。
- システム改革後、多様な事業者が参画することを前提に、多くの事業者が参加する形で協調した復旧作業が可能となるよう、現行と同水準以上の訓練を実施しておくことが必要。訓練の実施方法について、過去の経験の蓄積を十分に活かしたルール化が必要。

<電力会社における社内ルールの例>

1. 開催頻度

◆本店および店所は、災害対策を円滑に推進するため年1回以上防災訓練を実施する旨、及び、国及び地方自治体等が実施する防災訓練には積極的に参加する旨を、社内ルールで規定。

→ 実際には、全店レベルの訓練を上期1回、下期1回(年に計2回)実施。

2. 訓練内容

◆地震や台風、雪害などの非常事態を想定した訓練としており、本店、支店での災害対策本部の設置(要員の参集を含む)や関係箇所での情報連絡などを含め、非常災害時の体制が有効に機能することを確認。

<中央電力協議会における対応の変遷>

◆1980年以降、台風又は地震など災害想定や被災会社の想定を変えながら、全社(9電力会社及び電源開発)参加による訓練を毎年実施。

◆「非常災害時における復旧応援マニュアル」を策定し、初動態勢の整備、役割分担の明確化、復旧応援の円滑な実施、事務処理の効率化・合理化を図っている。