

周波数制御に対応したマージン及び その他のマージンについて

平成28年2月19日

調整力等に関する委員会事務局

論点1: 需給バランスに対応したマージン(長期断面の検討に基づく)の必要性・量

(1) 需給バランスに対応したマージン(「系統容量の3%」に相当)の量は如何にあるべきか(必要性を含め)

論点2: 需給バランスに対応したマージン(短期断面の検討に基づく)の必要性・量

(1) 需給バランスに対応したマージン(「最大電源ユニット」に相当)の量は如何にあるべきか(必要性を含め)

論点3: 周波数制御に対応したマージンの必要性・量

(1) 北海道本州間連系設備の周波数制御に対応したマージンについて

① 逆方向(北海道向き)のマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

② 順方向(本州向き)のマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

(2) 東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

論点4: その他のマージンの必要性・量

(1) 北海道本州間連系設備のその他のマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

(2) 東北東京間連系線のその他のマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

広域系統整備委員会での増強の議論と併せて検討中

論点5: マージンの各断面での設定の考え方(マージンの減少の考え方)

(1) 各マージンの長期から実需給断面に至る各断面における量は如何にあるべきか

論点6: マージンの複数の連系線への配分の考え方

(1) 下記のそれぞれのマージンを合算した配分の考え方は如何にあるべきか。

① 需給バランスに対応したマージン(「系統容量の3%」に相当)の配分の考え方は如何にあるべきか

② 需給バランスに対応したマージン(「最大電源ユニット」に相当)の配分の考え方は如何にあるべきか

論点7: 連系線増強分の利用方法の決定他

(1) 東京中部間連系設備の増強分(90万kW)の利用方法は如何にあるべきか

(2) 北海道本州間連系設備の増強分(30万kW)の利用方法は如何にあるべきか

(3) 増強分の検討結果も含め、マージンの見直しにより空容量が増加した場合の利用登録をいつから開始するか。

「論点3：周波数制御に対応したマージンの必要性・量」の検討における基本的な考え方 2

【第7回調整力等に関する委員会資料4抜粋】

- この変動要因への対応については、第4回委員会資料4に記載のとおり、想定電源脱落量と負荷遮断の有無・規模が問題となるが、現時点では、N-1故障時に停電を発生させないこと(N-1基準)を共通の考え方としてはどうか。
- それ以上の電源脱落事象(N-2故障以上)については、稀頻度事象であることから一部の供給支障は許容することを原則とした上で、供給支障規模や社会的影響等について、個別に検討してはどうか。

【第7回調整力等に関する委員会での上記の論点に対するご意見】

○ご意見なし。



【対応方法】

○周波数制御に対応したマージンの検討については、下記の考え方をベースに検討する。

- (1) N-1故障時に停電を発生させないこと(N-1基準)を共通の考え方とする。
- (2) それ以上の電源脱落事象(N-2故障以上)については、稀頻度事象であることから一部の供給支障は許容することを原則とした上で、供給支障規模や社会的影響等について、個別に検討する。

(参考) 論点3：周波数制御に対応したマーシンの必要性・量

- 周波数制御に対応したマーシンは、短期断面の予備力・調整力の検討と関連するが、現時点では、「電源脱落（直後）」に対応するものとして検討する。
⇒短期断面の検討により将来的に見直しの可能性あり。
- この変動要因への対応については、第4回委員会資料4に記載のとおり、想定電源脱落量と負荷遮断の有無・規模が問題となるが、現時点では、N-1故障時に停電を発生させないこと（N-1基準）を共通の考え方としてはどうか。
- それ以上の電源脱落事象（N-2故障以上）については、稀頻度事象であることから一部の供給支障は許容することを原則とした上で、供給支障規模や社会的影響等について、個別に検討してはどうか。
- なお、交流連系線においては、電源脱落が発生した直後に他エリアより潮流が自然流入するが、短時間の運用容量超過を許容することで、原則マーシンは設定せず対応している。直流設備については、潮流の自然流入は無く、また、運用容量の超過もできないため、マーシンを確保した応援融通の必要性・量を検討する必要がある。

	需給バランスに関する変動要因	周波数制御に関する変動要因
需要に関するもの	「需要想定誤差」 定義：需要想定値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の誤差	「需要変動」 定義：30分平均値からの需要の変動
電源脱落に関するもの	「電源脱落（継続）」 定義：電源脱落による供給力の減少（脱落後の継続分）	「電源脱落（直後）」 定義：電源脱落による供給力の減少（脱落直後の瞬時的な減少分）
再エネ出力変動に関するもの	「再エネ出力想定誤差」 定義：再エネ出力想定値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の誤差	「再エネ出力変動」 定義：30分平均値からの再エネ出力の変動

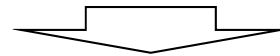
論点3: 周波数制御に対応したマージンの必要性・量

(1) 北海道本州間連系設備の周波数制御に対応したマージンについて

北海道本州間連系設備の逆方向(北海道向き)のマージンの量(必要性を含む) 5

【第7回調整力等に関する委員会でのご意見】(議事録抜粋)

(松村委員)北海道エリア内の大きな電源が脱落した場合の安定供給のためにマージンを認めるという場合は、そのような理由でマージンを認めたということをきちんとこの委員会で確認するべきであると考えている。



【対応方法】

○マージン設定理由他を明確にした上で、N-1故障に対して負荷遮断を回避するために、北海道エリア内の調整力で不足する量のマージンを設定することとする。

【マージン設定理由】

○北海道エリアの電源脱落が発生した場合に本州からの緊急応援受電を実施するために設定する。

【マージンの量】

○マージンの量としては、最大電源ユニットの出力を用いて下記のように算出している。

$$\text{マージン※} = \text{最大電源ユニット出力} - \text{系統定数} \times \Delta f(1\text{Hz}) \times \text{最小需要}$$

※当該マージンは、2017年度の最小需要の場合、最大電源ユニットが、 $0.06 \times 1 \times 345.8 = 20.7$ 万kW以上で設定

(参考)論点3:周波数制御に対応したマーシンの必要性・量

(1)①北海道本州間連系設備の逆方向(北海道向き)のマーシンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

- 北海道本州間連系設備の周波数制御に対応したマーシン(逆方向:北海道向き)の量について、以下の方向性で設定することとしてはどうか。

【現状の課題】

○北海道エリアの最大電源ユニットの容量によるが、運用容量全量がマーシンとなり、空容量が無い場合がある。

**【議論の方向性】**

○ON-1故障に対して負荷遮断を回避するために設定しているものであることから、北海道エリア内の調整力で不足する量のマーシンを設定することとしてはどうか。
(現状の考え方と同じ量を設定)

【現状のマーシンの設定量】

- ・北海道エリアの最大電源ユニットが計画外停止した場合に、北海道エリアの周波数低下を1Hz以内に抑制するため、緊急時AFC機能による本州エリアから受電が必要な最大の電力の値を設定
(北海道エリアの想定需要により変動)
泊3号機が最大電源ユニットの場合:60万kW※
苫東厚真4号機が最大電源ユニットの場合:50万kW前後
※北海道エリア内で不足する量が約73万kWのため、上限となる設備容量にて設定

【緊急時AFCの動作条件】

- ・北海道エリアの周波数変動:50±0.38Hz
- ・東北・東京エリアの周波数変動:50±0.35Hz
- ・健全側エリアの周波数範囲:49.52Hz～50.5Hz

【緊急時AFC機能の動作実績】

- ・緊急時AFC(逆方向)の平成17年度～平成26年度の動作実績は下記の通り。

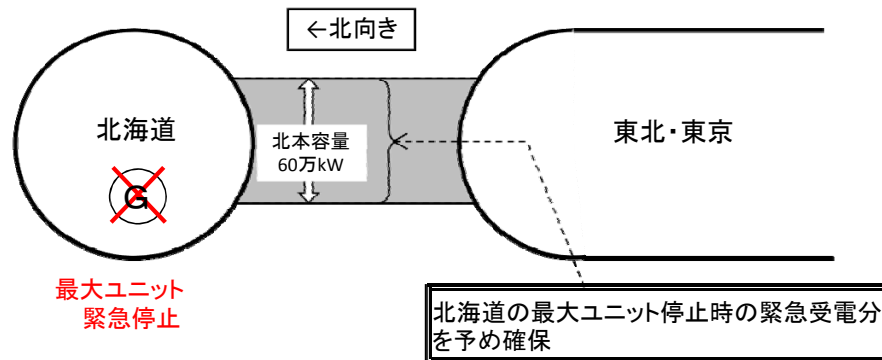
発生日時	動作方向	電源脱落量 [万kW]	緊急時AFC 動作量[万kW]
平成17年5月13日(金)10:06(平日)	北流	34	47
平成17年9月26日(月)14:36(平日)	北流	8	11
平成18年9月2日(土)13:39(休日)	北流	25	32
平成18年11月21日(火)16:44(平日)	北流	58	56
平成20年5月7日(水)4:57(平日)	北流	60	30
平成20年5月29日(木)9:49(平日)	北流	29	31
平成20年7月28日(月)11:18(平日)	北流	55	58
平成21年6月18日(木)20:42(平日)	北流	28	26
平成21年12月22日(火)6:49(平日)	北流	34	41
平成23年5月28日(土)16:12(休日)	北流	29	33
平成23年8月7日(日)13:35(休日)	北流	25	10
平成24年9月16日(日)23:55(休日)	北流	5	12
平成25年1月11日(金)11:45(平日)	北流	24	24

※動作量については、瞬間的に記録された値から算出

(参考) 北海道本州間連系設備(逆方向: 北海道向き)の「周波数制御に対応したマージン」について

■ 北海道エリアの電源の計画外停止時の緊急受電分を予め確保することを目的にしている。

➤ 「逆方向: 北海道向き」の周波数制御に対応したマージンの条件



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

【詳細条件】

- ・北海道エリアの最大電源ユニットが計画外停止した場合に、北海道エリアの周波数低下を1Hz以内に抑制するために東北・東京エリアから受電が必要な最大の電力の値

$$\text{マージン} = \text{最大電源ユニット出力} - \text{系統定数} \times \Delta f(1\text{Hz}) \times \text{最小需要}$$

【計算例】(長期計画断面の2017年度の例)

$$94.1\text{万kW} - 0.06 \times 1 \times 345.8\text{万kW} = 73.352\text{万kW} \Rightarrow 60\text{万kW} (\text{設備容量が上限})$$

※必要量と設備容量の差分については、北海道エリア内の瞬動予備力の積み増しで対応している。

【考え方】

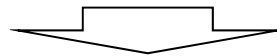
- ・発電設備の系統連系技術要件で連続運転可能周波数下限を48.5Hzとしていること、及び負荷遮断に至る周波数が48.5Hzであることと、シミュレーション誤差などを考慮し、1Hz以内としている。

【第7回調整力等に関する委員会資料4抜粋】

当該条件のマージンは無くした上で、他の条件のマージン及び空容量の範囲内で動作させることとしてはどうか。

【第7回調整力等に関する委員会でのご意見】

○ご意見なし。



【対応方法】

- 北海道本州間連系設備の順方向(本州向き)の周波数制御に対応したマージンは、N-2以上の故障時の対応である。
- 本州側の系統規模に対して、動作量は限定的と考えられる。
- 当該マージンを廃止したとしても、設備容量－計画潮流の範囲内で緊急時AFC機能が動作することから、その時の動作可能範囲内での応援融通は期待できる。



- 北海道本州間連系設備の順方向(本州向き)の周波数制御に対応したマージンについては、廃止することとする。
- 緊急時AFC機能については、設備容量－計画潮流の範囲内で動作させることとする。
(現状と同じロジック)

(参考) 論点3: 周波数制御に対応したマージンの必要性・量

(1)②北海道本州間連系設備の順方向(本州向き)のマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

- 北海道本州間連系設備の周波数制御に対応したマージン(順方向:本州向き)の量について、以下の方向性で設定することとしてはどうか。

【現状の課題】

- 本州側では、N-1故障への対応としては、期待しておらず、N-2以上の故障時の停電量の低減に期待しているが、逆方向(北海道向き)については、N-1故障への対応として期待しており、目的が異なる。
- 北海道側の応援可能量の最大値で設定しており、本州側の必要量ではない。



【議論の方向性】

- 本州側では、N-1故障への対応としては、織り込んでおらず、N-2以上の故障時の停電量の低減に寄与するが、過去の動作実績からは、本州側の系統規模に対して、動作量は限定的と考えられる。
- 他の条件のマージン(その他のマージン等)が、減少しない限り、このマージンを0にしても、マージンは減らない断面もある。



- 当該条件のマージンは無くした上で、他の条件のマージン及び空容量の範囲内で動作させることとしてはどうか。

【現状のマージンの設定量】

- ・北海道エリアの周波数低下を0.48Hz以内(揚水遮断(0.5Hz以上低下時)に動作しないレベル)に抑えた上で、東北・東京エリアへ緊急時AFC機能により供給することができる最大の電力の値(北海道エリアの想定需要により変動)

【緊急時AFC機能の動作条件】

- ・北海道エリアの周波数変動: $50 \pm 0.38\text{Hz}$
- ・東北・東京エリアの周波数変動: $50 \pm 0.35\text{Hz}$
- ・健全側エリアの周波数範囲: $49.52\text{Hz} \sim 50.5\text{Hz}$

【緊急時AFC機能の動作実績】

- ・緊急時AFC(順方向)の平成17年度～平成26年度の動作実績は下記の通り。

発生日時	動作方向	電源脱落量 [万kW]	緊急時AFC 動作量[万kW]※
平成17年8月16日(火)11:47(平日)	南流	329	8
平成18年5月1日(月)10:28(平日)	南流	155	2
平成19年7月16日(月)10:13(休日)	南流	341	14
平成23年3月11日(金)14:47(平日)	南流	2100程度	7

※動作量については、瞬間的に記録された値から算出

【本州側GF量に対する動作量の比率】

- ・仮に東北・東京エリアの系統規模が3780～6800万kW※の時に3%のGF量を確保しているとした場合、動作量実績の平均の比率は、 $7.75/204 \sim 7.75/113.4 = 3.8\% \sim 6.8\%$ となる。

※2014年度の各エリアの日最大需要の合計値の範囲

論点3：周波数制御に対応したマージンの必要性・量

(2) 東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージンの量(必要性を含む)

11

【第7回調整力等に関する委員会でのご意見】(議事録抜粋)

- (松村委員) その瞬間に停電が起きるよりも、停電が起きない方が良いに決まっているが、南海、東南海地震が連動で起こるような極めて稀頻度な事象が発生した際の一瞬の停電への対応と、一方で、そのためには膨大なコストがかかるということは、天秤にかけて検討する必要があると考えている。
- (塩川委員) 東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージンについては、逆方向、東京向きに関しては、N-1故障の際に、停電を発生させることを許容するかしないかということをこの委員会でご議論いただければよいと考えている。仮に許容するのであれば、系統運用者としては、そのように運用することになるが、許容しないのであれば、EPPS機能を無くすのであれば、何か別の対応があるのか、その費用はどのくらいか、EPPS機能を無くすことでマージンを無くした場合に、流動性が高まることによって、どのくらいの経済メリットがあるのかというような評価をすることが必要になるのではないかと考えている。

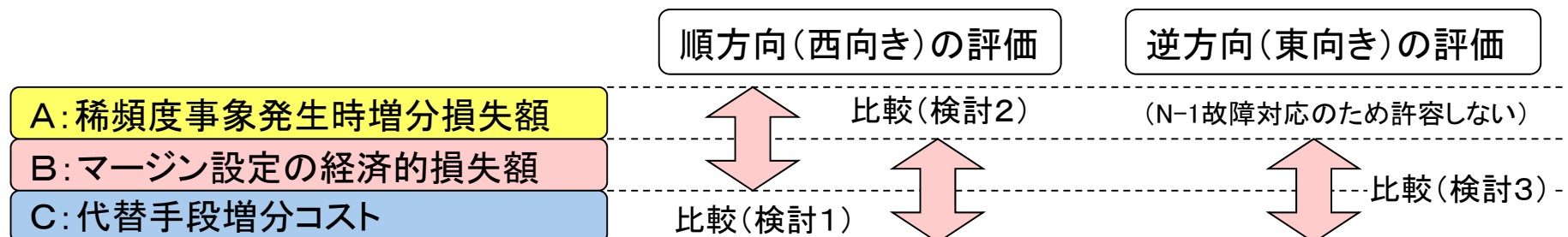


【対応方法】

p.2の基本的な考え方、及び、上記意見に基づき、以下の通り検討を行う。

- N-2以上故障対応の順方向(西向き)は、マージン設定による経済的損失を回避するためにマージンを廃止して停電を許容した場合のコスト比較を行う(検討1:「N-2以上の故障で現状以上の停電を許容するか」(EPPS機能の必要性))。さらに、停電を許容しない場合には、EPPS機能の代替手段の有無と代替のコスト比較を行う(検討2:「EPPS相当機能の代替手段の評価」(検討1でEPPS相当機能が必要であるとする場合))。
- N-1故障対応の逆方向(東向き)は、停電を許容しないことを前提とし、EPPS機能の代替手段の有無と代替のコスト比較を行う(検討3:「EPPS相当機能の代替手段の評価」)。

※EPPS機能の代替手段の検討の結果、代替手段が合理的であり、マージンを無くすという結論になった場合でも、動作可能な範囲でEPPS機能を使用することを否定するものではない。



東京中部間連系設備(順方向:西向き)のマージンの必要性・量 検討1

12

- 検討1「N-2以上の故障で現状以上の停電を許容するか」(EPPS機能の必要性)について、
A:稀頻度事象発生時増分損失額、及び、B:マージン設定の経済的損失額を試算した。
- 試算結果に影響を与える要因が多く存在するがどう判断することが適当か？

A:稀頻度事象発生時増分損失額の試算結果

・60万kWのEPPS機能を無くした場合に、稀頻度事象が夏の平日に発生した場合に、60万kWの停電が増加し、その停電が8時間継続した場合の増分損失額は、**約10.59億円～109.47億円／年**と試算される。

頻度	損失額(億円/年)	頻度	損失額(億円/年)
10年に1回	84.75~109.47	50年に1回	16.95~21.89
20年に1回	42.37~54.74	80年に1回	10.59~13.68

【損失額の算出式】

損失額＝停電電力×停電継続時間×停電コスト×頻度

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・景気悪化、本社機能喪失等の間接的な損失額は考慮できていない。
(→考慮が難しい。)
- ・停電コストは、事前予告の方法などの前提条件で大きく変わる可能性がある。
- ・アンケート回答者は、実際に経験したことが無い停電を想定しての損害額を予想しているため、予想誤差を含んでいる。
- ・予告無し停電コストについては、倍率だけを聞いており、予想誤差が大きい。
- ・停電コストは、夏の平日昼間及び冬の平日夕方のコストであり、それ以外の時間帯では、異なる可能性がある。
- ・実際の停電量は、系統状況により上下する。
- ・マージンを無くしても、「設備容量一計画潮流」の範囲でEPPS機能を動作させれば、停電量は抑制できる場合がある。
- ・トータルの供給支障電力が増加することにより、復旧開始時間が延びる可能性があるが、その場合の供給支障電力増加分以外の部分の損失は加味できていない。(予測が困難)
- ・稀頻度事象の頻度の想定は難しい。
- ・大地震から頻度を想定しているが、大地震以外でも電源立地場所付近の地震でも停電につながるような電源脱落が発生するケースもある。(中越沖地震等)

B:マージン設定の経済的損失額の試算結果

・60万kWのマージンを設定していることによる経済的損失額は、**約0.03億円～7.19億円／年**と試算される。

【社会厚生の変化による算出式】

$$\Delta W = \Delta T(P_1 - P_2) / 2$$

ΔW:社会厚生の変化分、ΔT:想定電力量、P1-P2:エリア間価格差

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・取引活性化で、競争が進展していた等の間接的な損失額は考慮できていない。
(→考慮が難しい。)
- ・過去の値差で試算しているが、将来の値差の予測が困難。
- ・空容量増加後の取引活性化に寄与する量の予測が困難。

東京中部間連系設備(順方向:西向き)のマージンの必要性・量 検討2

13

- 検討2「EPPS相当機能の代替手段の評価」(検討1でEPPS相当機能が必要であるとする場合)について、前ページのB:マージン設定の経済的損失額に加え、C:代替手段増分コストを試算した。
- 試算結果に影響を与える要因が多く存在するがどう判断することが適当か？

C:代替手段増分コストの試算結果

- ・60万kWのEPPS相当機能のN-2故障時の周波数低下度合いを同等とする観点における代替手段としては、約100万kWのGF容量を増加して確保する必要※がある。
 - ・その場合の増分コストは、**約230億円／年**と試算される。
- ※1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていない。

【算出方法】

- ・シミュレーションでEPPS機能を代替するGF容量を算出
- $$\text{増分コスト} = \Sigma (\text{代替するGF容量} \times \text{時間} \times \text{部分負荷運転に伴う増分コスト単価})$$

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・簡易的なシミュレーションで試算している。
- ・「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」時の部分負荷運転に伴う増分コスト単価で試算しているため、追加確保量が増えると、さらに高コストの発電機で持ち替えなければならない点を考慮できていない。

B:マージン設定の経済的損失額の試算結果 (再掲)

- ・60万kWのマージンを設定していることによる経済的損失額は、**約0.03億円～7.19億円／年**と試算される。

【社会厚生の変化による算出式】

$$\Delta W = \Delta T (P1 - P2) / 2$$

ΔW : 社会厚生の変化分、 ΔT : 想定電力量、 $P1 - P2$: エリア間価格差

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・取引活性化で、競争が進展していた等の間接的な損失額は考慮できていない。(→考慮が難しい。)
- ・過去の値差で試算しているが、将来の値差の予測が困難。
- ・空容量増加後の取引活性化に寄与する量の予測が困難。

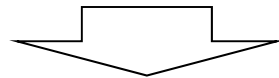
東京中部間連系設備(逆方向:東向き)のマージンの必要性・量 検討3

14

- 東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージン(逆方向:東向き)の量について、以下の方向性で設定することとしてはどうか。

【検討の進め方】

- (①N-1故障で停電させない方向で進めるため、EPPS相当機能は必要となる。)
- ②EPPS機能の代替手段の有無と増分コストの試算(代替手段がある場合)
- ③マージンを設定していることによる経済的損失額の試算
→②と③を比較し、代替手段を取るか、「マージン+EPPS機能」を取るかを議論



【議論の方向性】

- N-1故障時に停電させない観点におけるEPPS機能の代替手段はあるが、増分コストがマージンを設定していることによる経済的損失額よりも大きい。
- 経済的損失額の試算については、様々な仮定に基づいており、試算結果に影響を与える変動要因が残った試算結果となっている。



- それぞれの試算結果については、試算結果に影響を与える変動要因が残った試算結果であるが、そのことを加味しても、代替手段増分コストが大きいと考えられ、60万kWのEPPS機能は残す必要があるため、マージンも60万kW設定することが適当ではないか。

B: マージン設定の経済的損失額の試算結果

- ・60万kWのマージンを設定していることによる経済的損失額は、**約0.62億円～42.09億円／年**と試算される。

C: 代替手段増分コストの試算結果

- ・60万kWのEPPS相当機能のN-1故障時に停電させない観点における代替手段としては、約90万kWのGF容量を増加して確保する必要※がある。
 - ・その場合の増分コストは、**約200億円／年**と試算される。
- ※1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていない。

【BとCの比較】

B: 経済的損失額		C: 代替手段増分コスト
約0.62億円～42.09億円	<	約200億円

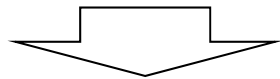
(参考)論点3:周波数制御に対応したマーシンの必要性・量

(2)東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマーシンの量は、如何にあるべきか(必要性を含め)

- 東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマーシンの量について、以下の方向性で設定することとしてはどうか。

【現状の課題】

- 順方向(中部エリア向き)と逆方向(東京エリア向き)は同量(60万kW)のマーシンを設定しているが、そのEPPS動作量に期待する考え方が異なっており、マーシンの必要性が明確ではない。
- ・順方向(中部エリア向き)はN-2以上の故障時の停電量の抑制
 - ・逆方向(東京エリア向き)はN-1故障時の信頼度基準の遵守

**【議論の方向性】**

- 東京エリアは、EPPS機能による60万kW受電を織込んだ設備形成、運用を実施しているため、逆方向(東京エリア向き)のマーシンについては、N-1故障時に停電を発生させないよう、現行と同じ60万kWを設定することが適当ではないか。(マーシンを設定しない場合、設備対策、又は運用対策が必要となる)
- 順方向(中部エリア向き)のEPPS動作実績は、過去10年間で1回と少ないが、動作時の寄与度は高いと言えるか。このような実績を踏まえ、順方向(中部エリア向き)のマーシン設定をどのように考えるか。

【現状のマーシンの設定量】

- ・50Hzエリアまたは60Hzエリアにおいて、複数電源の計画外停止などによる周波数低下が発生した場合に、送電エリアと受電エリアの周波数が逆転しない範囲で、EPPS機能により応援可能な電力の値(両方向共に60万kW)を設定

【EPPS機能の動作条件】

- ・故障(受電)側エリア周波数変動: $\Delta 0.4\text{Hz}$ 以上
- ・健全(送電)側エリア周波数変動: $\Delta 0.1\text{Hz}$ 以内

【EPPS機能の動作実績】

- ・EPPS(順・逆方向)の平成17年度～平成25年度の動作実績は下記の通り。

発生日時	動作方向	電源脱落量 [万kW]	EPPS動作量 [万kW]
平成17年8月16日(火)11:47(平日)	逆方向	329	50
平成18年5月1日(月)10:28(平日)	逆方向	155	30
平成19年7月16日(月)10:13(休日)	逆方向	341	50
平成21年8月11日(火)5:07(平日)	順方向	246	50
平成23年3月11日(金)14:47(平日)	逆方向	2100程度	50

※平成26年度、平成27年度(12月まで)の動作実績無し

【60HzエリアGF量に対する動作量の比率】

- ・仮に60Hzエリアの系統規模が4700～9000万kW※の時に3%のGF量を確保しているとした場合、動作量実績(順方向)との比率は、 $50/270 \sim 50/141 = 18.5\% \sim 35.5\%$ となる。

※2014年度の各エリアの日最大需要の合計値の範囲

(参考)EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(1)

16

- EPPS機能による受電分が無い場合の損失額は、EPPS機能による受電分の供給力が不足したことにより発生する停電時の損失額を評価
- 試算にあたっての前提条件は、下記の通り
 - 直接的な被害額の調査結果(電力系統利用協議会が実施した「停電コストに関する調査(平成26年1月)」)を用いて試算
 - 直接的な被害額の調査結果を用いていることから間接的影響(本社機能の喪失による関連工場の停止等)や社会的影響(鉄道、通信、金融、病院等ライフラインへの影響)は含めない。
 - EPPS機能が無い場合は、稀頻度事象発生時には、EPPS機能分の60万kWが追加で停電すると仮定する。

(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(2)

■ 直接的な被害額の調査結果(電力系統利用協議会実施「停電コストに関する調査(平成26年1月)」)

- 供給力不足による停電を前提とし、停電発生の季節・時刻により設定した2ケースについて計画停電の事前予告のある場合の停電コストをアンケート調査(大口事業者、中小事業所、個人を対象)
- 事前予告が無い場合の停電コストについても、予告有りの何倍かをアンケート調査

ケース※1	停電コスト単価(円/kWh)、倍率(倍)※2					
	大口事業所		中小事業所※3		個人	
	予告有	予告無倍率	予告有	予告無倍率	予告有	予告無倍率
夏の平日	2,199~4,517	23.7	1,651~6,177	7.3	5,999	1.35
冬の平日	2,198~4,763	25.1	1,215~9,082	6.5	4,317	1.28

※1 夏の平日:13~15時(2時間)、冬の平日:17~19時(2時間)

※2 事業所の停電コスト単価については、統計処理上の例外値の有無の捉え方の違いにより幅のある算出結果となっている。事業所については、計画停電の1~2ヶ月前より予告がある条件、個人については2時間前に予告がある条件での回答。

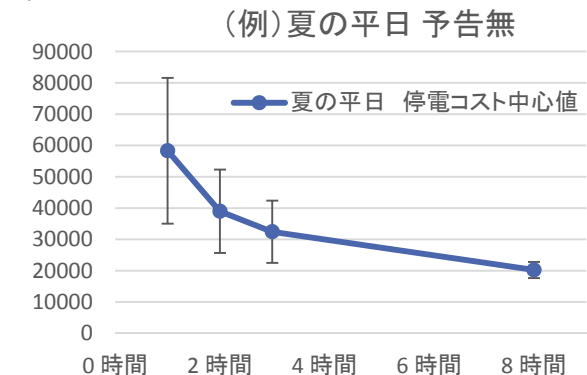
※3 中小事業所の調査結果については少ない有効回答(個人や大口事業所の1割程度)の集約結果であることに留意が必要。

■ 上記調査結果を元に大口事業所、中小事業所、個人の需要割合※4で加重平均し算出

ケース		停電コスト単価(円/kWh)			
		1時間継続単価※5	2時間継続単価	3時間継続単価※5	8時間継続単価※5
夏の平日	予告有	4,881~8,746	3,573~5,603	2,960~4,540	1,962~2,460
	予告無	35,036~81,603	25,646~52,279	22,470~42,364	17,656~22,806
冬の平日	予告有	3,460~9,654	2,533~6,185	2,219~5,012	1,744~2,698
	予告無	29,802~94,254	21,815~60,384	19,113~48,931	15,019~26,342

※4 平成24~26年度の大口、中小、個人の需要電力量の割合

※5 平成20年度調査において、1時間継続、3時間継続、8時間継続の使用電力量、停電コストを調査している。2時間継続は、1時間継続及び3時間継続の使用電力量及び停電コストがそれらの平均になるとして算出した。平成25年度調査においては、2時間継続の使用電力量、停電コストを調査している。今回の試算においては、平成25年度調査の数字を採用した上で、1時間継続、3時間継続、8時間継続の単価については、平成20年度調査の単価比率を元に算出した。



(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(3)

■ 損失額の試算(1回あたり)

➤ EPPS機能分の60万kWの停電が発生した際の増分最大損失額の試算(1回あたり)

ケース		損失額(億円/回)			
		1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
夏の平日	予告有	29.29~52.48	42.88~67.24	53.28~81.73	94.17~118.08
	予告無	210.21~489.62	307.75~627.35	404.45~762.54	847.50~1094.70
冬の平日	予告有	20.76~57.93	30.39~74.22	39.94~90.21	83.69~129.51
	予告無	178.81~565.52	261.78~724.60	344.04~880.76	720.91~1264.41

【留意事項】

- ・停電コストは、発生時間や発生日等により変動するため、上記の見積もりは、60万kWの停電が発生した場合における増分最大損失額の見積もりとなっており、地震等が発生した場合に、必ずこの額の範囲の損失が発生するわけではないことに留意が必要。
- ・EPPS機能の60万kWが無くした場合の停電増加量は、系統状況や発生事故等によって、上下する可能性があることに留意が必要。(特に揚水運転中の揚水発電機が並列しているかどうかには大きく依存)
- ・EPPS機能分のマージンを無くしたとしても、「設備容量－計画潮流」の範囲で、EPPS機能を動作させる場合は、停電量は低減される可能性があることに留意が必要
- ・予告有のアンケートについては、例えば、事業所向けにおいては、生産高・売上高の減少、挽回可能な「生産高・売上高の減少」、想定外の労務費、物的損害費用、その他追加的費用、抑制される費用を細分化して聞いているが、予告無については、予告有の何倍程度かを聞いているものであり、予告無の倍率には、予告有以上に誤差を含んでいることに留意が必要。

以上より、EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の、夏の平日、予告なし、8時間継続時の増分最大損失額は、停電量が60万kWの場合は、**約210.21億円～1094.70億円／回**と試算される。

(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(4)

広域的に大きな影響を与え得る日本海溝、相模トラフ、南海トラフによる大地震の過去の発生状況について

地震名	発生年 (年)	間隔 (年)	地震の震源		
			日本海溝	相模トラフ	南海トラフ
貞観地震	869		○		
永仁関東地震	1293	424		○	
明応東海地震	1498	205			○
慶長地震	1605	107			○
元禄関東地震・宝永地震	1703・1707	98		○(元禄)	○(宝永)
安政東海地震・安政南海地震	1854・1854	151			○
大正関東地震	1923	69		○	
昭和東南海地震・昭和南海地震	1944・1946	21			○
東北地方太平洋沖地震	2011	67	○		

※同枠内に記載している地震は、1回とカウントし、早い方の年で間隔を計算している。

表2 南海トラフで発生する地震の確率(時間予測モデル)

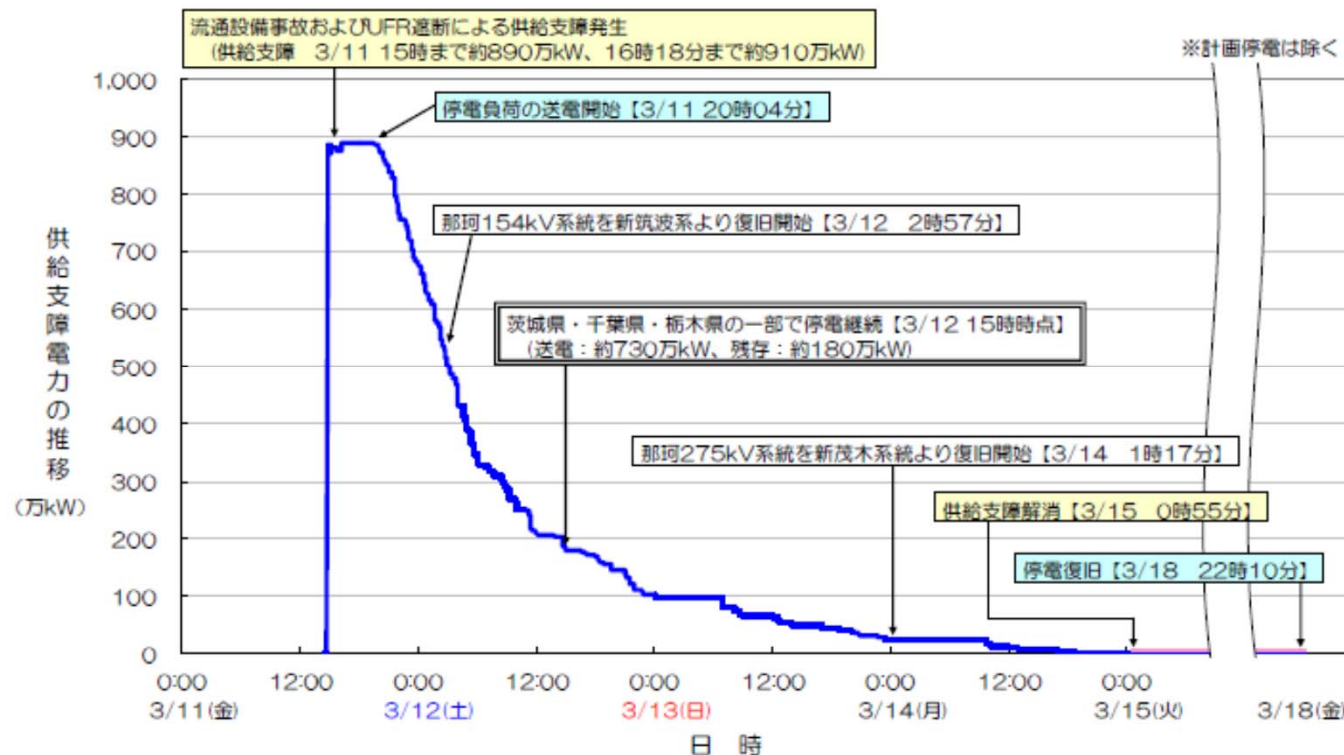
項目	将来の地震発生確率等	備考
今後10年以内の発生確率	20%程度	時間予測モデルによる「前回から次回までの標準的な発生間隔」88.2年及び発生間隔のばらつき $\alpha=0.24$ と 0.20 を BPT 分布モデルに適用して発生確率を算出(評価時点は2013年1月1日現在)
今後20年以内の発生確率	40～50%	
今後30年以内の発生確率	60～70%	
今後40年以内の発生確率	80%程度	
今後50年以内の発生確率	90%程度以上	
地震後経過率	0.76	経過時間67.0年を発生間隔88.2年で除した値
次の地震の規模	M8～9クラス	震源域の面積と地震の規模の関係式より推定した値を用いた

出典: 文部科学省研究開発局 地震・防災研究課 地震調査研究推進本部 HP公表資料より
「相模トラフ沿いの地震活動の長期評価(第二版)について」
「三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価(第二版)について」
「南海トラフの地震活動の長期評価(第二版)について」

- ・上記全地震の平均周期は約140年、1400年以降、1600年以降、1700年以降の平均周期は、いずれも約80年、1800年以降の平均周期は、約50年となっている。
- ・直近の発生が懸念されている南海トラフを震源とする地震については、20年以内の発生確率は、40～50%と予測されている。

(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(5)

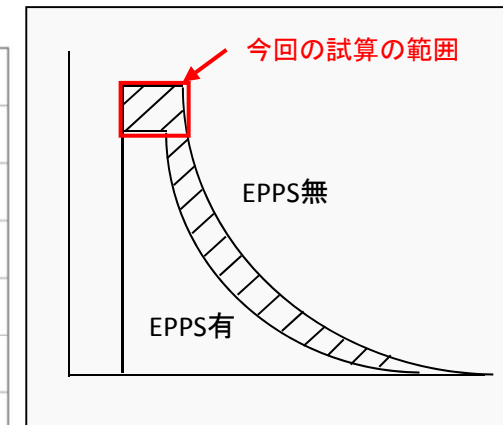
■ 停電継続時間について



出典: 東京電力株式会社 HP公表資料「東北地方太平洋沖地震に伴う電気設備の停電復旧記録」

※東北地方太平洋沖地震の発生時間は、14時46分→送電開始までの時間は、5時間18分後

【EPPS機能を無くした場合のイメージ】



※斜線の部分の供給支障電力量が増加するイメージ

※供給支障電力が増加すると確認時間が増加することで送電開始までの時間は増加する傾向となると考えられる。

→この場合、供給支障電力増加量×継続時間ではなく、供給支障電力×継続時間が、EPPS機能により救われる電力量となるが、今回の試算では供給支障電力増加量のみ考慮している。(供給支障量が分からないため)

・東北地方太平洋沖地震の際の東京電力管内の停電負荷の送電開始までの時間は、地震発生後**約5時間～6時間**となっている。EPPS機能がなかった場合は、右図のイメージのように供給支障電力が増加し、送電開始時間が、**数時間延びる**可能性が考えられる。

(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(6)

➤ EPPS機能分の60万kWの停電が発生した際の増分最大損失額の試算(年あたり)

頻度	ケース		損失額(億円/年)			
			1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
10年に1回	夏の平日	予告無	21.02~48.96	30.78~62.73	40.45~76.25	84.75~109.47
	冬の平日	予告無	17.88~56.55	26.18~72.46	34.40~88.08	72.09~126.44
20年に1回	夏の平日	予告無	10.51~24.48	15.39~31.37	20.22~38.13	42.37~54.74
	冬の平日	予告無	8.94~28.28	13.09~36.23	17.20~44.04	36.05~63.22
50年に1回	夏の平日	予告無	4.2~9.79	6.16~12.55	8.09~15.25	16.95~21.89
	冬の平日	予告無	3.58~11.31	5.24~14.49	6.88~17.62	14.42~25.29
80年に1回	夏の平日	予告無	2.63~6.12	3.85~7.84	5.06~9.53	10.59~13.68
	冬の平日	予告無	2.24~7.07	3.27~9.06	4.30~11.01	9.01~15.81

【留意事項】

- ・日本海溝、相模トラフ、南海トラフを震源とする大地震の頻度で検討すれば、20年から50年に1回程度の頻度であるが、実際には、それ以外の震源の地震や規模が小さい地震でも、電源立地場所に近い場合は、電源停止による停電につながる可能性もあることに留意が必要。(中越沖地震、宮城県沖地震、駿河湾沖地震等)

以上より、EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の、夏の平日、予告なし、8時間継続時の増分最大損失額は、20年に1回のケースで約42.37億円～54.74億円／年、50年に1回のケースで約16.95億円～21.89億円／年と試算される。

(参考) マージンを設定していることによる経済的損失額の試算(1)

- EPPS機能用のマージン60万kWを空容量とした場合、増加空容量のX%が取引活性化の利用拡大に寄与すると想定し、電力系統利用協議会で検討された「社会厚生の方考え方」に基づく算出式にてマージンを設定していることによる経済的損失額を試算した結果を以下に示す。(間接的な損失額については、考慮していない。)

【社会厚生の方考え方による算出式】

$$\Delta W = \Delta T (P1 - P2) / 2$$

ΔW : 社会厚生の変化分、 ΔT : 想定電力量、 $P1 - P2$: エリア間価格差

I. 想定電力量(ΔT)をスポット市場取引の運用容量超過量実績から算定

想定電力量(ΔT) (順方向)	想定電力量(ΔT) (逆方向)	損失額(ΔW) (順方向)	損失額(ΔW) (逆方向)
2億5987万kWh	3億8104万kWh	2億7829万円/年	3億4749万円/年

※2014年度のスポット市場取引における分断時の超過量実績(JEPX提供データ)から増強により減少する電力量を試算

【超過量】[2014年度実績]

逆方向: 4億2139万kWh、順方向: 2億6812万kWh ⇒ [60万kW空容量化] 逆方向: 1億5420万kWh、順方向: 5794kWh

※60万kW空容量増加時の想定は、**100%の60万kWがスポットで利用可能**と想定し算出している。

※試算する価格差($P1 - P2$)は、実際に分断したコマの実績値にて算出

【留意事項】

- ・上記試算は、2014年度のスポット取引結果より算出した場合の損失額であり、将来も同様の分断率、超過量、値差が継続することを保証するものではないことに留意が必要

(参考) マージンを設定していることによる経済的損失額の試算(2)

II. 想定電力量(△T)を増加空容量のX%と仮定

X%	想定電力量(△T)	メリット額(△W)2013年度ベース		メリット額(△W)2014年度ベース		メリット額(△W)2015年度ベース	
		順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
分断率		21.02%	2.29%	13.84%	15.07%	0.08%	64.27%
分断時値差平均		1.30円/kWh	4.12円/kWh	1.94円/kWh	1.47円/kWh	6.17円/kWh	2.49円/kWh
25%	13億1400万kWh	1.80億円／年	0.62億円／年	1.77億円／年	1.45億円／年	0.03億円／年	10.52億円／年
50%	26億2800万kWh	3.60億円／年	1.24億円／年	3.53億円／年	2.90億円／年	0.07億円／年	21.04億円／年
75%	39億4200万kWh	5.39億円／年	1.86億円／年	5.30億円／年	4.36億円／年	0.10億円／年	31.57億円／年
100%	52億5600万kWh	7.19億円／年	2.49億円／年	7.06億円／年	5.81億円／年	0.13億円／年	42.09億円／年

※JEPX公表のスポット取引結果の価格より算出

※2015年度のデータについては、2016年2月3日までのデータで算出

【留意事項】

- ・上記試算は、2013年度、2014年度、2015年度(2016年2月3日まで)のスポット取引結果の価格差より算出した場合の損失額であり、将来も同様の分断率、超過量、値差が継続することを保証するものではないことに留意が必要
→年度によって、損失額が全く異なっていることから明らか。
- ・例えば、想定電力量を増加空容量の100%と仮定したケースとは、増加空容量の60万kWが、1年間を通して、ずっと空容量になることなく使われるという仮定であり、この試算方法における理論的な経済的損失額の最大値であり、実際には、継続的には起こりにくい仮定であることに留意が必要。

以上より、60万kWのマージンを設定していることによる経済的損失額は、順方向については、**約0.03億円～7.19億円/年**、逆方向については、**約0.62億円～42.09億円/年**と試算される。

(参考) スポット取引結果より算出した順方向及び逆方向の分断率と価格差について

年度	順方向分断時値差 平均(円/kWh)	逆方向分断時値差 平均(円/kWh)	順方向 分断率	逆方向 分断率	分断 無し率
2005	1.72	1.97	50.35%	36.88%	12.77%
2006	1.02	1.07	15.53%	23.34%	61.13%
2007	1.26	2.03	9.70%	14.30%	76.00%
2008	0.84	2.63	14.01%	21.18%	64.82%
2009	0.46	2.30	3.54%	33.09%	63.36%
2010	1.22	1.32	11.07%	24.13%	64.80%
2011	2.33	2.77	15.02%	11.78%	73.21%
2012	1.75	3.26	19.26%	23.60%	57.14%
2013	1.30	4.12	21.02%	2.29%	76.68%
2014	1.94	1.47	13.84%	15.07%	71.10%
2015	6.17	2.49	0.08%	64.27%	35.65%

※JEPX公表のスポット取引結果の価格より算出

※価格差があるコマを分断と判断して分断率を算出

(東京価格 > 中部価格 ⇒ 逆方向分断、東京価格 < 中部価格 ⇒ 順方向分断)

※2015年度のデータについては、2016年2月3日までのデータで算出

■ 東京エリアのEPPS機能代替のGF容量を追加確保した場合の増分コストの算出について

【試算の考え方】

・下記の方法で、EPPS機能を廃止した際に必要となるGF容量増加量をシミュレーションにて算出し、その量に対して、持ち替え費用を算出した。

- ①代表断面※¹において、EPPS機能有りの場合に、N-1故障※²の最過酷故障を発生させ、周波数低下の最下点を算出。
- ②①で、EPPS機能無しの場合に、N-1故障の最過酷故障を発生させ、GF容量を変化させ、周波数低下の最下点が同等となるGF容量増加量を算出。
- ③代表断面毎の結果を加重平均して年間の平均GF容量増加量を算出。
- ④代表断面の時の実際の持ち替え費用を用いて、平均GF容量増加量分の持ち替え費用の増分を算出。
- ⑤代表断面の結果を加重平均で年間の費用に換算。

※¹ 代表断面については、電力取引監視等委員会 電気料金専門会合「調整力コストについて(東京電力)」にて、東京電力株式会社が提出している資料と同じ代表日を採用した上で、時間断面は、重負荷期は、最大需要の断面、軽負荷期は、最小需要の断面で評価した。

※² N-2故障の際のEPPS機能の有無での停電量を同等とする検討とは異なる。

【試算結果】

- ・必要となるGF容量増加量の算出結果: 86.3万kW $\div$ 約90万kW
- ・必要となるGF容量増加量を、1年間確保した場合の持ち替え費用の増分: 193.87億円 $\div$ 約200億円

【留意事項】

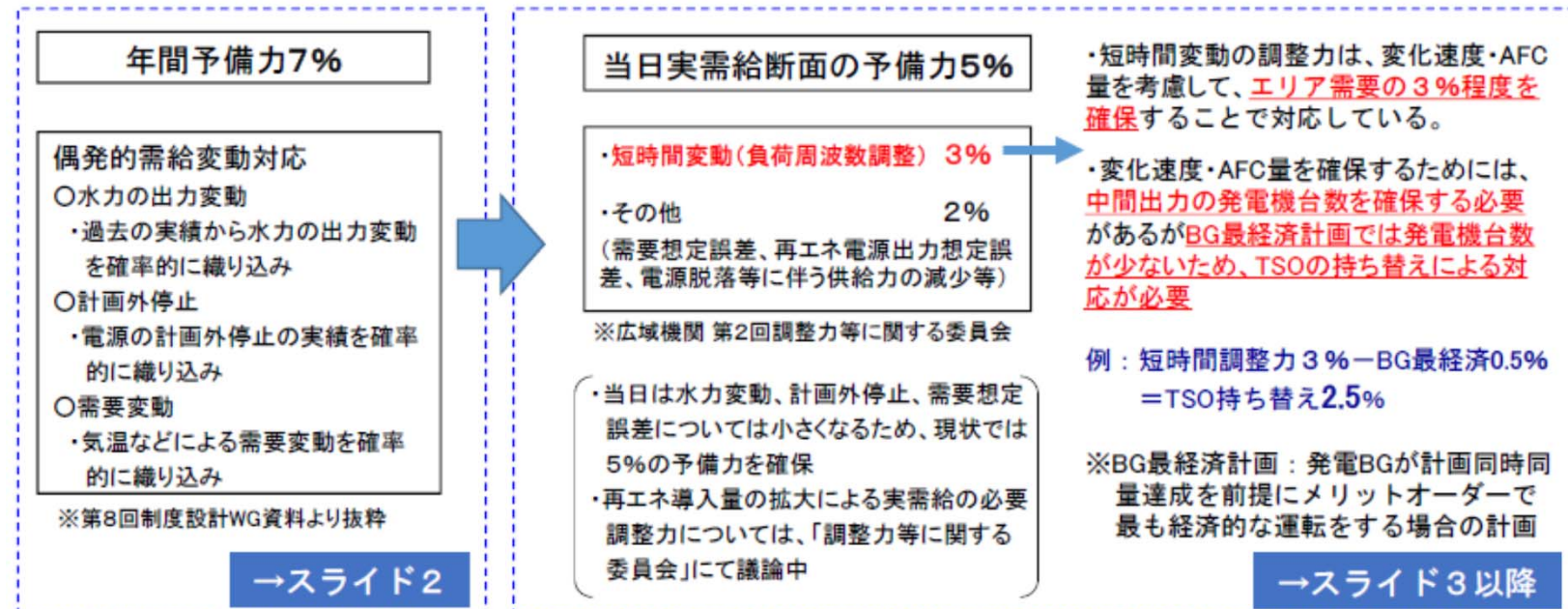
- ・今回の検討においては、必要となるGF容量増加量を1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていないため、深夜等においては、確保できない恐れがある。
- ・代表日の代表断面でシミュレーションしているため、実際の持ち替え費用の増分との差異は発生する。
- ・上げ余力に揚水発電機を活用したり、部分負荷運転を増加させると、再エネ大量導入時の下げ代対応ができなくなり、東京エリアの再エネ受け入れ可能量が減少する。

以上より、EPPS機能廃止時の代替手段としては、N-1故障対応の観点においては、約90万kWのGF容量を増加して確保する必要があり、その場合の増分コストは、約200億円／年と試算される。

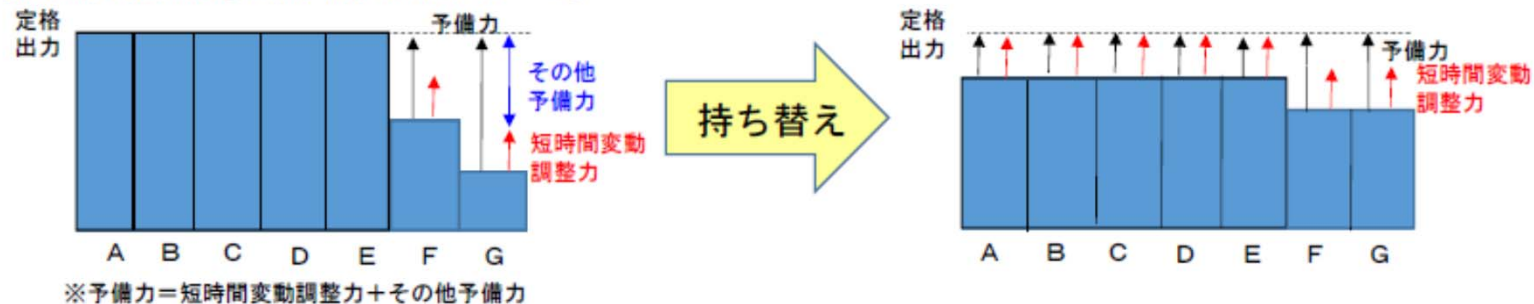
(参考)持ち替えのイメージについて

1. 年間予備力7%, 当日予備力5%, 持ち替え2.5%の関係について

1



【短時間変動調整力を確保する持ち替えのイメージ】



出典：電力取引監視等委員会 第9回電気料金専門会合「調整力コストについて(東京電力)」

(参考)東京電力株式会社試算時の代表日について

6. 調整電力量を流通対応需要の5%・1/2とすることの妥当性【論点d】

8

- 持ち替え増分費用について、今回申請原価の簡易的手法ではなく、平成26年度実績における「平日軽負荷」「休日軽負荷」「平日重負荷」「休日重負荷」それぞれ代表的な日(4区分ごとの需要の平均値に最も近い日)を選定し、代表日における調整力の追加確保実績と持ち替えた費用をシミュレーションにより算出しております。
 - 代表日の調整力実績(B)および発電BGが計画値同時同量の達成を前提とした最経済計画(C)をシミュレーションし、(B)－(C)により一般送配電事業者が追加で確保した調整力(D)を試算。
- 4区分ごとの一般送配電事業者が確保した調整力を4区分ごとの対象日数で加重平均し、年間トータルで一般送配電事業者が追加確保した調整力は2.51%となり、5%に1/2を乗じた算定手法は妥当と考えております。

【H26年度の代表日4日における年間持ち替え増分費用試算結果】

代表日	対象 日数 (A)	調整力 (実績) (B)	調整力 (発電計画) (C)	調整力 追加確保(D) =(B)-(C)	費用 (実績) [億円/日] (E)	費用 (発電計画) [億円/日] (F)	持替費用 [億円/日] (G) =(E)-(F)	年間 持替費用 [億円] (A)×(G)
平日軽負荷 (6/6)	148	2.74%	0.68%	2.06%	72.72	72.32	0.40	59.2
休日軽負荷 (4/29)	35	3.14%	0.78%	2.36%	65.35	64.88	0.47	16.45
平日重負荷 (9/5)	150	3.53%	0.44%	3.09%	80.79	79.67	1.12	168.0
休日重負荷 (1/11)	32	2.98%	0.90%	2.08%	68.25	67.56	0.69	22.08
日数加重平均		3.12%	0.61%	2.51%			合計	265.7

出典:電力取引監視等委員会 第9回電気料金専門会合「調整力コストについて(東京電力)」

■ 中・西エリアのEPPS機能代替のGF容量を追加確保した場合の増分コストの算出について

【試算の考え方】

・下記の方法で、EPPS機能を廃止した際に必要となるGF容量増加量を簡易的なシミュレーションにて算出し、その量に対して、持ち替え費用を算出した。

- ① 1年間の複数の断面において、EPPS機能有りの場合に、N-2故障による供給力喪失※1を想定し、周波数低下の最下点を算出。
- ② ①で、EPPS機能無しの場合に、N-2故障による供給力喪失を想定し、GF容量を変化させ、周波数低下の最下点が同等となるGF容量増加量を算出。
- ③ 「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」(電力取引監視等委員会)の値(中・西エリアの持ち替え単価)を用いて、GF容量増加量を確保した場合の持ち替え費用の増分を算出。

※1 N-2故障の供給力喪失量を250万kWと想定

【試算結果】

- ・必要となるGF容量増加量の算出結果: 約100万kW(1年間の平均)
- ・必要となるGF容量増加量を、1年間確保した場合の持ち替え費用の増分: 約230億円

【留意事項】

- ・今回の検討においては、必要となるGF容量増加量を1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていないため、重負荷期及び軽負荷期においては、確保できない恐れがある。
- ・「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」時の部分負荷運転に伴う増分コスト単価で試算しているため、確保すべきGF容量が増えると、さらに高コストの発電機で持ち替えなければならない点は考慮していない。
- ・上げ余力に揚水発電機を活用したり、部分負荷運転を増加させると、再エネ大量導入時の下げ代対応ができなくなり、中・西エリアの再エネ受け入れ可能量が減少する。

以上より、EPPS機能廃止時の代替手段としては、N-2故障対応の観点においては、約100万kW(1年間の平均)のGF容量を増加して確保する必要がある、その場合の増分コストは、約230億円/年と試算される。

論点4: その他のマーシンの必要性・量

- (1) 北海道本州間連系設備のその他のマーシンの量は如何にあるべきか
(必要性を含め)

北海道本州間連系設備のその他のマーシンの量(必要性を含む)

【第7回調整力等に関する委員会でのご意見】(議事録抜粋)

(松村委員)北海道本州間連系設備において、常時潮流を抑制している「その他のマーシン」について、周波数低下対応はわかりやすいが、周波数上昇対応については、一瞬電気を大量に使えばよいわけで、極端なことを言うのであれば、瞬時にストップをつけるということも原理的には可能。もちろんそんな対策を取るべきというわけではないが、他に対策が無いのかをよく考える必要があると考えている。周波数上昇の対応については、再生可能エネルギーの問題にも直結してくると考えているので、もう少し説明をいただかないと納得しかなる。



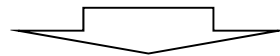
【対応方法】

○北海道本州間連系設備(順方向:本州向き)のその他のマーシンの設定理由である周波数上昇対応について、マーシン設定や運用容量の減とする対応以外の対応としては、電源制限等が考えられるため、電源制限の実現可能性について検討する。



【周波数上昇対応策として、その他の手段の検討と対応の方向性】

- ・周波数上昇対応策として、その他の手段としては、電源制限(一時的に解列)が考えられる。
- ・電源制限の候補として火力電源の稼働状況について北海道電力に確認したところ、電圧維持・周波数調整面でマスター電源となっている3台(次ページ参照)以外は、恒常的な稼働は見込まれないとのことであったため、電源制限を採用して対応することは難しい。



- ・周波数上昇対応策としてマーシン設定または、運用容量の減で考える以外の手段については、現時点では、対応案は無いため、マーシン設定または、運用容量の減の対応を取ることでどうか。

＜ステップ5＞ 回避措置（火力出力の想定）

○火力出力の想定にあたっては、以下の点を考慮。

- ・周波数調整能力として、系統容量の2%を確保する。
- ・需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、少なくとも、苫東厚真発電所2台、知内発電所1台の運転を確保する（運転中の設備トラブル等による1台停止を考慮）。
- ・当日の最大需要に対する必要な予備力を確保する（北本連系設備からの受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保）。

○他社火力については、給電停止とする。

【当社火力発電設備の仕様（内燃力・ガスタービンを除く）】

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)
石炭火力	奈井江	1	17.5	6.0
		2	17.5	6.0
	砂川	3	12.5	5.5
		4	12.5	4.5
	苫東厚真	1	35.0	10.5
		2	60.0	18.0
		4	70.0	10.5

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)
石油火力	苫小牧	1	25.0	5.0
		2	25.0	5.0
	伊達	1	35.0	7.5
		2	35.0	7.5
	知内	1	35.0	9.0
		2	35.0	10.5

※1 最低出力は連続的に出力調整が可能な範囲の最低値。

※2 苫東厚真2号機および4号機、知内2号機を最低限運転が必要なユニットと想定（最低出力の合計39万kW）。

【他社火力発電設備の仕様】

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)
共同火力	苫小牧共同	3	25.0	12.5

※1 最低出力は連続的に出力調整が可能な範囲の最低値。

※2 入札電源は中央給電指令所から出力調整を実施していない（前日通告に基づく運転）。

発電所	受給電力 (万kW)	下限出力 (万kW)
入札電源	新日鐵住金室蘭製鉄所	10.0
	日本製紙釧路工場	8.0
	出光興産北海道製油所	1.5

受給停止
可能

(参考)論点4:その他のマーシンの必要性・量

出典:第7回調整力等に関する委員会 資料4

32

(1)北海道本州間連系設備のその他のマーシンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

- 北海道本州間連系設備のその他のマーシン(両方向)の量について、以下の方向性で設定することとしてはどうか。

【現状の課題】

○現状の北海道本州間連系設備の「その他のマーシン」で考慮しているリスクへの対応は必要か。
(他の連系線では、同目的のマーシンは設定されていない。)



【議論の方向性】

- ・当該リスクは、交流連系線では、運用容量で対応している。
- ・北海道本州間連系設備の緊急停止は、最近の発生頻度は低下しているが、0にはできない。



○交流連系線では周波数維持面の運用容量の算出で考慮している内容であり、当該リスクについては、引き続き、対応することかどうか。



【更なる詳細論点】

○当該リスクへの対応方法については、運用容量での対応やマーシンでの対応が考えられる。
⇒対応方法については、次回以降の委員会で議論する。

【現状のマーシンの設定量】

①順方向(本州向き)

- ・北本緊急停止時に北海道エリアの系統周波数が、過渡的に51Hz以上とならず、仕上がり周波数が50.5Hz以下となるように南向き送電量を制限する量

※需要が小さい時は、ラインナップ中の火力発電所は、電圧維持・周波数調整面でマストラン電源となっているため、電源制限(＝一時的に解列)での対応はできない。

②逆方向(北海道向き)

- ・北本緊急停止時に北海道エリアの系統周波数が、49Hzを下回らないように北向き受電量を制限する量

【想定リスク】

- ・周波数が許容周波数変動範囲を逸脱し、供給支障が発生すること。
→交流連系線の運用容量で考慮しているリスクと同一。

【想定しているリスクの頻度】

①直流設備の計画外停止

年度	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
停止日数	3	3	1	0	0	0	0

②交流設備の計画外停止(北海道エリア送電線)

- ・平成17年度～平成26年度の10年間の北海道エリアのN-2故障
275kV送電線: 4件(内1件がルート断)
187kV送電線: 36件(内18件がルート断)
※275kVの道南幹線、または、187kVの函館幹線でルート断が発生すると、北海道本州間連系設備の潮流が0となる制約が生じるケースがある。