

# 東北東京間連系線における 「連系線潮流抑制のマージン」の今後の取扱いについて

平成28年11月24日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

### 〔これまでの経緯〕

- 従来区分④「その他マージン」のうち、東北東京間連系線のマージンについては、稀頻度リスク(N-2故障以上の事象)への対応として検討すべき課題として認識された。
- 「稀頻度リスク」に対しては、「リスク事象が発生する頻度と発生した場合の影響に対し、対策コストをかけることが合理的かどうか」により対策の可否を判断するという大きな方向性は確認されたが、合理性の判断基準を予め定めることは困難との認識。
- 「東北東京間連系線の区分④のマージン」については、他の個別対策と時間軸が異なることから、個別に議論を進めることが確認された。



### 〔検討の方向性〕

- ① 想定するリスク事象が「発生する頻度」や「発生した場合の影響」を評価する。
- ② ①の評価を基に現状どおりマージンを設定することが合理的か否かを評価する。

上記評価の結果、合理的と評価できる場合は現状どおり常に「マージンを設定」、合理的と評価できない場合は、予見可能なリスクが高い場合にのみ「マージンを設定」する等の対応について検討する。

## 今後の検討について

8

- 「通常考慮すべきリスク」に対しては対策を採る(例えば、予備力を確保することで停電を発生させない)ことを原則とするのに対し、「稀頻度リスク」に対しては、「リスク事象が発生する頻度と発生した場合の影響(例えば、停電kWと継続期間に対応した社会的損失)に対し、対策コストをかけることが合理的かどうか」により対策の要否を判断することが、大きな方向性として考えられるのではないかと。
- しかし、合理性の判断基準を予め定めることは困難であることから、いくつかの具体的な対策を念頭に、その対策の要否を判断するのに適したリスク事象を(必要に応じ複数)想定し、議論を始めることでどうか。  
※p.6のイメージにあるように、同じ役割を果たす他の対策も議論の対象となる。
- このとき、仮に必要性がある場合でも、その必要性を早期に確認しなければ、確保することができなくなる可能性がある対策については、優先的に検討を進めることとし、具体的には、「石油火力の維持の必要性」「瞬時調整契約の必要性」については、今秋のうちに、暫定的であっても一定の結論を得ることとしたい。
- また、「東北東京間連系線の区分④の-margin」については、他の個別対策と時間軸が異なることから、これについても個別に議論を始めることとしたい。

出典：第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

## 再整理後のマージンの分類と区分について(案)

10

## 【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】

| マージンの目的<br>マージンの分類                                                                      | 通常考慮すべき<br>リスクへの対応                | 稀頻度<br>リスクへの対応                  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| 「連系線潮流抑制のためのマージン」<br>電力システムの異常時に電力システムを安定に保つ<br>ことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑<br>制するために設定するマージン | C1<br>旧④<br>・北海道本州間連系設備<br>(潮流抑制) | C2<br>旧④<br>・東北東京間連系線<br>(潮流抑制) |

## 【電力市場取引環境整備のマージン】

| マージンの目的<br>マージンの分類                                                              | 電力市場取引<br>環境整備 |
|---------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| 「電力市場取引環境整備のマージン」<br>先着優先による連系線利用の登録によって競<br>争上の不公平性が発生することを防止するた<br>めに設定するマージン | D<br>(該当なし)    |

- 運用容量の最大付近まで計画潮流が流れている状況で、東京エリアの電源脱落による供給力喪失事故が発生した場合に、連系線を介して東北エリアから自動的に流入してくる電力により、同期安定性で決定している運用容量を超過しないようにするために、マージンを設定して、あらかじめ潮流を抑制している。

マージンを設定しなかった場合、上記の事故発生後、運用容量を超過している間(東京エリアの運転予備力を発動して運用容量の超過が解消できるまでの約5～10 分間)に、同期安定性の運用容量算出時の想定事故である特定送電線のルート断故障(N－2 故障)が発生したとき、東北エリアの全域で停電(全停)の発生と東京エリアの一部の負荷遮断が発生するため、そのリスクに対応するためにマージンを設定しているものである。(当該事象については、広域機関の系統解析でも確認できている。)

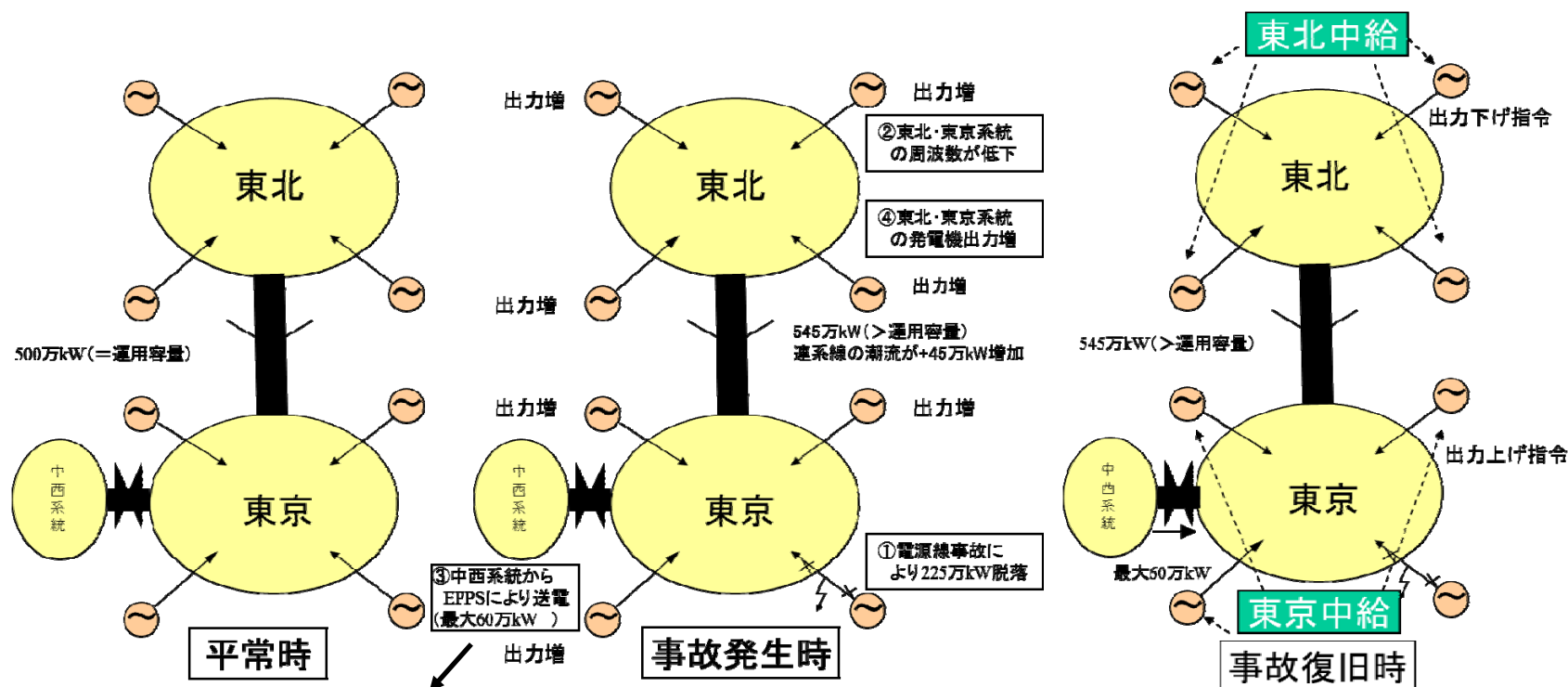
- 具体的には、東京エリアのN－1故障による最大供給力喪失事故※が発生した場合に東北エリア、東京エリアの系統容量比に応じて自動的に流入することが想定される45万kW をマージンとして設定している。(シート6、7参照)

※ 東京エリアで想定されるN－1故障による供給力喪失事故の中で最大のもの(母線分割運用を実施しているため、N－1故障で複数の電源脱落につながる供給力喪失事故が発生するもの。)

## ➤ 「東北⇒東京向き」の「連系線潮流抑制のマージン」の条件

電源線事故(N-1)による電源脱落時※に、東北エリア、東京エリアの系統容量比に応じて連系線を介して自動的に流入してくる電力分(45万kW)をマージンとして設定

※ 東京エリアで想定されるN-1故障による供給力喪失事故の中で最大のもの(母線分割運用を実施しているため、N-1故障で複数の電源脱落につながる供給力喪失事故が発生するもの。)

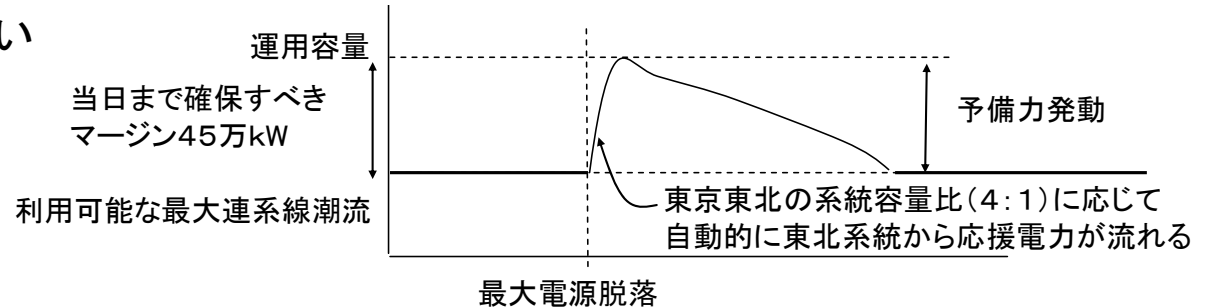


連系線の潮流計算時には、考慮してない。

出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第2回マージン及び予備力に関する勉強会 (H26.11.6) 東京電力説明資料一部編集

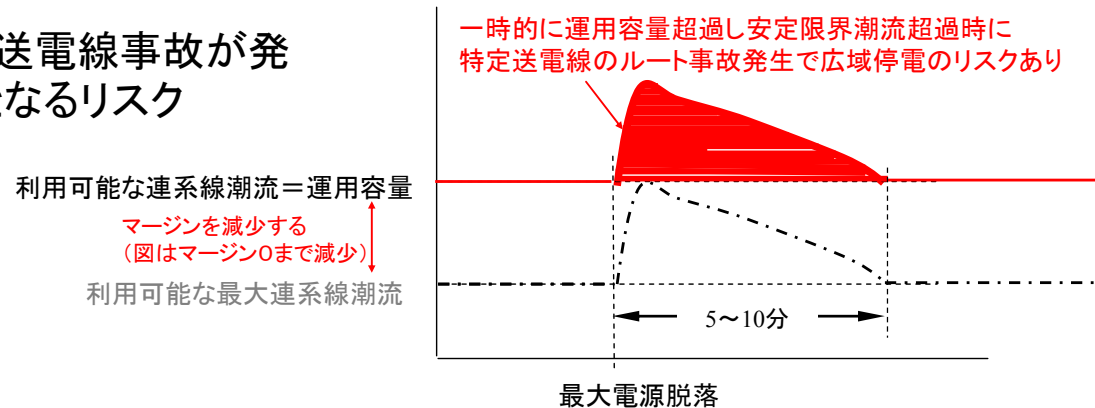
## ①当日までマージン45万kWを設定した場合

### ➤一時的な運用容量の超過もない



## ②当日までマージン45万kWを設定しなかった場合 (必要な地内予備力は確保)

### ➤予備力発動までの間に万一送電線事故が発生した場合、広域的な停電となるリスク



### 〔事務局補足〕

- 運用容量を超過した状態で、運用容量算定時に想定する最過酷事故(東京エリアの50万V A線又は東北エリアの50万V B線のルート断(N-2))が発生した場合の停电リスクに対応して、マージンを設定している。
- 広域的な停电とは、東北エリアが全停するとともに、東京エリアの一部負荷遮断を想定している。



## リスク事象発生頻度について(電源線N-1故障による供給力喪失)

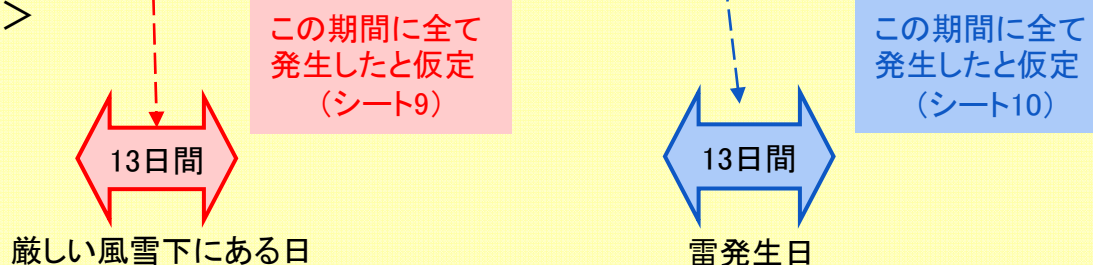
8

- ◆ 過去の故障実績(件数)を基に、東京エリア電源線N-1故障による供給力喪失に続く、東京エリア50万V A線又は東北エリア50万V B線のN-2故障の組合せを対象とした発生頻度を評価

|      | 1年あたりの件数※     |       |                        |       | 説 明                                                             |
|------|---------------|-------|------------------------|-------|-----------------------------------------------------------------|
|      | 東京エリア送電線N－1故障 |       | 第一電圧送電線N－2故障<br>(ルート断) |       |                                                                 |
|      | 第一電圧          | 第二電圧  | 東京エリア                  | 東北エリア |                                                                 |
| 風雪   | 5.0件          | 2.0件  | 0.0件                   | 0.4件  | ・ 暴風雪警報発令日約10日／年、台風接近日約3日／年から厳しい風雪下にある日を13日／年として、13日間に発生した件数と仮定 |
| 雷    | 8.5件          | 9.2件  | 0.1件                   | 0.0件  | ・ 東京・横浜・千葉・福島の年間雷日数約13日から、13日間に発生した件数と仮定                        |
| 他物接触 | 0.4件          | 0.7件  | 0.0件                   | 0.0件  | ・ 「他物接触」に起因した想定リスク事象は発生しないと仮定                                   |
| その他  | 2.8件          | 10.3件 | 0.0件                   | 0.0件  | ・ 「その他」に起因した想定リスク事象は発生しないと仮定                                    |

※ H17～H26年度の10ヶ年故障件数(一般送配電事業者より聞き取り)から1年あたりの件数を算出

<イメージ>





- 暴風雪警報発令日約10日／年、台風接近日約3日／年から厳しい風雪下にある日を13日／年と仮定
- 風雪に起因する東京エリアの第一電圧階級N－1故障5件／年、第二電圧階級N－1故障2件／年、東北エリアの第一電圧階級N－2故障0.4件／年が、厳しい風雪下にある13日間に発生したものと仮定
- 厳しい風雪下にある13日間に東京エリアの電源線N－1故障(電源脱落)が風雪により発生する件数は第一、第二電圧階級それぞれ
  - $5 \text{ 件} \times (N-1 \text{ で電源脱落となる送電線の回線延長} / \text{東京エリア第一電圧階級の回線延長})$   
 $= \underline{5 \times (708 / 4,675)} \dots (A)$
  - $2 \text{ 件} \times (N-1 \text{ で電源脱落となる送電線の回線延長} / \text{東京エリア第二電圧階級の回線延長})$   
 $= \underline{2 \times (731 / 3,318)} \dots (B)$
- 厳しい風雪下にある13日間に東北エリアの50万V B線N－2故障が風雪により発生する件数は、
  - $0.4 \text{ 件} \times (B \text{ 線の回線延長} / \text{東北エリア第一電圧階級の回線延長})$   
 $= \underline{0.4 \times (238 / 1,104)} \dots (C)$
- 風雪により東京エリアの電源線N－1故障(電源脱落)発生後の10分以内に東北エリアのB線N－2故障が発生する確率(1年あたり)は、
  - $[(A) + (B)] \times (C) \times 10 / (13 \times 24 \times 60)$   
 $= \underline{5.52 \times 10^{-5}} \Rightarrow \text{約1.8万年に1回}$

- 東京、横浜、千葉、福島における雷発生日は約13日／年
- 雷に起因する東京エリアの第一電圧階級N－1故障8.5件／年、第二電圧階級N－1故障 9.2件、東京エリアの第一電圧階級N－2故障0.1件が、雷発生日の13日間に発生したものと仮定
- 雷発生日の13日間に東京エリアの電源線N－1故障(電源脱落)が雷により発生する件数は第一、第二電圧階級それぞれ
  - 8.5件 × (N－1で電源脱落となる送電線の回線延長／東京エリア第一電圧階級の回線延長)  

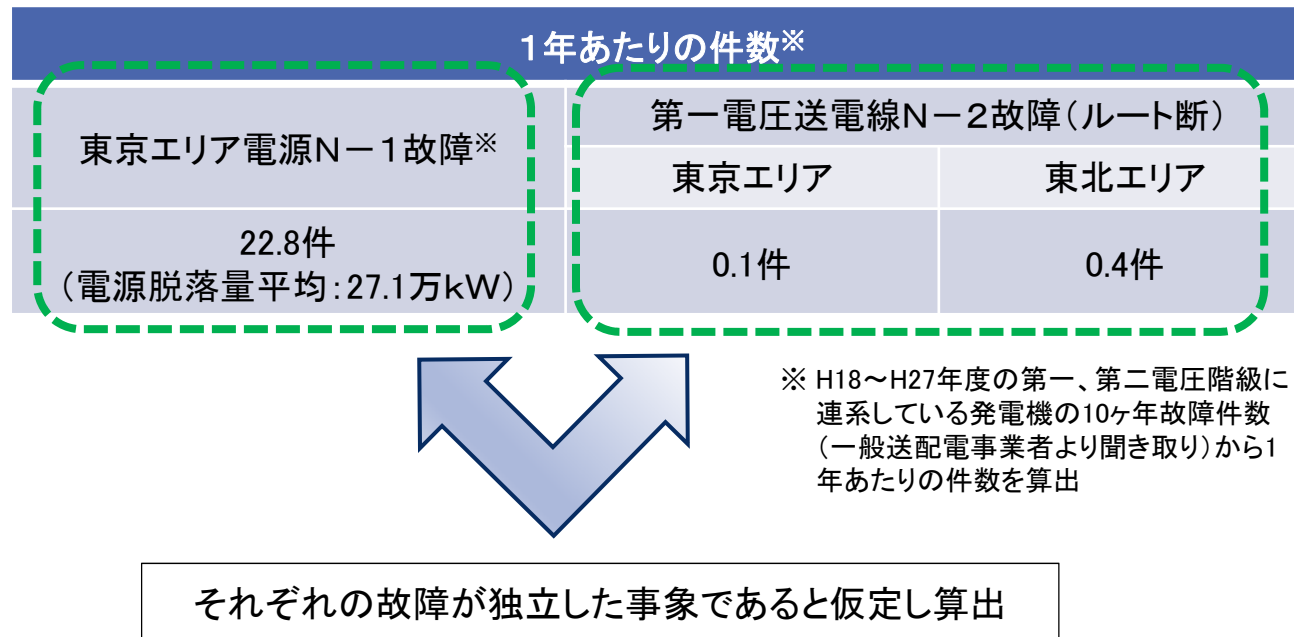
$$= 8.5 \times (708 / 4,675) \dots (A)$$
  - 9.2件 × (N－1で電源脱落となる送電線の回線延長／東京エリア第二電圧階級の回線延長)  

$$= 9.2 \times (731 / 3,318) \dots (B)$$
- 雷発生日の13日間に東京エリアの50万V A線N－2故障が雷により発生する件数は、
  - 0.1件 × (A線の回線延長／東京エリア第一電圧階級の回線延長)  

$$= 0.1 \times (60 / 4,675) \dots (C)$$
- 雷により東京エリアの電源線N－1故障(電源脱落)発生後の10分以内に東京エリアのA線N－2故障が発生する確率(1年あたり)は、
  - $$[(A) + (B)] \times (C) \times 10 / (13 \times 24 \times 60)$$
  

$$= 2.27 \times 10^{-6} \Rightarrow \text{約44.0万年に1回}$$

- ◆ 過去の故障実績(件数)を基に、東京エリア電源N-1故障による供給力喪失に続く、東京エリア50万V A線又は東北エリア50万V B線のN-2故障の組合せを対象とした発生頻度を算出



- 電源脱落量(平均)は約27万kWであり、運用容量超過が解消するまでの時間は概ね1分と仮定し算出

### <発生頻度(電源N－1)>

- 東京エリア電源N－1故障発生後、1分以内に東京エリアのA線又は東北エリアのB線のN－2故障が発生する確率(1年あたり)は、

$$22.8 \times [0.1 \times (60 / 4,675) + 0.4 \times (238 / 1,104)] \times [1 / (365 \times 24 \times 60)] \\ = \underline{3.80 \times 10^{-6}}$$

⇒ 約26.3万年に1回

- 東京エリアの電源線N-1故障または電源N-1故障による供給力損失事故発生後、東京エリアの運転予備力を発動して運用容量の超過が解消できるまでの間に、東京エリアの50万V A線または東北エリアの50万V B線のN-2故障(ルート断)が発生するのは、以下のとおり超稀頻度である。

| 東京エリア供給力喪失 | 1年あたりの頻度                                | 発生頻度             |
|------------|-----------------------------------------|------------------|
| 電源線N-1(風雪) | $5.52 \times 10^{-5}$                   | 約1.8万年に1回        |
| 電源線N-1(雷)  | $2.27 \times 10^{-6}$                   | 約44.0万年に1回       |
| 電源N-1      | $3.80 \times 10^{-6}$                   | 約26.3万年に1回       |
| <u>合 計</u> | <u><math>6.12 \times 10^{-5}</math></u> | <u>約1.6万年に1回</u> |

- 東北エリアの全停は、計画停電や周波数低下リレーによる一部負荷遮断とは違い、東北地方6県と新潟県の全地域にわたって、日常生活を送る上で必須のライフライン(ガス、水道、物流、通信、病院)に直接影響するため社会的影響は甚大である。
- 停電復旧は連系線やブラックスタート電源から順次進め、火力発電所の復旧を行いながら進めることとなり、長時間を要する上、重要施設等を選択して早期復旧するといった対応は困難である。このため、病院や在宅で生命維持に電気機器を利用している方の命にかかわる場合もある。
  - ✓ 東日本大震災時は、設備の健全性確認や火力発電所の立上げに長時間を要したことや、各電気所のバッテリー(蓄電池)の容量低下による系統復旧操作への影響があったため、宮城・山形県以北の停電にもかかわらず、停電復旧に3日間程度を要した。
  - ✓ 東日本大震災の余震時にも宮城・山形県以北の停電が発生したが、復旧時の対応もほぼ同じ状況であったこともあり、1日程度で停電復旧した。

- 想定するリスクが発生した場合の影響は甚大であるが、発生頻度は超稀頻度(約1.6万年に1回)であることを考慮すると、現状どおり365日24時間、常にマージンを設定することは合理的とは言えないのではないかと。
- しかし、発生した場合の影響の大きさを考慮すると、台風や暴風雪等、予見可能なリスクが高まった場合※や統計的に雷頻度の高い夏季(午後)において、マージンを設定(前々日でのマージン開放なし)するという考え方もあるのではないかと。
  - ※ 広域機関が一般送配電事業者に気象状況や事故発生のリスクレベルについて確認・協議し、マージン設定の可否を判断。
- また、前々日マージン開放後に天候急変による雷等を予見した場合、空容量の範囲内で再度マージンを設定し、それでも足りない場合は、一般送配電事業者による潮流調整により対応※することも考えられるのではないかと。
  - ※ 潮流調整を実施するにあたっては、具体的な運用方法等について一般送配電事業者と協議が必要。また、「地域間連系線の利用ルール等に関する検討会」での検討との整合が必要。
- 但し、リスクが高まった場合等にリスク低減(マージン設定等)を図ったとしても、地震もしくは予見できないレベルの天候急変による雷や暴風雪に伴い、想定するリスク事象が万が一発生した場合には対応できないことに留意が必要。



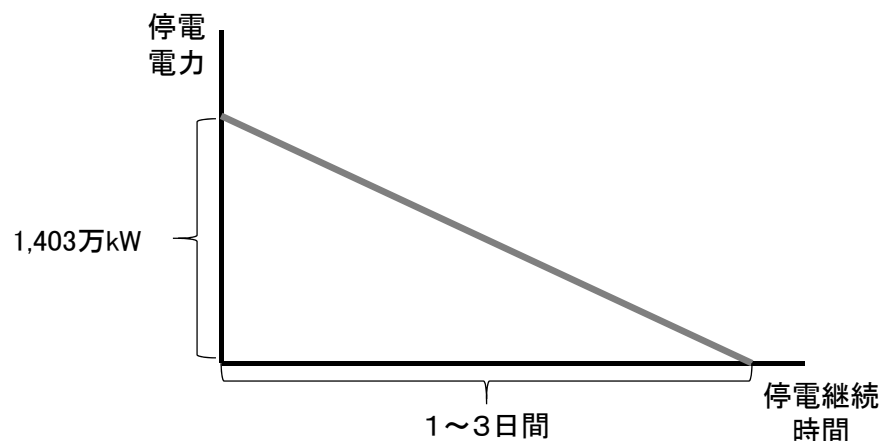
## 参 考

(想定リスク事象発生時損失額とマージン設定の経済的損失額の比較)

<発生した場合の影響>

$$\begin{aligned} & \text{停電電力(kW)}^{※1} \times \text{停電継続時間(h)}^{※2} \times \text{停電コスト単価(円/kWh)}^{※3} \\ &= (1,403 \times 10^4) \times [24 \times (1 \sim 3)] / 2 \times 17,656 = 2.97 \sim 8.92 \text{ 兆円/件} \end{aligned}$$

〔停電発生から解消までのイメージ(仮定)〕



※1 停電電力:2025年(H37年)の東北エリア最大需要電力

※2 停電継続時間は東日本大震災本震時の大規模停電復旧時間(約3日間)及び余震時の大規模停電復旧時間(約1日間)の幅で計算

※1、2 均一で1～3日間かけて停電が解消されると仮定

※3 電力系統利用協議会実施の「停電コストに関する調査(平成26年1月)」における8時間継続単価(夏の平日)を便宜的に使用。停電コストには、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)は含まれない。

- 東北東京間連系線の順方向のマージン45万kWのマージン設定の経済的損失額を算出した。  
⇒ 順方向45万kWのマージン設定の経済的損失額は約14～16億円。
- ただし、電源構成が変化すると経済的損失額は大きく変動する可能性がある。

単位: 億円

| 東北東京間連系線のマージン |      | ケース①<br>(マージン公表) | ケース②<br>(マージン実績) |
|---------------|------|------------------|------------------|
| 順方向           | 逆方向  | 原発(川内のみ)         |                  |
| 45万kW         | 0万kW | 0(基準値)           | 0(基準値)           |
| 0万kW          | 0万kW | 15.60            | 14.35            |

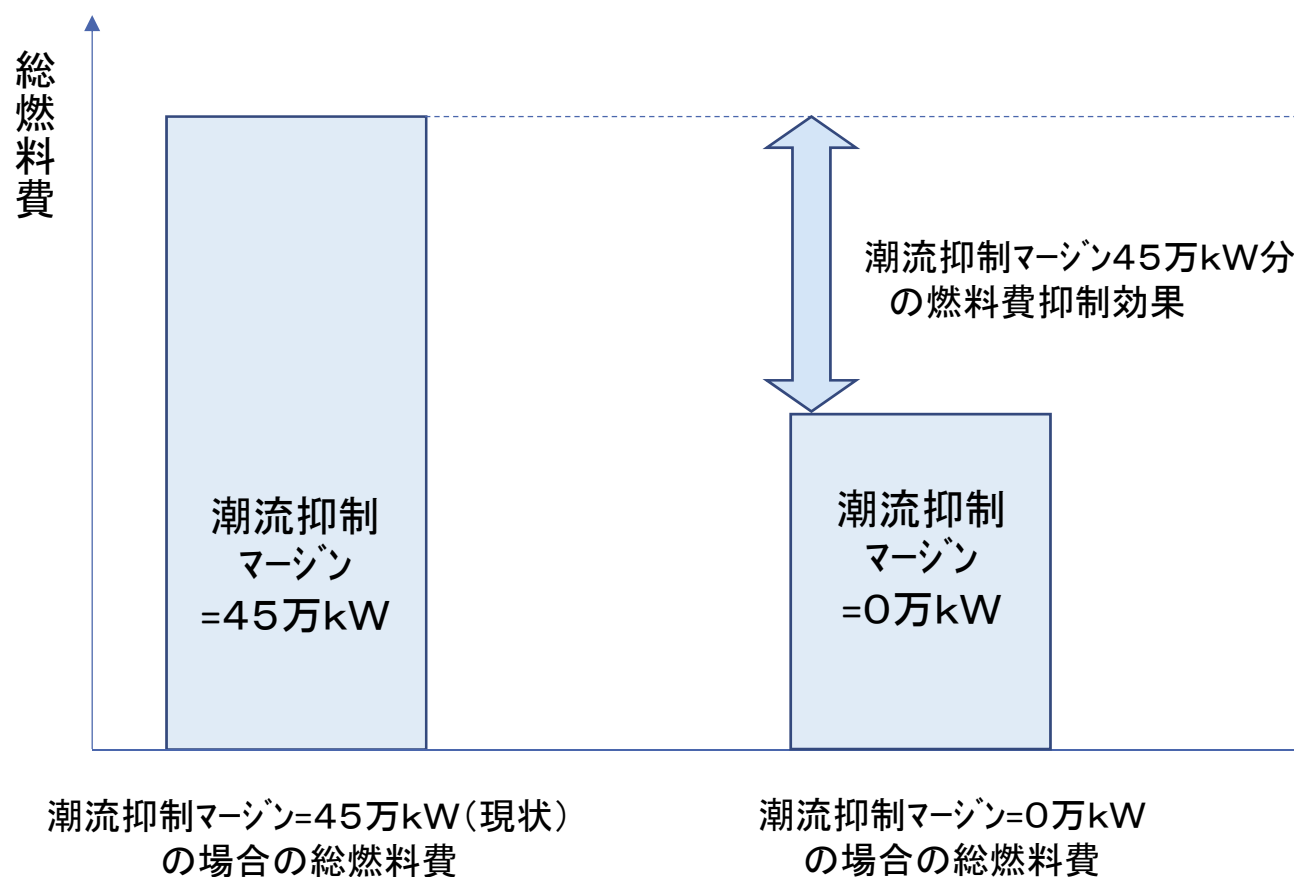
(参考) 結果の見方

順方向0万kW、逆方向0万kWの結果は、順方向45万kW、逆方向0万kWの時の総燃料費を基準とした時の総燃料費抑制額を評価している。

ケース①: 各連系線マージンは公表ベース(最小値)

ケース②: 各連系線マージンは、2015年度実績(平均)ベース

- 東北東京間連系線の潮流抑制のマージンを45万kWとし、全国レベルで広域メリットオーダーの運転をした場合の総燃料費と東北東京間連系線の潮流抑制のマージンを0万kWまで減少させた場合の総燃料費の差分をマージン減少分の燃料費抑制効果(マージン設定の経済的損失額)として算出。



## A 想定リスク事象発生時損失額試算結果

- 45万kWのマージンを設定せず、東京エリアの電源線のN-1故障(電源脱落)に続く、東京エリアA線又は東北エリアB線のN-2故障により、東北エリアが全停し、その停電が1~3日継続した場合の発生頻度を考慮した損失額は、

$$2.97 \sim 8.92 \text{ 兆円/件} \times \left( \underbrace{5.52 \times 10^{-5}}_{\text{風雪}} + \underbrace{2.27 \times 10^{-6}}_{\text{雷}} + \underbrace{3.80 \times 10^{-6}}_{\text{電源N-1}} \right) \text{ 件/年}$$

$$\div 1.8 \sim 5.5 \text{ 億円/年}$$

## B マージン設定の経済的損失額試算結果

- 45万kWのマージンを常に設定しておくことによる経済的損失額は、約14~16億円/年  
(シート18、19参照)

## 【AとBの比較】

| A 想定リスク事象発生時損失額  |   | B マージン設定の経済的損失額 |
|------------------|---|-----------------|
| 約1.8億円/年~5.5億円/年 | < | 約14億円/年~16億円/年  |

8760h(365日×24h)で割り、1hあたりで比較

| A 想定リスク事象発生時損失額  |   | B マージン設定の経済的損失額    |
|------------------|---|--------------------|
| 約2.1万円/h~6.2万円/h | < | 約16.4万円/h~17.8万円/h |

## 参 考

想定リスク事象発生時損失額とリスクが高まることが予見  
される場合にマージンを設定する場合の経済的損失額の比較

① 予見可能なリスクが高い場合のマージン設定期間及び経済的損失額(1hあたり)

【試算の条件】

- 台風対応のため5回／年×2日／回＝10日／年＝240h／年、暴風雪のため10日／年＝240h／年、統計的に雷頻度の高い6～9月の12時～21時(延べ1,098h／年)と仮定すると、合計で1,578hマージンを設定することとなる。
- なお、365日マージンを設定することによる経済的損失額(約14～16億円)から、1hあたりの経済的損失を試算すると

$$\text{約14～16億円} / (365 \times 24) = \underline{16.4 \sim 17.8 \text{万円} / \text{h}}$$

② 潮流調整を実施する期間及び増分コスト(1hあたり)

【試算の条件】

- 1年間に8日、1日当たり9時間(合計72h)の潮流調整を実施すると仮定  
東京エリアの電源が集中する東京、横浜、千葉及びA線、B線が主に所在する福島の雷日数はいずれも約13日／年(1981年～2010年までの30年平均)であり、その6割の日で潮流調整を行うと仮定(残りの4割はマージン設定により対応できると仮定)
- 東京エリアがLNGコンベ(17.0円／kWh)を焚き増し、東北エリアがLNG CC(14.6円／kWh)を焚き減らしすると仮定すると、1hあたりの増分コストは、

$$(17.0 \text{円} / \text{kWh} - 14.6 \text{円} / \text{kWh}) \times 45 \text{万kW} = \underline{108 \text{万円} / \text{h}}$$

(参考) リスクが高まることが予見される場合にマージンを設定する場合の  
経済的損失額 (つづき)

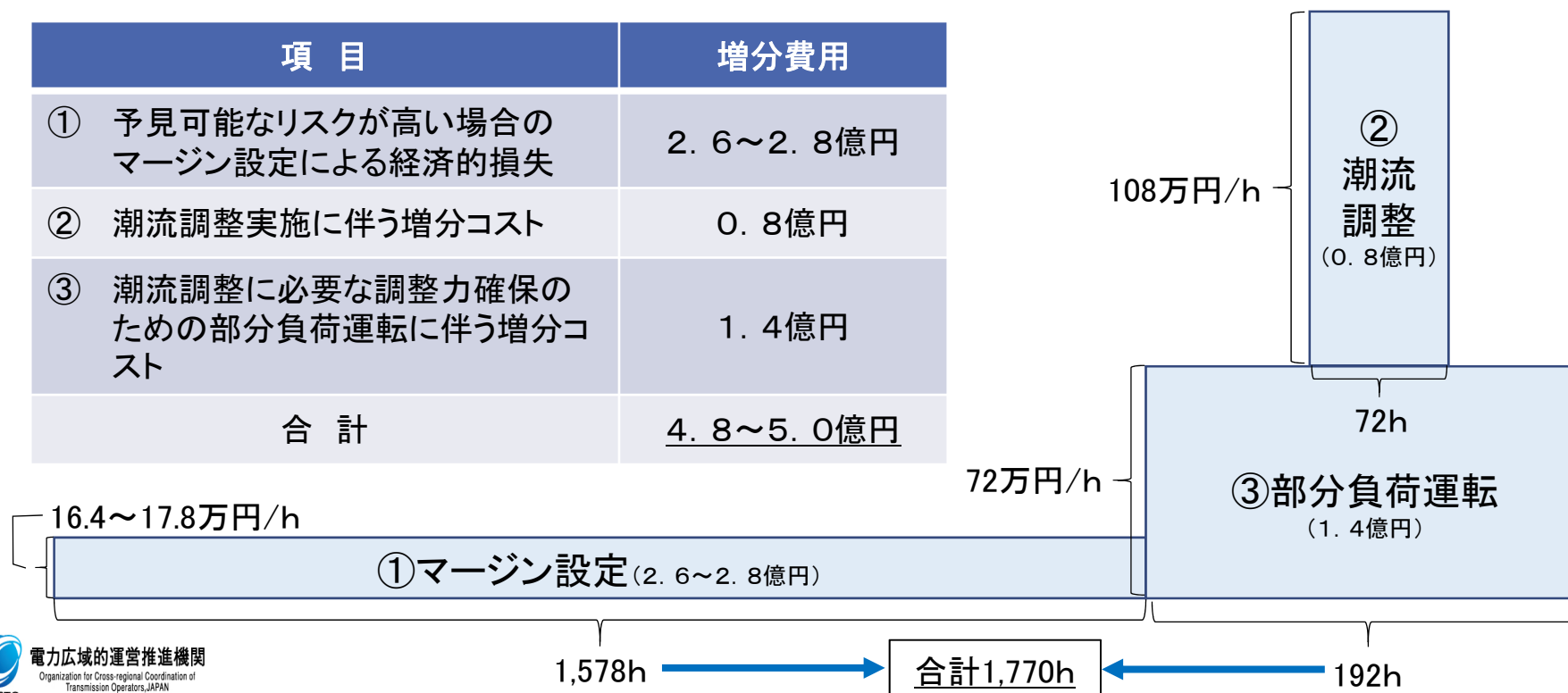
23

③部分負荷運転を実施する期間及び増分コスト(1hあたり)

【試算の条件】

- 1年間に8日(192h)、潮流調整するために必要な調整力確保のため、石油火力を1台最低出力(約10万kW)で運転させると仮定
- 東京エリアでの部分負荷運転に伴う増分費用(石油火力とLNG コンベの値差で試算)  
 $(24.2\text{円/kWh} - 17.0\text{円/kWh}) \times 10\text{万kW} = \underline{72\text{万円/h}}$

| 項 目                                       | 増分費用             |
|-------------------------------------------|------------------|
| ① 予見可能なリスクが高い場合の<br>マージン設定による経済的損失        | 2.6～2.8億円        |
| ② 潮流調整実施に伴う増分コスト                          | 0.8億円            |
| ③ 潮流調整に必要な調整力確保の<br>ための部分負荷運転に伴う増分コ<br>スト | 1.4億円            |
| 合 計                                       | <u>4.8～5.0億円</u> |





(参考) 想定リスク事象発生時損失額とリスクが高まることが予見される場合に  
マージンを設定する場合の経済的損失額の比較

24

#### A' 想定リスク事象発生時損失額試算結果

- マージン設定等の対応期間(1, 770h)に想定リスク事象が発生すると仮定すると、  
(約1. 8億円～5. 5億円)／1, 770h＝10. 3万円／h～30. 9万円／h

#### B' マージン設定等の経済的損失額試算結果

- マージン設定等の対応期間(1, 770h)に約4. 8億円～5. 0億円の増分コストが発生するため、  
(約4. 8億円～5. 0億円)／1, 770h＝27. 1万円／h～28. 2万円／h



| A' 想定リスク事象発生時損失額     |   | B' マージン設定の経済的損失額     |
|----------------------|---|----------------------|
| 約10. 3万円／h～30. 9万円／h | ≒ | 約27. 1万円／h～28. 2万円／h |

両者に有意な差はないため、予見可能なリスクが高まった場合と雷頻度の高い夏季の午後(12時～21時)に限って、マージンを設定※する考え方もあるのではないかと。

※ 前々日マージン開放後に天候急変による雷を予見した場合等の潮流調整含む

## その他参考

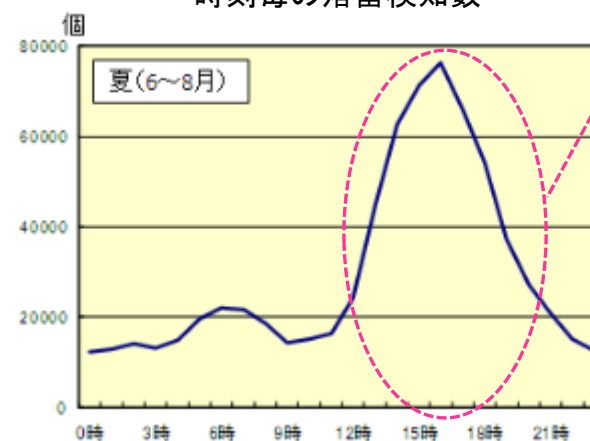
年間雷日数(1981～2010年の30か年平均)

| 地点 | 年間雷日数 | 6～9月分再掲<br>( ):年間に占める割合 |
|----|-------|-------------------------|
| 東京 | 12.9  | 8.3 (64.3%)             |
| 横浜 | 12.6  | 7.0 (55.5%)             |
| 千葉 | 13.8  | —※                      |
| 福島 | 13.3  | 10.6 (79.7%)            |
| 平均 | 13.15 | 8.63 (65.6%)            |

&lt;気象庁ホームページ「過去の気象データ検索」をもとに作成&gt;

※月毎のデータなし

時刻毎の落雷検知数



2006年～2008年の合計(全国集計)

午後から夕方にかけて明瞭なピークを持っており、12時から21時の間で約6割を占める。

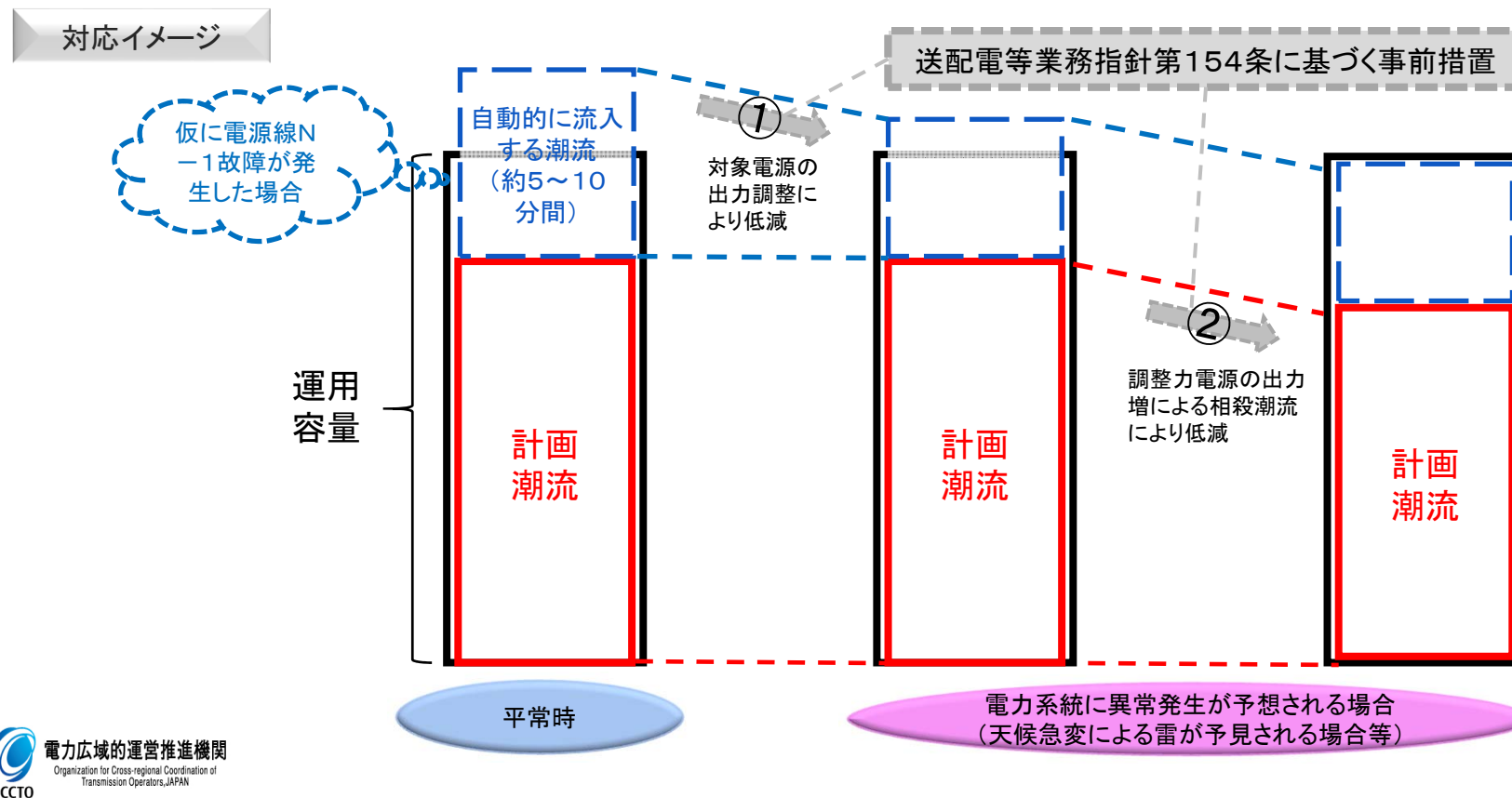
&lt;気象庁ホームページ「知識・解説」雷&gt;雷検知数の季節的特徴」をもとに作成&gt;

## (考察)

夏季(6～9月)の12時から21時の間、マージンを設定すれば、年間雷日数の約4割に対応していると言えるのではないか

### 具体的な対応

- 仮にN-1故障による電源脱落により、自動的に潮流が流入した場合でも運用容量を超過しないよう、事前に潮流調整を行う。
- ① 対象電源の出力抑制を指令し、仮にN-1故障により電源脱落した場合に自動的に流入する量を低減
  - ② 一般送配電事業者が調整力として確保する発電機の出力を増加させる(相殺潮流)ことにより、計画潮流を低減



- 広域機関が一般送配電事業者に気象状況や事故発生のリスクレベルについて確認・協議し、マージン設定の要否を判断する。

## 1. 業務の流れ

- ① 広域機関は各エリア(東北、東京)の一般送配電事業者へ、前々日12時時点で把握可能な気象情報等から検討した事故発生のリスクレベルについて確認する。
- ② 広域機関は両エリアの一般送配電事業者と協議の上、マージン設定の要否について判断し、それに応じた翌々日のマージンを設定※し公表(前々日15時)する。

※「要」と判断した場合はマージン開放なし、「不要」と判断した場合はマージン開放

## 2. 前々日時点でのマージン要否判断に資する情報および判断基準(例)

### ① 台風

- 複数の機関(気象庁、日本気象協会など)の進路予想をもとに、3日先(72時間先)までの予報円の暴風警戒域内に東京・東北エリアが含まれる場合

### ② 暴風雪

- 東北地方6県(青森、岩手、宮城、秋田、山形、福島)の天気予報(明日・明後日)で雪、強風(15m/s以上)の予報が出ている場合
- また、低気圧が急速に発達する予報が出ている場合

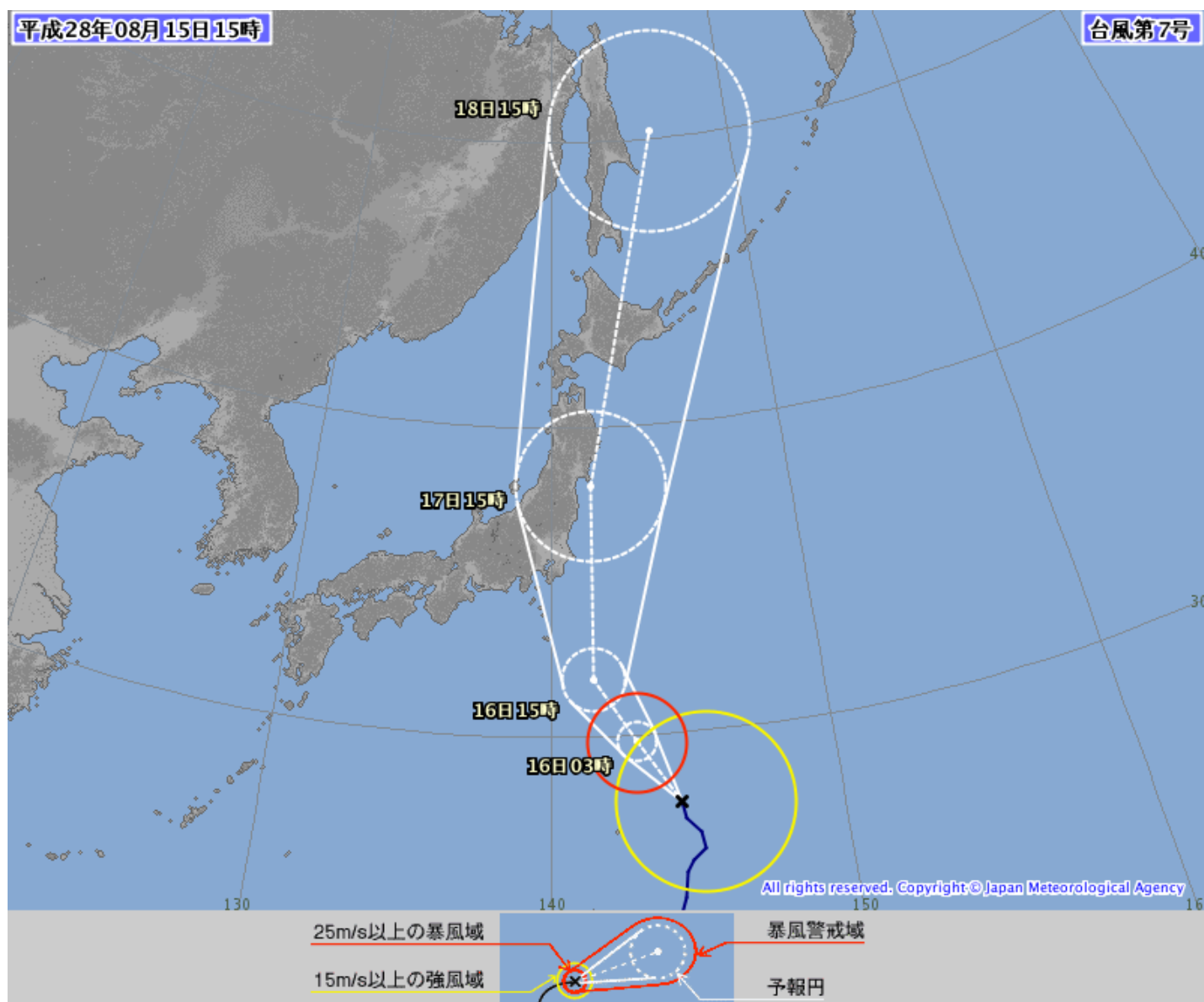
※風速については、日本気象協会HPのピンポイント予想(明後日)を利用  
(気象庁HPでは24時間先までしか公表していない。)

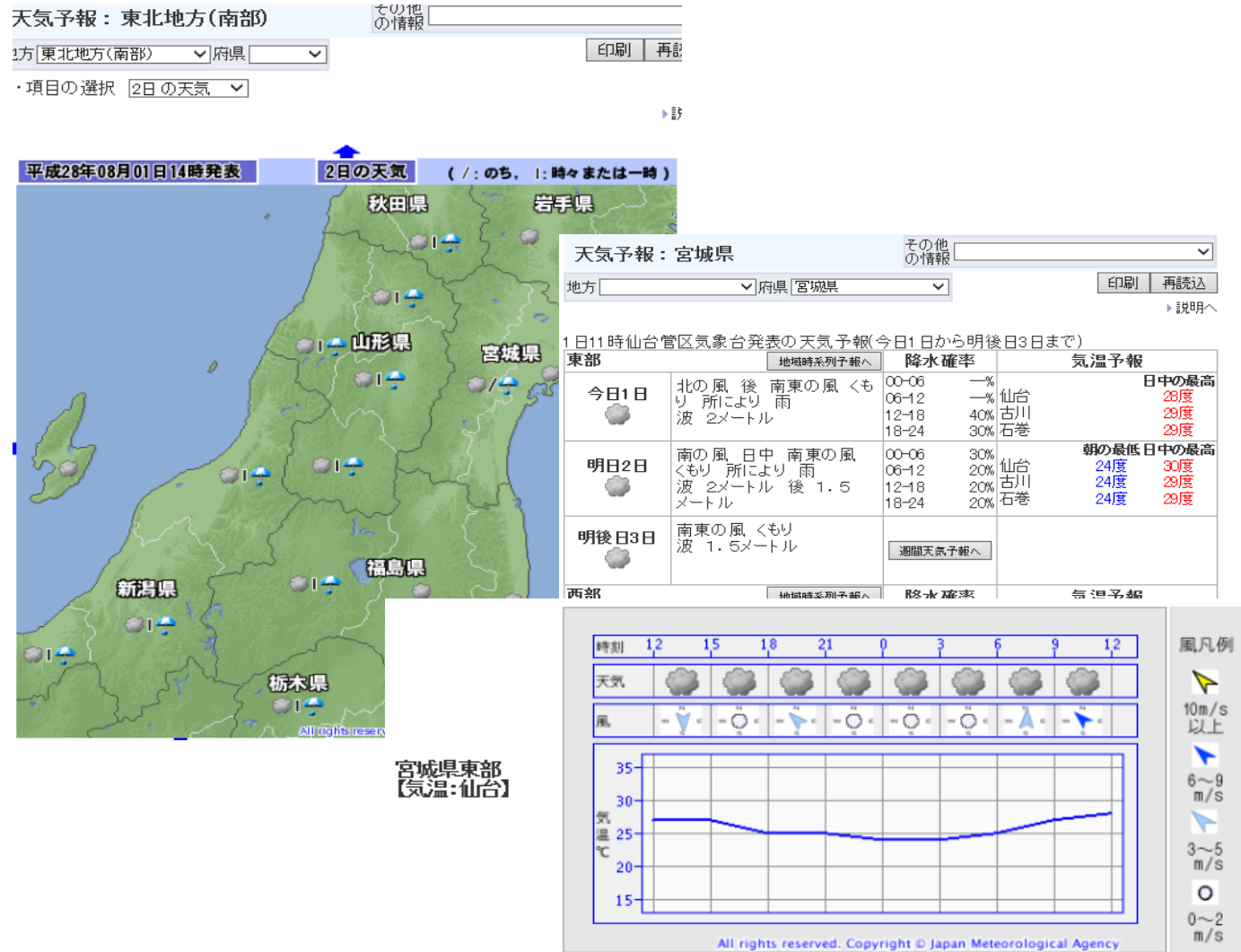
※気象警報・注意報は、概ね3～6時間前に発表されるため、前々日では利用不可

### ③ その他

- 梅雨時期、秋雨時期の寒気の流れ込みによる悪天候が予想される場合  
(週間天気予報の雨予報のみでは判断できないと思われる。)

注) 本シートの記載は一例であり、別途、広域機関と関係事業者で詳細検討が必要





出典：気象庁ホームページ



| 日付        | 明日 10月29日(土) [先勝]                                   |     |     |     |     |     |     |     |
|-----------|-----------------------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 時間        | 午前                                                  |     |     |     | 午後  |     |     |     |
|           | 03                                                  | 06  | 09  | 12  | 15  | 18  | 21  | 24  |
| 天気        | 小雨                                                  | 曇り  | 曇り  | 晴れ  | 曇り  | 曇り  | 小雨  | 曇り  |
| 気温(℃)     | 気温<br>5.8<br>15<br>10<br>5<br>0<br>-5<br>-10<br>(℃) | 3.7 | 4.3 | 5.1 | 4.1 | 3.8 | 4.4 | 4.3 |
| 降水確率(%)   | 60                                                  | 40  | 20  | 20  | 30  | 40  | 60  | 40  |
| 降水量(mm/h) |                                                     |     |     |     |     |     |     |     |
| 湿度(%)     | 64                                                  | 64  | 58  | 52  | 52  | 60  | 68  | 62  |
| 風向        | 西北西                                                 | 北西  | 北西  | 西北西 | 西北西 | 西北西 | 西北西 | 西北西 |
| 風速(m/s)   | 9                                                   | 8   | 8   | 9   | 9   | 12  | 12  | 10  |

風速10m/s以上が  
区別可能

**第10章 地域間連系線の管理**

(連系線の管理)

第124条 本機関は、法第28条の40第8号に基づき、別表10-1の連系線の管理を行う。

「別表10-1 連系線」以下、記載省略

(マージンの設定及び更新の考え方の公表)

第128条 本機関は、連系線毎の長期から実需給断面におけるマージンの設定及び更新の考え方を定め、これを公表する。

(マージンの算出)

第129条 本機関は、翌年度以降のマージンの値について検討を行うため、別表10-1の連系線を運用する一般送配電事業者たる会員との間で検討会(以下「マージン検討会」という。)を設ける。

2 本機関は、前条のマージンの設定の考え方に基づいたマージン検討会の検討を踏まえ、毎年2月末日までに、翌年度以降の長期計画及び年間計画におけるマージンの値を算出する。

3 本機関は、マージン検討会の検討経過及び結果並びに算出したマージンの値を公表する。

4 本機関は、別表12-1(d)に定める公表時期までに、前条のマージンの更新の考え方及びマージン検討会の検討結果に基づきマージンの値を更新し、その値を公表する。

5 本機関は、前項のマージンの更新にあたっては、実需給断面に向け需要の予測精度が高まること等を踏まえ、設定されたマージンが必要な場合を除き、マージンの値を別表10-2の時期に減少し、実需給断面ではゼロとする。この際、実需給断面でマージンを確保する必要がある場合には、予め各連系線に確保するマージンの値及び確保すべき理由を公表する。

別表10-2 マージン減少の時期及び対象期間

| マージンの減少の時期     | マージンの減少の対象期間 |
|----------------|--------------|
| 年間の空容量の算出・公表時  | 第1年度         |
| 月間の空容量の算出・公表時  | 翌々月          |
| 翌々日の空容量の算出・公表時 | 翌々日          |

(電力系統に異常発生が予想されるとき的事前措置)

第154条 一般送配電事業者は、台風、暴風雪等によって、供給区域の電力系統において停電等の異常が発生するおそれがあると判断した場合には、必要に応じて、次の各号に掲げる対策を実施し、異常の発生に備えた態勢を整備する。

- 一. 台風、暴風雪等の災害に対応する社内態勢の整備
- 二. 台風、暴風雪等の災害における電気供給事業者との間の通信手段及び連絡手段の確保
- 三. 電力系統に異常が発生した場合又は通信若しくは連絡が不能となった場合の対応に関する電気供給事業者との協議

2 一般送配電事業者は、前項に定める場合において、電力系統の異常の発生を抑制又は防止するため、必要に応じて、次の各号に掲げる措置を講じる。

- 一. 電力系統の分離に備えた潮流調整
- 二. 系統構成の変更
- 三. 電力設備の作業停止の中止
- 四. 電力系統の安定性や電力品質への悪影響を防止するための流通設備の停止
- 五. 一般送配電事業者が調整力として予め確保する発電機及び一般送配電事業者からオンラインで調整がで  
きる発電機の出力の調整
- 六. 送電損失の低減又は電圧の調整等のために、一時的に停止している流通設備の運転

3 一般送配電事業者は、前項の措置が電気供給事業者の発電機の運転や電気の供給に制約を与える場合は、事前又は事後速やかに、電気供給事業者に当該措置の内容について連絡する。

4 一般送配電事業者は、第2項の措置を講じる場合において、広域連系系統の運用又は供給区域の需給バランスに重大な影響を与える場合には、本機関に対し、事前又は事後速やかに当該措置を講じる旨を報告するものとする。

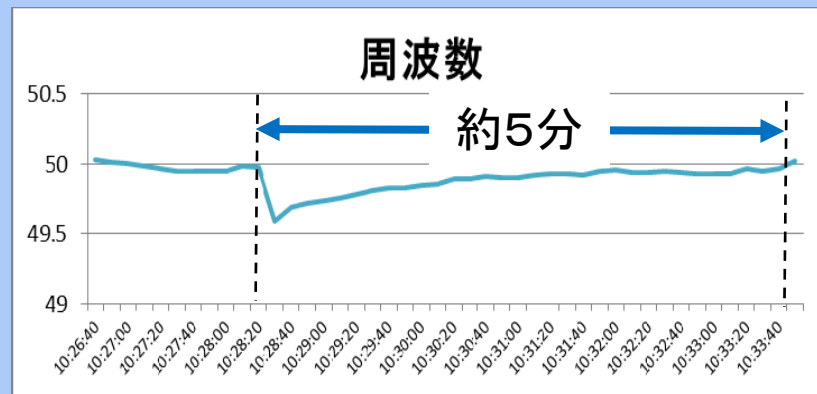
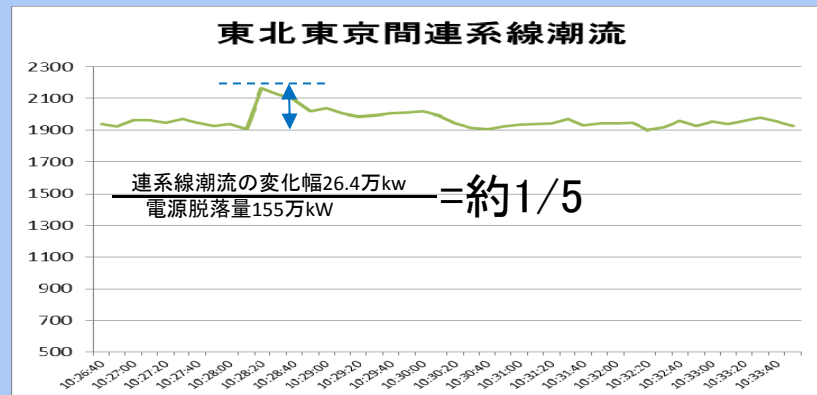
- 過去10年間、送電線N－1故障に続く送電線N－2故障〔東京エリア電源線事故(N－1)＋東京又は東北エリア50万V送電線ルート事故(N－2)〕の実績はない。
- 東北エリアの第一階級電圧のN－2故障実績は過去10年間で4回あり。
  - ✓ 氷雪により50万V○線1号線事故停止中に2号線事故が2回(平成18年1月7日)
    - ・ この前後の時間帯で東京エリアの27.5万V□線1、2号事故
  - ✓ 爆弾低気圧により50万V△線2号線事故停止中に1号線事故が2回(平成24年4月4日)
    - ・ この前後の時間帯で東京エリアの第一、第二階級電圧の事故はなし
    - ・ 但し、東北エリアでは第二階級電圧の事故実績あり



- 台風、暴風雪等時には東北から東京に跨る広いエリアで事故(送電線N－1故障に続く送電線N－2故障)が発生する可能性はありと考えられる。

- 平成18年5月1日10:28:17 C電源線(母線分割運用)N-1故障時と平成19年7月16日 10:13:30 中越沖地震時の東北東京間連系線の潮流変化実績を確認した。
- いずれも両エリアの系統容量比による電源脱落量の1/5に相当する量の潮流変化があることが確認できた。

C電源線(母線分割運用)N-1故障時(H18.5.1)



中越沖地震時(H19.7.16)

