

信頼度評価手法

金本良嗣

日本卸電力取引所理事長

政策研究大学院大学客員教授，東京大学名誉教授

アウトライン

1. 供給信頼性確保の枠組み
2. アデカシーの確保
 - 2-1 容量市場とアデカシー確保
 - 2-2 供給信頼度指標
 - 2-3 確率論的評価手法 (EUE) の導入
 - 2-4 海外のEUE指標値との比較
 - 2-5 確率的信頼度評価手法：モンテカルロシミュレーション手法と解析的手法

Appendix 1. セキュリティーの確保

- 1 セキュリティー確保のための調整力
- 2 需給調整市場の創設
- 3 再エネ予測誤差に対する対応

Appendix 2. レジリエンスの確保

- 1 経験からの学び：北海道ブラックアウトと台風15号
- 2 新々北本の増強：再エネ導入とレジリエンスの両立

参考文献

金本良嗣「信頼度評価手法」

金本良嗣「VoLLと各種信頼性基準 (EUE & LOLE) と予備率の関係」

1. 供給信頼性確保の枠組み

1. 供給信頼性確保の枠組み（再掲）

- 信頼性 Reliability：大規模停電を避けるためのアデカシーとセキュリティ。それでも大規模停電が起きてしまう可能性に対応するレジリエンス。
- アデカシー Adequacy：電力システムが需要を常時充たすように供給を行う能力。
 - ピーク需要に対応した供給設備容量（kW）の確保：容量市場の創設
 - 新しい課題：燃料（kWh）の確保、端境期の計画停止と災害・天候リスク。
- セキュリティ Security：送電線事故、電源脱落等の突発的な攪乱に耐える能力。
 - 予備力・調整力の確保：需給調整市場の創設
- レジリエンス Resilience
 - 大規模で長時間の停電が発生する可能性を認識し
それに対処することができるように備える
実際に起きたときにはそのインパクトを最小化
速やかにサービスを再開
経験から将来のパフォーマンス向上のための教訓を学ぶ

2. アデカシーの確保

2-1 容量市場とアデカシー確保

2-2 信頼度評価指標（NERC）：LOLP, EUE等

2-3 確率論的評価手法（EUE）の導入

2-4 海外のEUE指標値との比較

2-5 確率的信頼度評価手法：モンテカルロシミュレーション手法と解析的手法

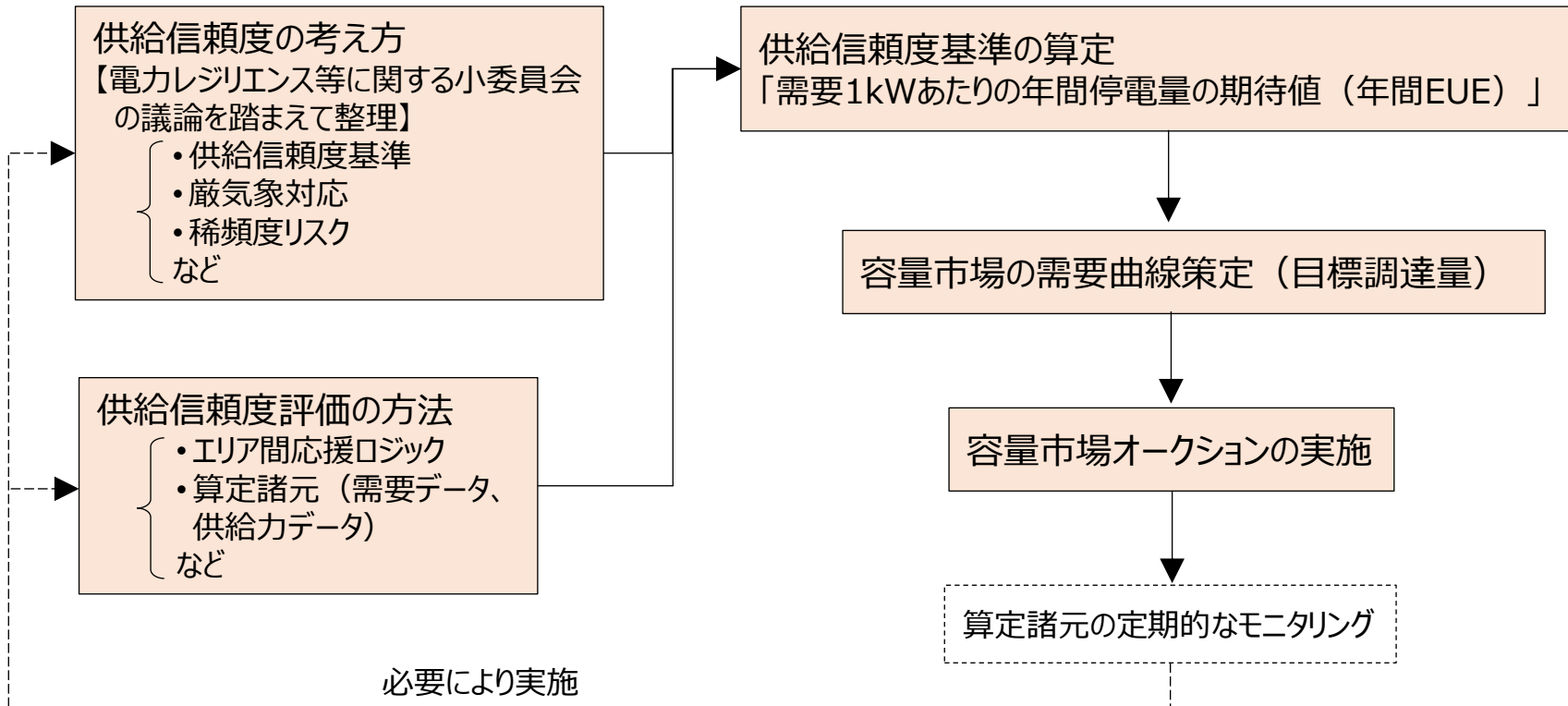
2-1 容量市場とアデカシー評価

- ミッシングマネー問題：マーケットに任せておいたら、十分なキャパシティーが維持できない可能性
- 十分なキャパシティーを確保するために、容量市場を創設して、発電容量 (kW) に対して支払いをする。
- 容量市場で確保する電源キャパシティー量を定めるためのアデカシー評価
- 確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) により供給信頼度基準値「需要1kWあたりの年間停電量の期待値 (年間EUE)」を求める。
- その信頼度基準をもとに容量市場での目標調達量を算定し、それに基づいて需要曲線を策定して、容量市場オークションを実施する。

(参考) 供給信頼度評価による供給力 (目標調達量) 算定と、容量市場へのフロー

- 容量市場の初回オークションに向けて、確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) により供給信頼度基準値「需要1kWあたりの年間停電量の期待値 (年間EUE)」を求める。
- その信頼度基準をもとに容量市場での目標調達量を算定し、需要曲線を策定して、容量市場オークションを実施する。

【確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) および容量市場オークションに係るフロー】



2-2 信頼度評価指標 (NERC)

• Loss-of-Load Probability (LOLP)

- LOLPは一定の期間においてピーク需要が利用可能な発電キャパシティーを上回る確率
The probability of system daily peak or hourly demand exceeding the available generating capacity during a given period.
- 広域機関定義 (次スライド) : **LOLP = 年間停電回数 (の期待値)** . 世界標準ではない.

• Expected Unserved Energy (EUE)

- EUEは需要が利用可能な供給キャパシティーを上回ることによって発生する不足電力量の期待値の合計
The EUE is the summation of the expected number of megawatt hours of load that will not be served in a given year as a result of demand exceeding the available capacity across all hours.
- 正規化EUE : Normalized EUE part per million (ppm) :
$$EUE(ppm) = \frac{EUE(MWh)}{\sum_{i=1}^n L_i}, L_i: \text{the load at the } i\text{th hour,}$$
- 広域機関の定義 : EUE/最大需要電力 (kWh/kW・年) . **最大需要電力(kW)**で正規化している. 単位に依存. 毎年基準値が変更される.

• Loss-of-Load Hours (LOLH)

- The expected number of hours per year when a system's hourly demand is projected to exceed the generating capacity.

• Loss-of-Load Expectation (LOLE)

- The expected number of days per year for which the available generation capacity is insufficient to serve the daily peak demand.

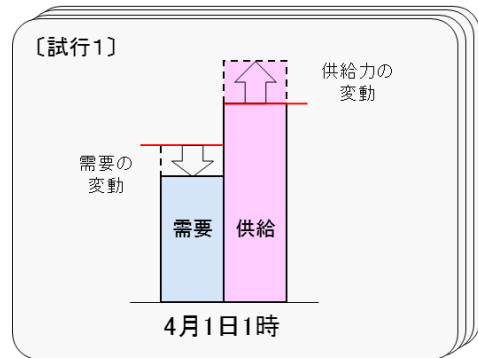
• Loss-of-Load Events (LOLEV)

- The number of events in which some system load is not served in a given year.
- Note that this is not a probability index, but a frequency of occurrence index.

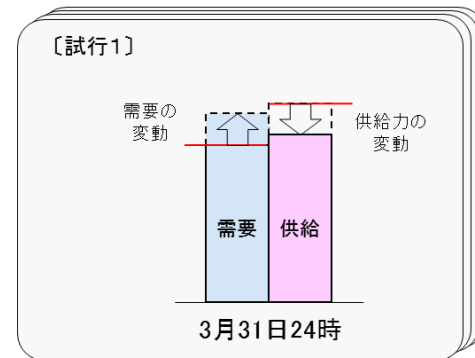
(参考) 供給信頼度の指標値について

- 供給信頼度の指標値のうち、LOLPは年間停電回数で、LOLEは年間停電時間、EUEは年間停電量にて評価を行うもの。(広域機関定義)
- 世界標準とは異なる。LOLPは停電確率であり、停電回数ではない。

- 前頁により各断面毎に供給信頼度の指標値を計算し、全評価断面(8,760時間)の指標値の合計を最終的な供給信頼度の指標値とする。



...



↓ 全試行の平均値
 試行回数 10,000回

- LOLE(4月1日1時) = A(1) [時間]
- EUE(4月1日1時) = B(1) [MWh]
- LOLP(4月1日) = C(1) [回]

↓ 全試行の平均値
 試行回数 10,000回

- LOLE(3月31日24時) = A(8760) [時間]
- EUE(3月31日24時) = B(8760) [MWh]
- LOLP(3月31日) = C(365) [回]

8760時間断面の合計

最終的な供給信頼度の指標値

- LOLE = $\sum_{h=1}^{8760} A(h)$ [時間/年]
- EUE = $\sum_{h=1}^{8760} B(h)$ [MWh/年]
- LOLP = $\sum_{h=1}^{365} C(d)$ [回/年]

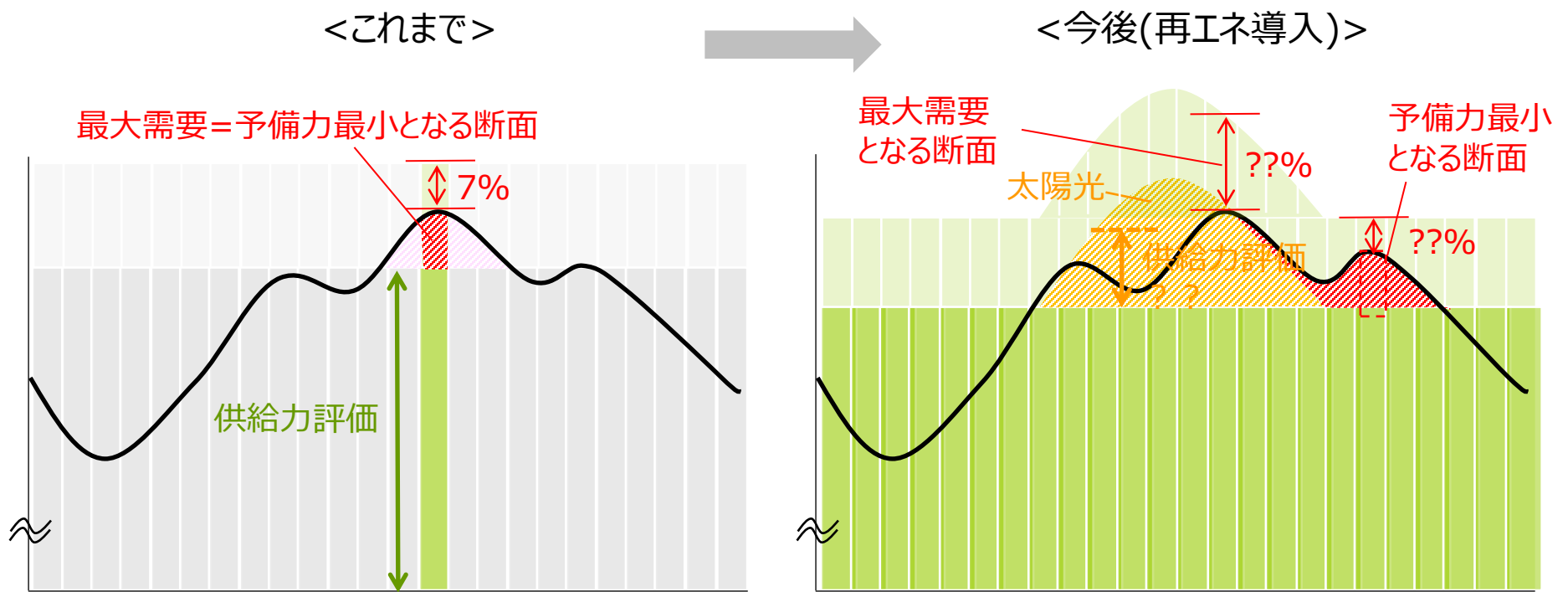
- 平年H3需要や厳気象H1需要を用いる確定論的手法から需要と供給の変動の確率分布を推定することによってリスク評価を行う確率論的手法に移行する。
- 確率論的 necessary 供給予備力算定手法：需要と供給のベースラインからの**確率的な変動**を、過去の実績等に基づく**変動要因毎の確率分布**(気温影響による需要変動の確率分布, PV出力の確率分布等)から**推定**し、供給信頼度の指標値(LOLE, LOLP, EUE)を算定する。指標値を目標値以内とするために必要な供給予備力を算定する。
- 今後の供給信頼度の指標値は、「需要1kWあたりの年間停電量の期待値 (EUE; Expected Unserved Energy)」で評価する。全国の必要供給予備力の春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当する信頼度基準を算定すると、需要1kWあたりのEUEが0.048kWh/kW・年となった。
- EUEを用いて連系線制約を考慮した広域的信頼度評価を行う。
- EUEを用いて自然変動電源等の供給力としての価値を適切かつ公平に評価する。**安定電源代替価値 (ELCC : Effective Load Carrying Capability)** から調整係数を設定する。
- 容量市場では、エリア間融通後の各エリアの「需要1kWあたりのEUE」を一律 (全エリアの不足率を同率) とする供給信頼度基準とする。

確率論的評価手法（EUE）導入の経緯

- 昭和37年：年間停電回数 0.3日/月という基準値を設定。
日本電力調査委員会解説書（S 3 7 年 1 1 月）
 - 年間停電回数の期待値をLOLPと呼んでいる（広域機関）。
 - 最も予備率が小さくなる8月の需要や供給力を確率論的にサイコロを振り出した目に応じて変動させ、供給力が需要を下回る日数の期待値 LOLP を算定し、LOLP 0.3日/月となる必要予備力を算出する。
 - H 17 年度の計算結果では、供給信頼度 LOLP 0.3日/月となる必要予備率 偶発的需給変動対応 は全国で約7%であった。
- 停電の指標値をEUE（年間停電量の期待値）に見直した確率論的算定手法を 2020 年度より導入
 - LOLP 0.3日/月に相当する必要予備力（偶発的需給変動対応）は7%
 - 全国で各月の H3 需要の107%の供給力を確保した条件にて EUE を算出したところ、0.407kWh/kW・年

予備力をどの程度確保すべきか ～再エネ導入拡大を踏まえたEUEの導入～

- 再エネ大量導入前までは、年間最大需要時（8月15時など）に必要な供給力（H3需要の107%など）が確保されていることを評価していたが、太陽光発電の大量導入に伴い、太陽光発電が高出力となる昼間帯（8月15時など）よりも、太陽光発電出力が低出力（またはゼロ）となる夏季点灯帯や冬季最大需要時などに供給予備力が小さくなる傾向に変化した。
- また、容量市場の導入により、供給信頼度基準から目標調達量（需要曲線）を設定することが必要となり、さらに、火力などの供給力に対して、再エネや揚水などの供給力を適切に評価し、容量市場の落札量や支払対価などを決定することが必要となった。
- このことから、2020年度より、1年8760時間を対象にした確率論的算定手法（指標値はEUEを用いる）を導入。



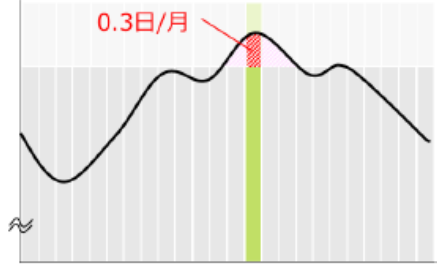
予備力をどの程度確保すべきか ～EUE評価における供給信頼度基準～

- 停電指標の見直しに伴い、確保すべき予備力について改めて整理する必要がある。
- 従来の供給信頼度基準である LOLP 0.3 日／月に相当する必要予備力（偶発的需給変動対応）は 7% であり、EUE 評価導入後もこの基準と同等の供給信頼度を確保することが必要である。
- そこで、全国で各月の H3 需要の 107% の供給力を確保した条件にて EUE を算出したところ、0.407kWh/kW・年（各エリアにおいて需要 1kW あたりの EUE が 0.407kWh）となった。これを EUE 評価における信頼度基準（偶発的需給変動に対応する供給信頼度基準）としている。

※エリアごとに需要の規模が異なることから、停電の絶対量（kWh）ではなく需要に対する割合 kWh/kW）で基準値を設定。

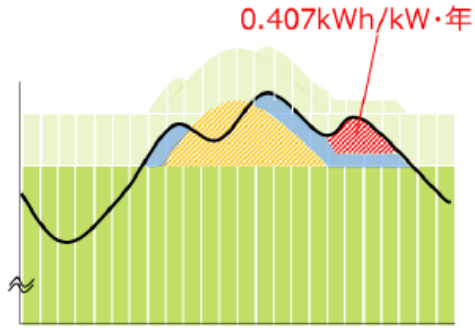
従来の信頼度基準

LOLP
0.3日/月

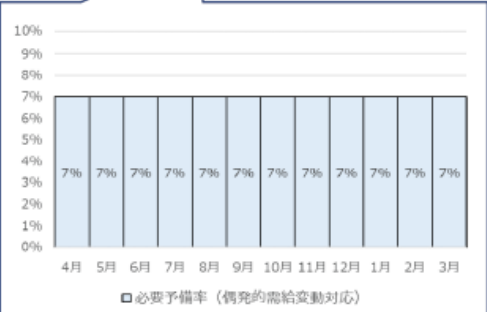


新たな信頼度基準

EUE
0.407kWh/kW・年

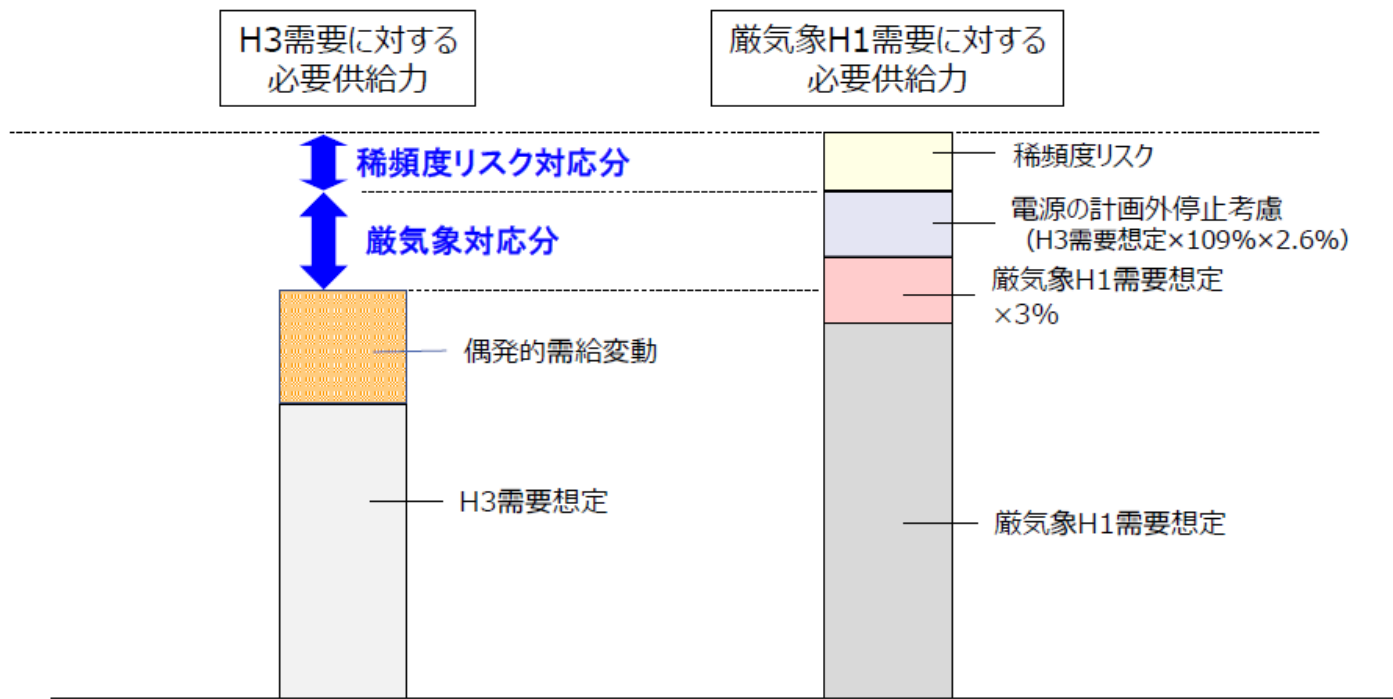


偶発的需給変動
7%



予備力をどの程度確保すべきか ～厳気象対応と稀頻度リスク対応～

- また、稀頻度ではあるが非常に過酷な条件においても安定供給を確保するためには、偶発的需給変動対応以外にも予備力を確保する必要がある。
 - 厳気象対応：10年に1度の猛暑および厳寒時に発生するような特異な高需要（厳気象 H1 需要と呼ぶ）に対応するための供給力。厳気象対応の必要量は、H3 需要に対する必要供給力と、厳気象 H1 需要に対する必要供給力との差によって決定される。
 - 稀頻度リスク対応：通常想定される電源の計画外停止を上回るような、非常に稀な事故が発生した場合に対応するための供給力。



予備力をどの程度確保すべきか ～容量市場・供給計画における目標停電量～

- 以上より、偶発的需給変動対応と厳気象・稀頻度リスク対応を確保した場合の目標停電量（EUE）を算定し、容量市場や供給計画においてはこのEUEと同等以上の水準を維持できていることを確認している。
- 前述の通り、将来予定されている連系線増強などの影響により、目標停電量は徐々に小さくなっている。これは、供給力が適切に確保されていれば、連系線増強により、供給信頼度が向上していくことを示している。

<2024年度供給計画における容量市場・供給計画における目標停電量>

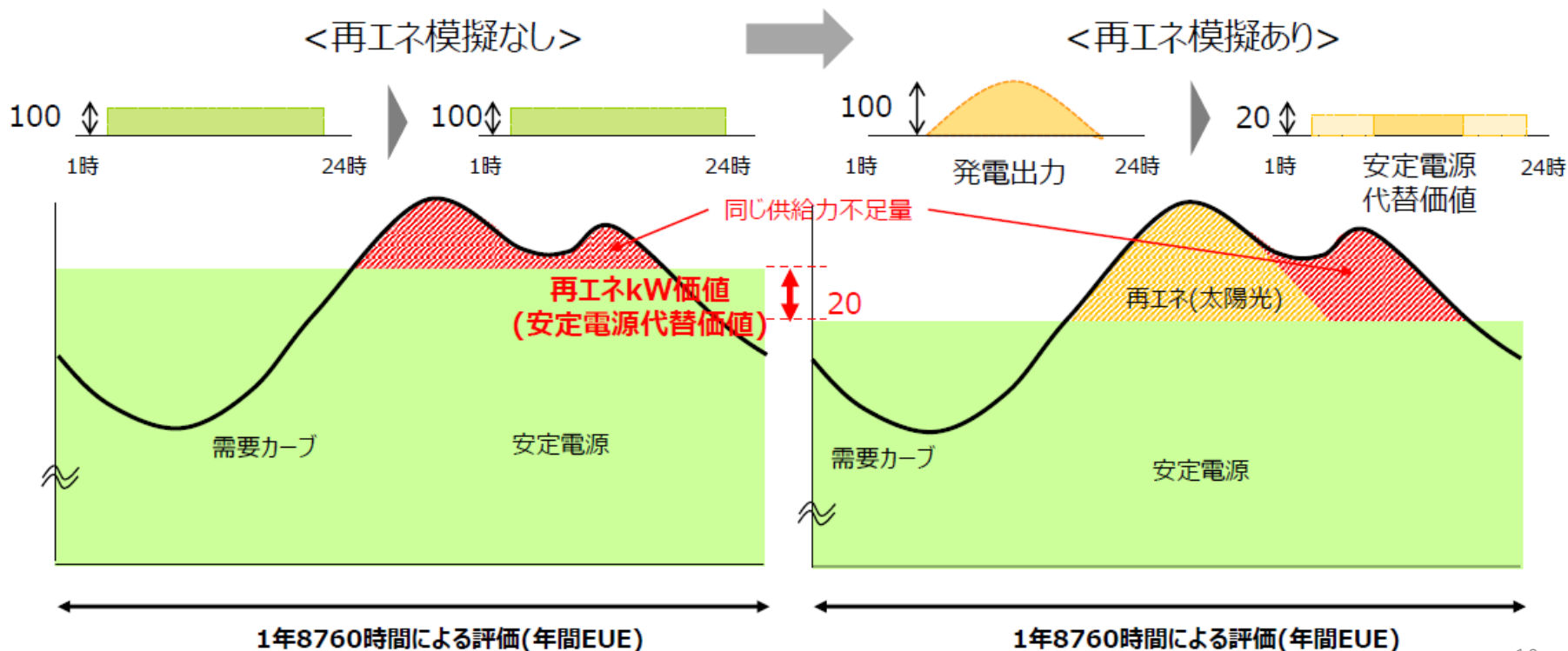
想定年度	全国H3需要 (離島除き) ※ [万kW]	偶発的需給 変動対応 [%]	厳気象・稀頻度リスク対応 [%]		容量市場・供給計画 における目標停電量 [kWh/kW・年]
			夏季・冬季	春季・秋季	
2024年度	15,799	6.7	4.4	4.0	0.033
2025年度	15,882	6.7	4.4	4.0	0.033
2026年度	15,937	6.6	4.6	4.1	0.028
2027年度	16,007	6.5	4.6	4.2	0.027
2028年度	16,058	5.9	5.2	4.6	0.016
2029年度	16,110	5.8	5.2	4.7	0.016
2030年度	16,120	5.8	5.3	4.7	0.015
2031年度	16,121	5.8	5.3	4.7	0.015
2032年度	16,114	5.8	5.3	4.7	0.015
2033年度	16,098	5.8	5.3	4.7	0.015

連系線増強により
目標停電量が
大きく減少
(信頼度向上)

※ 北海道、東北、北陸はエリア1月断面、その他エリアは8月断面の値を合計

EUE算定における再エネ供給力の評価手法：調整係数の導入

- EUE 算定においては、供給力不足が発生する時間帯が異なっても、供給力不足量が同じであれば、同じ供給信頼度として評価される。そこで、再エネ模擬の有無による安定電源の必要量の差（安定電源代替価値）を用いて、EUE算定における再エネの供給力として評価することができる。
- ここで、安定電源代替価値 ÷ 設備量を調整係数と呼び、0%～100%の範囲で設定される。
（例）設備量 100 の PV を模 擬した時の安定電源代替価値が 20 であったとすると、調整係数は 20% となる。
- 揚水についても算出方法は同様。



供給計画, 容量市場, 需給検証におけるアデカシー評価

- アデカシー評価のタイムスパン：
 - 供給計画では10年先まで. 至近2ヵ年度は月単位で発電機や送電線等の具体的な補修計画を反映した評価. 3年度以降は年単位.
 - 容量市場ではメインオークション対象の4年先. 年単位.
 - 需給検証では3ヵ月程度先の夏季・冬季. 月単位. 発電機や送電線等の具体的な補修計画を反映した評価.
- 評価手法：供給計画と容量市場はEUE評価. 需給検証は予備率評価（厳気象H1需要）

評価断面	2023年度				2024年度				2025年度	2026年度	～	2032年度
	4～6月	7～9月	10～12月	1～3月	4～6月	7～9月	10～12月	1～3月				
供給計画	年間EUE + 補完的評価※1				年間EUE + 補完的評価※1				年間EUE			
容量市場					年間EUE 2020fy実施※3 + 月別EUE 2022fy実施※4				年間EUE 2021fy実施※3	年間EUE 2022fy実施※3		
需給検証		● → 予備率※2		● → 予備率※2								

※1 H3需要に対する月別予備率

※2 厳気象H1需要に対する予備率

※3 メインオークション、※4 容量停止計画調整

2-4 海外のEUE指標値との比較

- EUEの基準値（2019）：需要1kWあたりの年間EUEを0.048kWh/kW・年とする。
 - 年間を通して7%の予備率に夏期（7月，8月，9月）と冬期（12月，1月，2月）に10%に上乘せする予備率基準を設定.
 - 対応するEUEの値をモンテカルロ・シミュレーションで算定.
 - EUEppmに換算：8.30 EUEppm
- オーストラリアのEUE基準値：20 EUE ppm
- Astrape Consultingシミュレーション分析（テキサス，次スライド）：
 - LOLEが0.12，予備率が16.5%：1 EUE ppm
 - LOLEが0.88，予備率が11.9%：9 EUE ppm

(参考) Astrape Consultingのシミュレーション結果

Table 14. Summary of Base Case Results

Reserve Margin	LOLE	LOLH	EUE	Normalized EUE
%	Events Per Year	Hours Per Year	MWh	EUE in MWh/Total Load in MWh
7.6%	4.07	14.33	21,563	0.0062%
9.7%	2.00	6.57	8,569	0.0025%
11.9%	0.88	2.68	3,041	0.0009%
13.0%	0.55	1.61	1,653	0.0005%
14.2%	0.33	0.95	895	0.0003%
15.3%	0.20	0.55	493	0.0001%
16.5%	0.12	0.32	241	0.0001%
17.7%	0.06	0.17	123	0.0000%
18.9%	0.03	0.09	53	0.0000%
21.5%	0.01	0.02	13	0.0000%
24.2%	0.00	0.01	4	0.0000%

[Nick Wintermantel, Kevin Carden, \(2015\) *Expected Unserved Energy and Reserve Margin Implications of Various Reliability Standards*, Astrape Consulting.](#)

2-5 確率的信頼度評価手法：モンテカルロシミュレーション手法と解析的手法

- モンテカルロ・シミュレーション：Monte Carlo Simulation
 - モンテカルロ法：推定された確率分布に従って需要と供給力の変動をランダムに発生させ、それをもとに供給力不足の判定を、多数回繰返す。全試行の平均値によって、供給信頼度の指標の期待値を算出する。
 - 米国のほとんどの地域で採用。
 - PJMはConvolution法を用いているが、モンテカルロ法による評価（GE MARS）も行っている。
[NERC, Probabilistic Adequacy and Measures Technical Reference Report Final, July, 2018.](#)
 - 欧州の中期アデカシー予測（Mid-Term Adequacy Forecast；MAF）。
 - 5つのモデリング・ツール（ANTARES, BID3, GRARE, PLEXOS, PowrSym）が用いられている。
[Mid-term Adequacy Forecast, 2018 Edition, ENTSO-E](#)
- 解析的手法：Analytical Method (Convolution)
 - 供給予備力（供給能力－需要）を表す確率変数をたたみ込み（Convolution）手法によって推定し、それからLOLPやEUEを求める。
 - 米国のFRCC (Florida Reliability Coordinating Council)とWECC (Western Electricity Coordinating Council)
 - 英国容量市場：極値理論（Extreme Value Theory, EVT）を用いる手法
 - 米国PJMのPRISM（Probabilistic Reliability Index Study Model）

日本の確率的信頼度評価（モンテカルロ法）

- 需給変動要因
 - 需要のベースライン + 需要の変動（気温影響による需要変動，その他要因による需要変動）
 - 供給力のベースライン + 供給力の変動（電源の計画外停止，出水変動による水力発電の出力変動，風況の変動による風力発電の出力変動，日射量の変動による太陽光発電の出力変動）
- 需要と供給の変動について，過去の実績値等に基づき，変動要因ごとに変動量の確率分布（例えば，気温影響による需要の変動確率分布，太陽光発電出力の確率分布）を設定する。
- モンテカルロ法によって算定を行う。確率分布に沿ってランダムに発生させた需要と供給力の変動をもとに供給力不足の判定を，多数回繰返し、全試行の平均値をもって，供給信頼度の指標の期待値を算定する。
- 全国エリアの信頼度計算のために「連系線計画潮流」「エリア間応援ロジック」に基づいて，需給変動要因の確率計算を行い供給信頼度を算定する。

[広域機関 今後の供給信頼度評価の課題整理について 2024年10月23日](#)

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/chousei_jukyu_2016nendotorimatome.html

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 平成28年度（2016年度）取りまとめ

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 平成28年度（2016年度）取りまとめ 参考資料

参考資料別冊1 確率論的必要供給予備力算定手法についてPDFファイル

参考資料別冊2 確率論的必要供給予備力算定手法に関する分析PDFファイル

参考資料別冊3 広域メリットオーダーシミュレーションの概要PDFファイル

[必要予備力算定ツール及び算定諸元の提供開始について](#)

[EUE算定方法等の概要について](#)

(参考) 電源の計画外停止率

3-2 供給力関係の諸元の設定

(2) 電源の計画外停止率

29

■ 電源の計画外停止率は下表のとおり設定。

※旧日本電力調査委員会の調査データを基に設定しているが、広域機関においても調査・見直しを行っていく。

		今回諸元	(参考)2005年度 算定時諸元	今回諸元の考え方
水力	自流式・貯水式	0.5%	0.5%	1955～1957年度の実績から算定した値※
	揚水	1.0%	0.5%	2012年度までの実績から算定した値※ (全調査期間:1978～2012年度)
火力	初期期間 (運開後3年以内)	5.0%	5.0%	2013年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:2004～2013年度)
	325MW未満 (運開後4年以降)	2.0%	2.0%	1994年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:1985～1994年度)
	325MW以上 (運開後4年以降)	2.5%	2.5%	2013年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:2004～2013年度)
原子力		2.5%	2.5%	火力の停止率を準用 (2005年度算定時の考え方を踏襲)
再生 エネ	風力	—	—	風力の出力変動に計画外停止等が考慮されているため、 計画外停止は設定しない。
	太陽光	—	—	現状、太陽光の計画外停止率に関するデータがないため、ま ずは計画外停止率は設定しない。
	地熱	2.0%	—	火力停止率を準用(325MW未満)

モンテカルロ法による信頼度評価の課題

- 分布のテール部分が精確に推定できているか？
- 日本の推定では気温については過去の実現値を用いており、確率分布を推定していない。確率的に実現値以上の気温になることがあることを想定していない。
- 一般パレート分布を用いてテール部分の推定を改善するアプローチ：
 - テール部分の観測値の数が少ないことに対する対策として、最大値の分布に関する極値理論 (Extreme Value Theory) をサンプル数が少ないケースに適用する手法が考案されている。
 - Balkema and de Hahn (1974), Pickands (1975) の定理：一定の条件 (定常性等) のもとでは、閾値を超える観測値の分布は、閾値を無限大に近づけると一般パレート分布に近づく。

参考：稀頻度リスク評価に関するメモ.pdf

解析的手法による信頼度評価

- 在来型発電 X , 自然変動電源 W , 需要 D の3つの確率変数の同時分布を特定する.
- 供給予備力 (供給能力 - 需要) を表す確率変数 $Z = X + W - D$ を導く.
- 通常は残余需要 $D - W$ と在来型発電 X に分解. これらが確率的に独立であると仮定すると, Z の分布はたたみ込み (Convolution) によって求めることができる.
- これから各種リスク指標を求める.

$$LOLE = nP(Z < 0)$$

$$EUE = nE(\max(-Z, 0)) = n \int_{-\infty}^0 dz P(Z < z)$$

n は時間数. 欧州ではEUEをEENS (Expected Energy Not Served) と呼ぶことが多い.

残余需要確率分布の推定手法

- 残余需要の確率分布は需要と自然変動電源の毎時間のデータから求められる。
 - これらのデータは推定する将来期間に合わせてスケールを変更するforward-mappingを行う。
 - 自然変動電源についても過去の測定値を推定期間におけるキャパシティー、立地、出力曲線等を組み合わせてforward-mappingを行う。
 - この操作によって、過去の実際のデータからforward-mappingされたデータを作成する。
- hindcast (推算) 手法：forward-mappingデータをそのまま使う。
 - 問題点：アデカシーの推定に必要なのは分布の末端 (tail) の部分であり、この部分に存在するデータはきわめて少ない。1つの観測値があるかないかで、LOLEやEUEの推定値が大きく変化することがあり得る。
- 条件付き分布を用いる手法：需要の分布を求め、次に、需要が起きたもとの自然変動電源の条件付き分布を求める。
 - 需要と自然変動電源が独立であると仮定すると計算が簡単であるが、独立性が成り立たない可能性がある。
- 極値理論 (Extreme Value Theory, EVT) を用いる手法 (Wilson & Zachary; 2019, 次スライド)

極値理論 (Extreme Value Theory, EVT) を用いる手法

- 極値理論によると、残余需要の末端部分は一般化パレート分布で近似できる。

$$H(y) = P(Y \leq y) = 1 - \left(1 + \frac{\xi y}{\sigma_u}\right)^{-1/\xi}, \quad y > 0, 1 + \xi y / \sigma_u > 0$$

- EVT法では、適当な閾値 u を設定し、これを上回るデータからパラメータとを推定し、上の一般化パレート分布を用いて、LOLEやEUE等のリスク指標を計算する。
- EVT法の長所 (Wilson&Zachary)
 - 残余需要のデータをそのまま使うので、 D と W の関係について独立性等の仮定を置く必要がない。
 - 分布の末端 (tail) だけではなく、それに近い部分のデータも使うので、末端のきわめて少数のデータが大きな影響を及ぼすことを避けることができる。
 - hindcastアプローチだと、過去に実際に起きた例を上回るようなことは起きないと仮定することになるが、こういった仮定を置かなくてすむ。

Wilson, A.L. and S. Zachary, Using extreme value theory for the estimation of risk metrics for capacity adequacy assessment, 2019.

<https://arxiv.org/pdf/1907.13050.pdf>

PJMにおける信頼度評価 (Convolution)

- Reserve Requirement Study (RRS)
 - 送電制約が存在しないという仮定のもとで行われるPJM全域での必要予備力の分析
- Deliverability Testing
 - 送電制約を考慮して、Locational Deliverability Area (LDA)と呼ばれる27のサブゾーンごと
- 容量市場における目標キャパシティーの設定, 送電網整備計画, 新規電源の系統接続 (Network Access) という3つの異なる分野において共通に用いられる.
- 停電確率を評価するための十分なサンプル数が得られないので, アドホックな工夫.
 - 需要モデルにおいては, 毎時間の需要データを週ごとに集め, リスクの小さい週末を除いて平日の5日間を取り出す. 平日5日の最大需要が大きい順に週データを並べ替え, この順に各年のデータを整列する. そして, 各ランクの週ごとに平均ピーク需要と標準偏差を計算し, それらを用いて, 各週の日ピーク需要の正規分布関数を推定する. この正規分布を各週のピーク需要予測の上に重ね合わせることによって, 最大需要の確率分布を求めている.
 - 送電制約が存在する区域のDeliverability Analysisについては, 区域外のキャパシティーが十分にあると想定して, 区域内だけの電源データを用いて送電キャパシティーの必要容量を評価している. LOLEの基準はRRSが10年に1度であるのに対して, 25年に1度というより厳しい基準にしている.

Appendix 1. セキュリ ティーの確保

- 1 セキュリティー確保のための調整力
- 2 需給調整市場の創設
- 3 再エネ予測誤差に対する対応

1 セキュリティ確保のための調整力

- 周波数が一定の幅の中に維持できなくなると、システム全体が崩壊
- 周波数を維持するためには、需要と供給量を合わせることが必要
- 送配電事業者は出力調整可能な電源（調整力）を細かく出力を調整することで需要と供給量を一致させ周波数を維持

調整力

変動要因（需要）

生活や
経済活動

電力
需要

変動要因（供給）

・気象変動、予測誤差
・電源脱落

火力等の
調整電源で
出力を調整

供給量

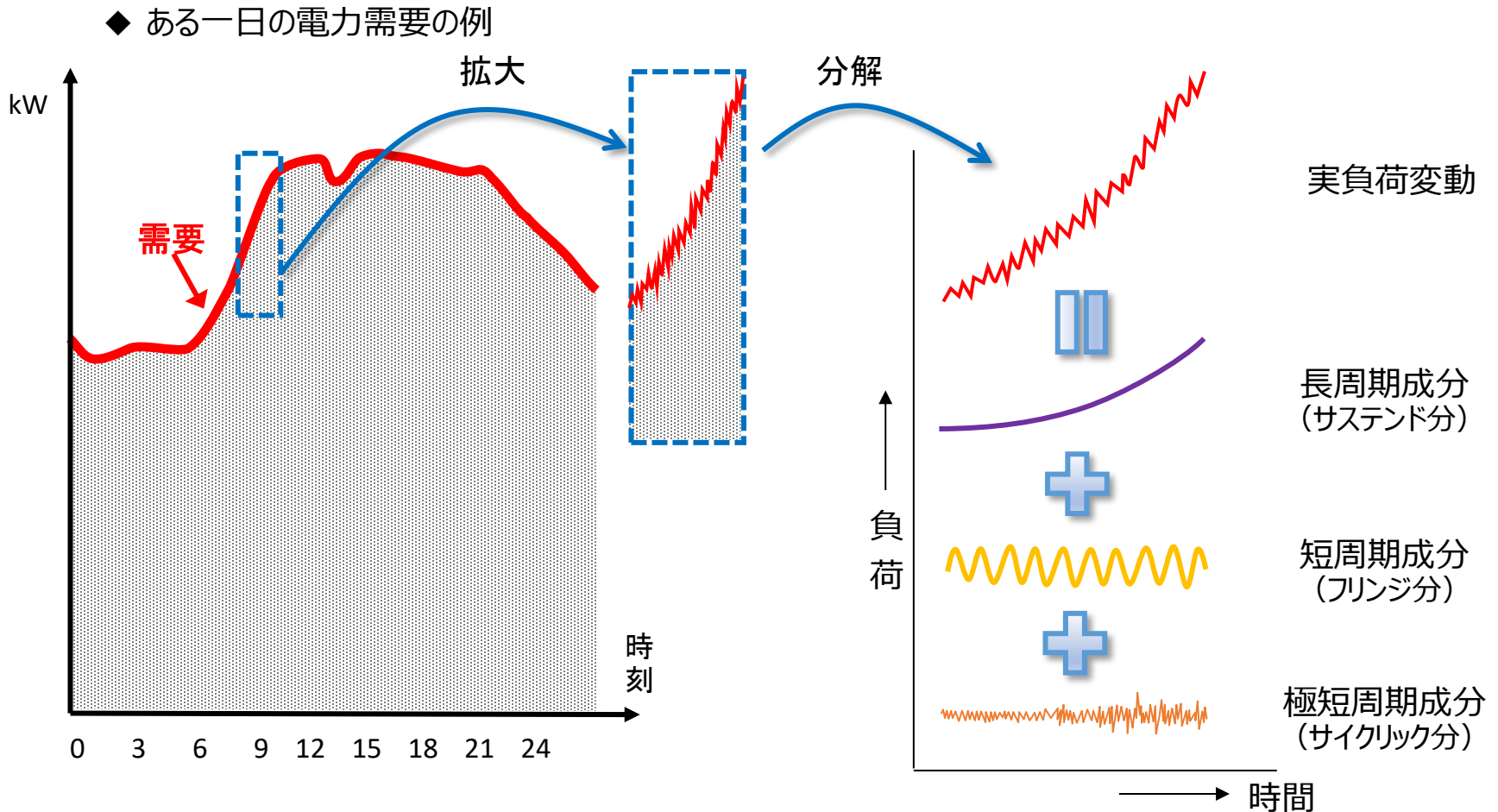
周波数
安定

同時同量

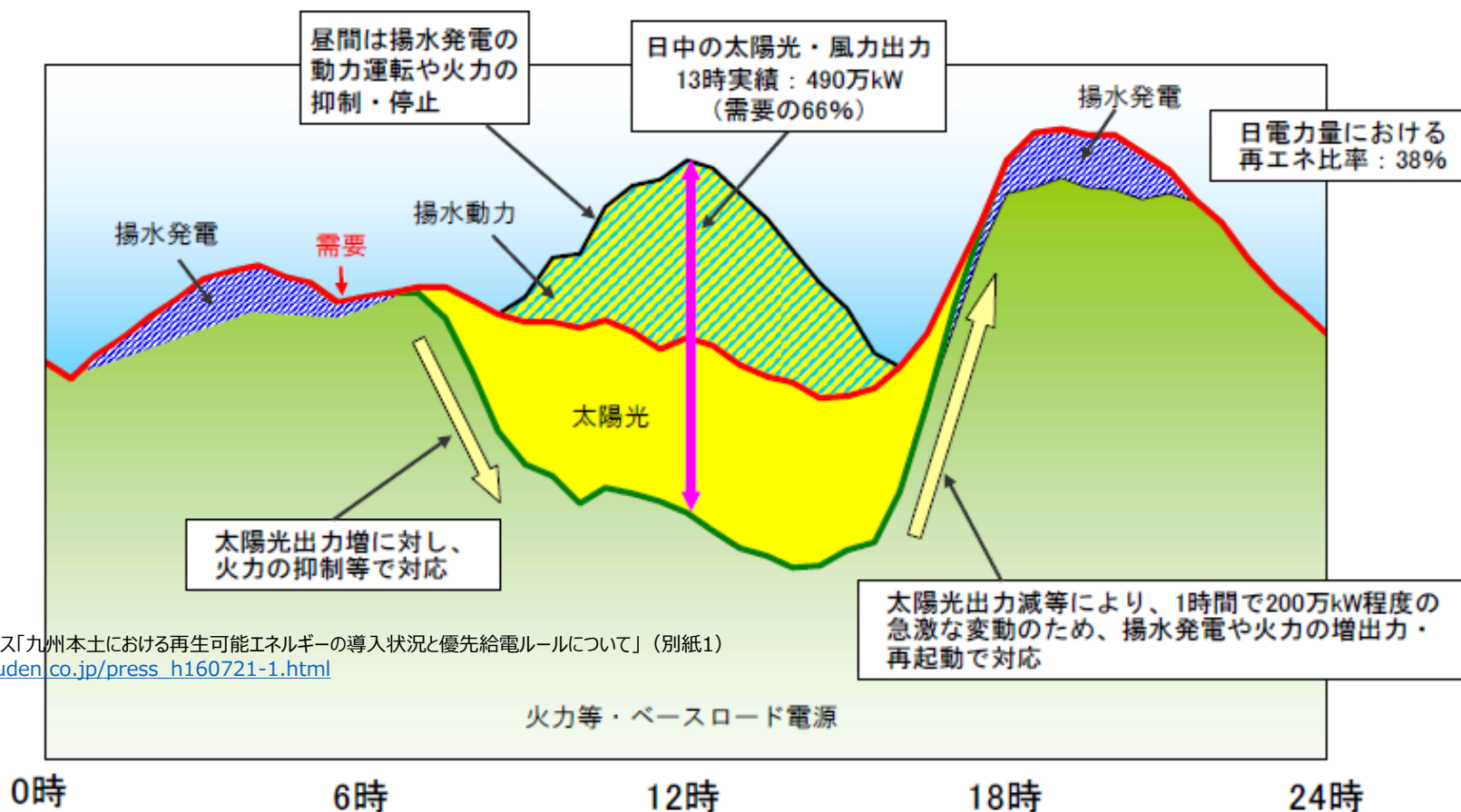


(参考) 時々刻々と変化する電力需要

■ 工場の操業状態や家庭の照明入切など電気の使用状況に伴い、電力需要は時々刻々と変化している。その変化の細かさは様々である。



- 太陽光発電導入量の増加に伴い、調整電源で調整する量の大きさ、その調整変化の速度は大きくなっている
- 太陽光出力の予測からの下振れは調整力で補う必要があり、そのために必要となる調整力（上げ調整力）の量は年々増加している



(参考) 発電機の調整機能

- 発電機には変動の細かさに対応した様々な調整機能が備えられており、これらの機能を使い分けて、需要や再エネの変動を調整
- 需給調整市場では、これらの機能に応じて商品を細分化

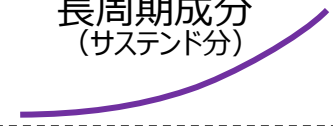
極短周期成分
(サイクリック分)



短周期成分
(フリンジ分)



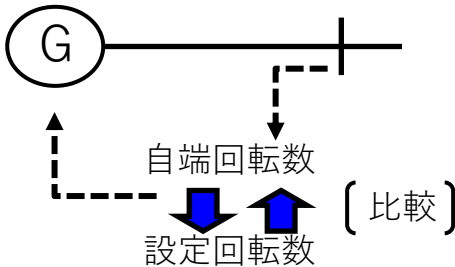
長周期成分
(サステンド分)



ガバナフリー(GF)

(Governor Free : GF)

発電機が自ら回転数を検出し、設定回転数と比較して発電機出力を制御する。



需給調整市場の商品

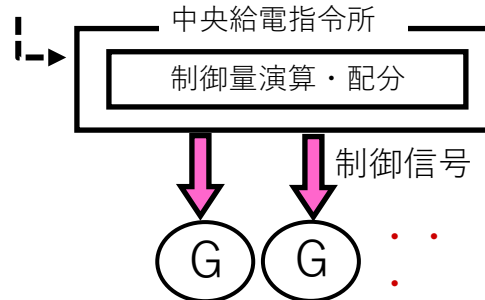
一次

負荷周波数制御(LFC)

(Load Frequency Control : LFC)

中央給電指令所で系統周波数から基準周波数に戻すために必要となる制御信号を一齐送信することにより発電機出力を自動制御する。

系統周波数



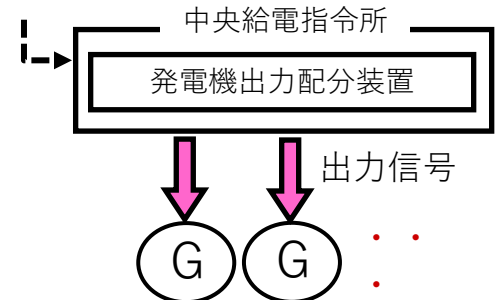
二次①

経済負荷配分(EDC)

(Economic Dispatch Control : EDC)

中央給電指令所で需要予測に対する最適な運転出力を計算し、各発電機に出力信号を個別に自動送信する。

需要予測

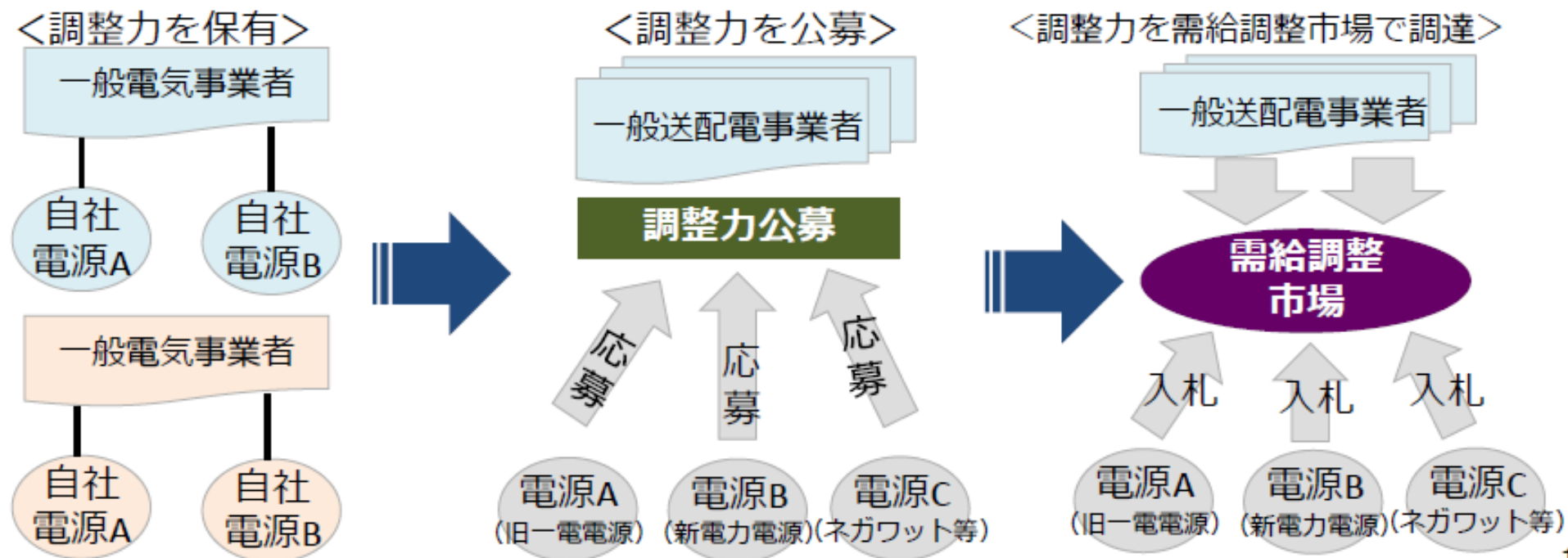


二次②・三次①②

2 需給調整市場の創設

- 調整力の調達と運用のコストを下げるために需給調整市場を創設。
 - 年間公募から日々の調達に
 - 特定の機能をもった新たなリソースの参入を可能に（商品細分化）
 - 連系線をまたいだ広域的調達が可能に

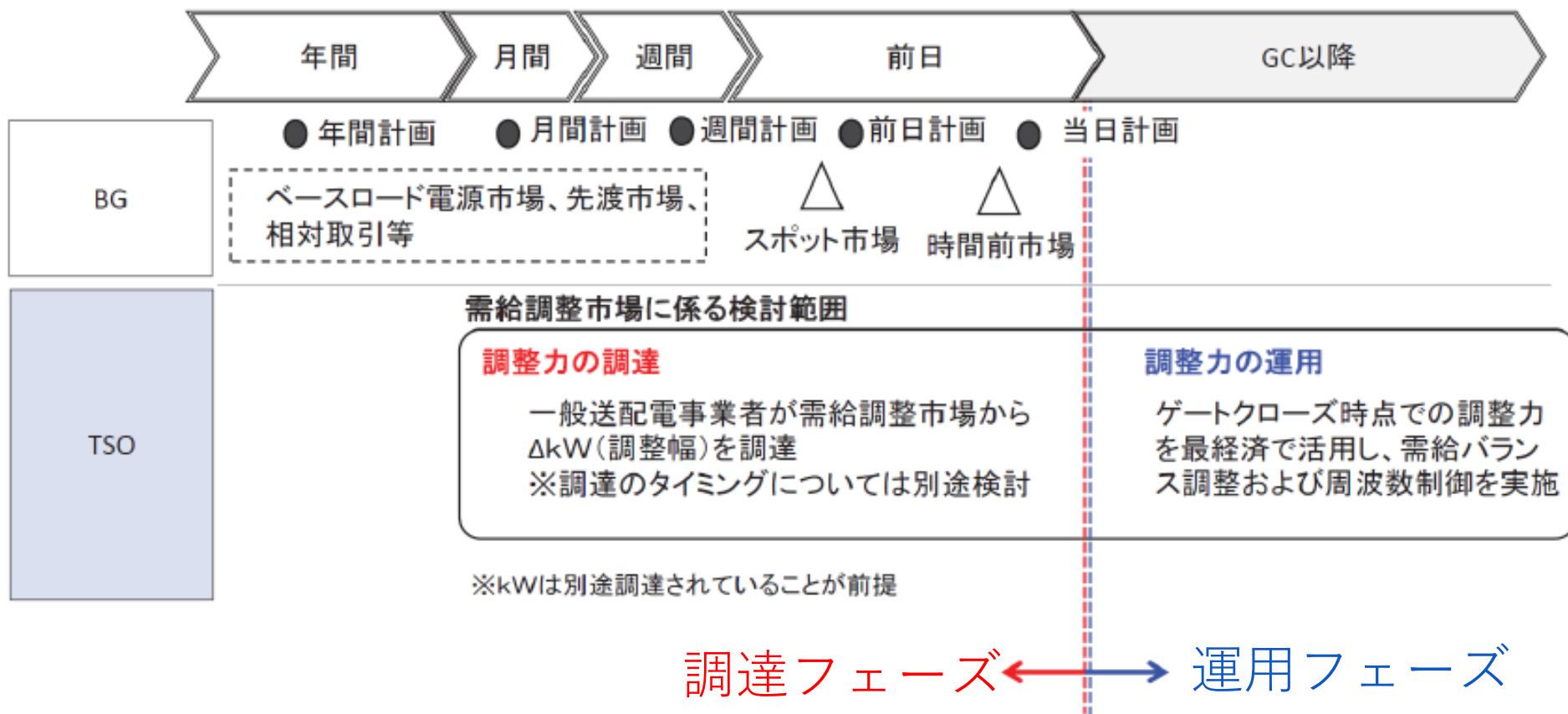
【調整力の調達手法のイメージ】



(参考) 需給調整市場における調達と運用の二つのフェーズ

■ 調整が必要な量（発生する変動）はあらかじめ分からない。需給調整市場は二つのフェーズに分かれ、それぞれ精算

- 調達：出力を調整できる状態であらかじめ確保（ ΔkW ）
- 運用：GC後の細かな指令に応じて発動（ kWh ）



(参考) 需給調整市場における商品の要件

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

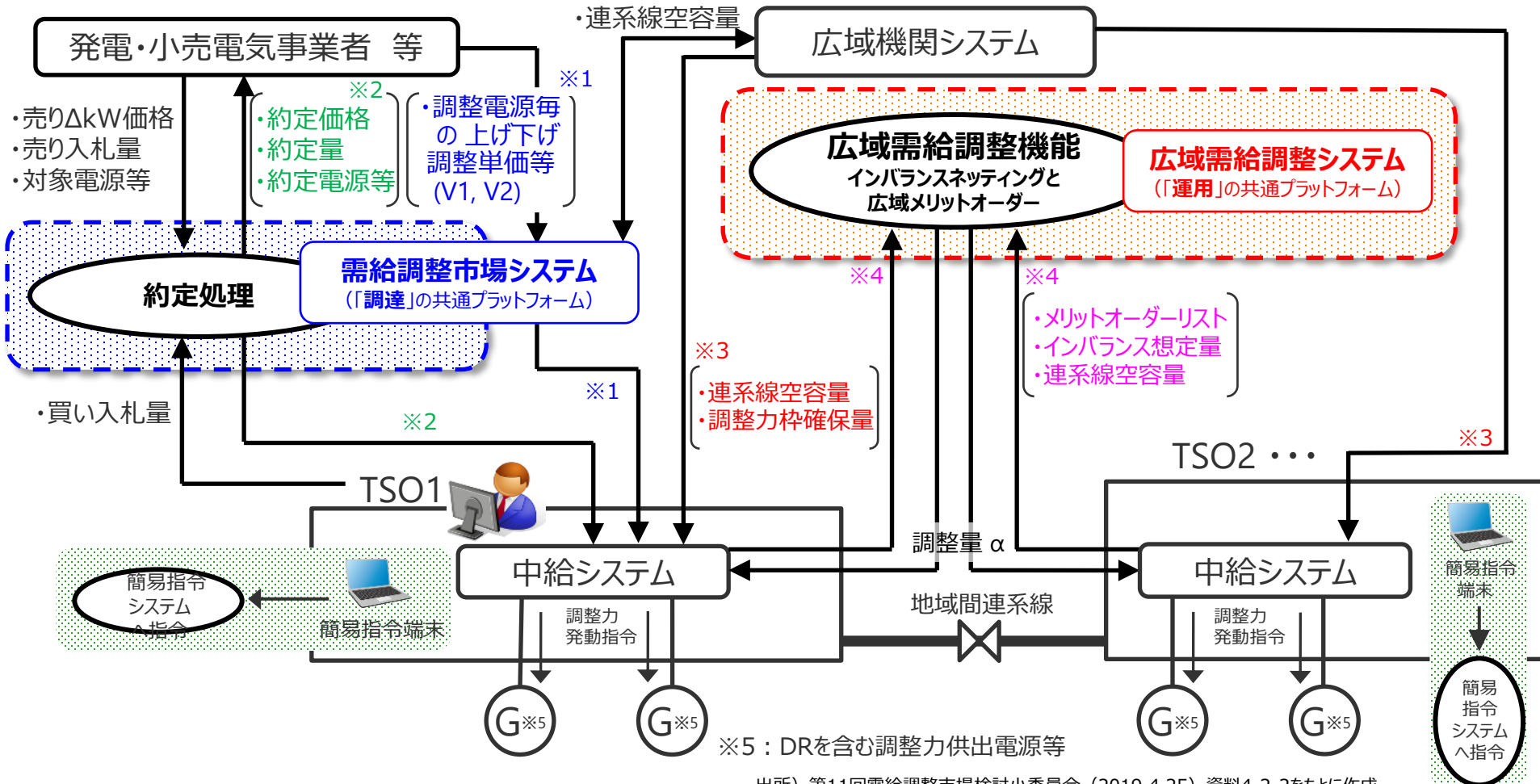
※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

需給調整市場（調達および運用）に係るプラットフォーム

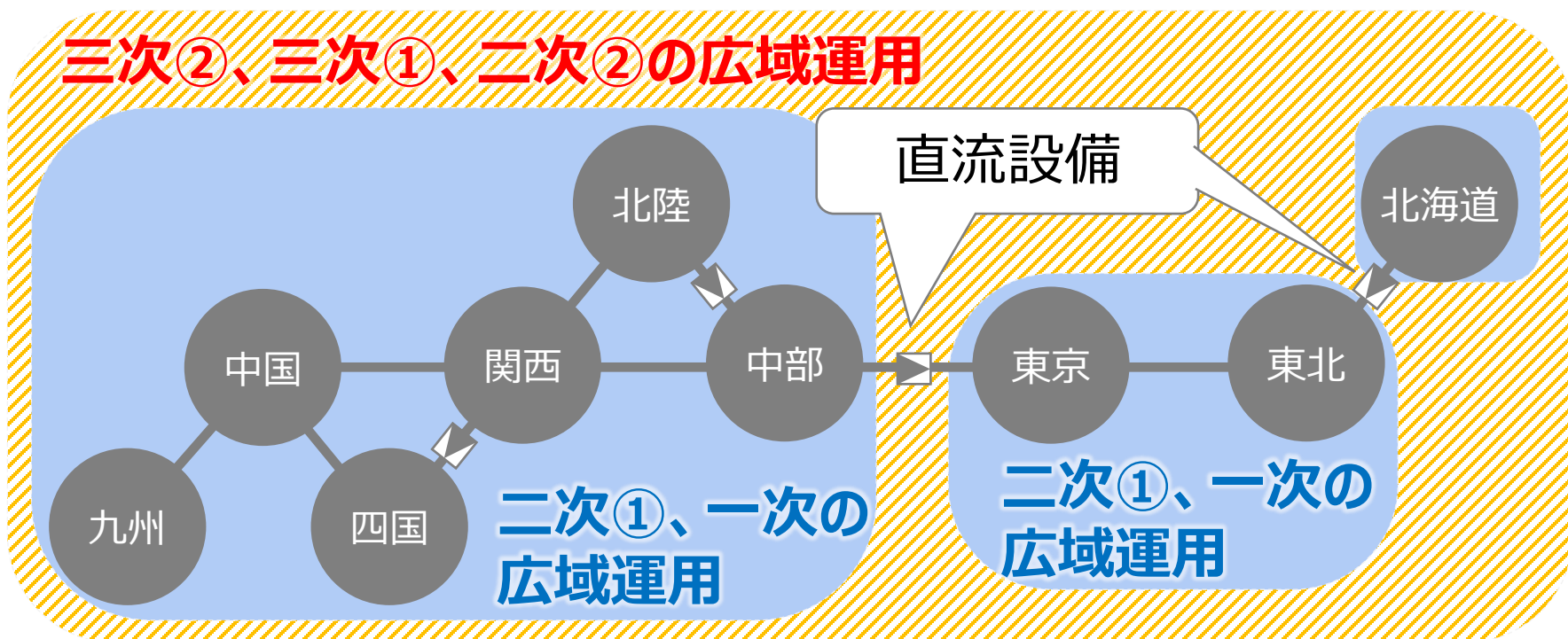
■ 需給調整市場での調達、および、調整力の広域的な運用のため、「調達」と「運用」の二つのプラットフォームを設置する。



(参考) 広域運用の範囲

- 地域間連系線が直流設備の場合、両端のエリアの調整力発動量を調整するだけでは調整力を広域運用することができない
- 運転制約事項を踏まえて直流設備に潮流を配分、指令する必要がある、調整力の機能によって広域運用が可能な範囲に制約がある。

三次②、三次①、二次②の広域運用

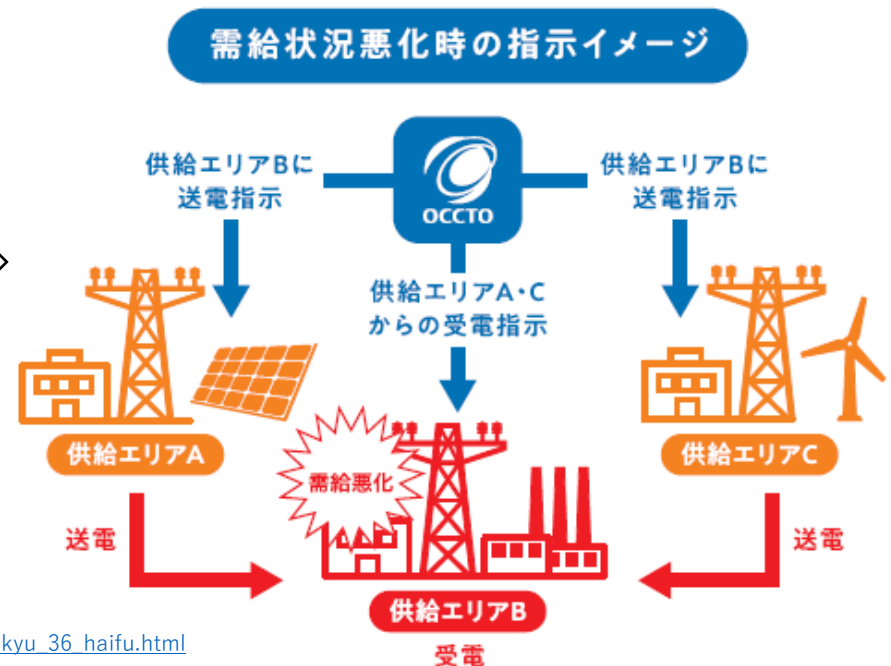
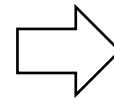
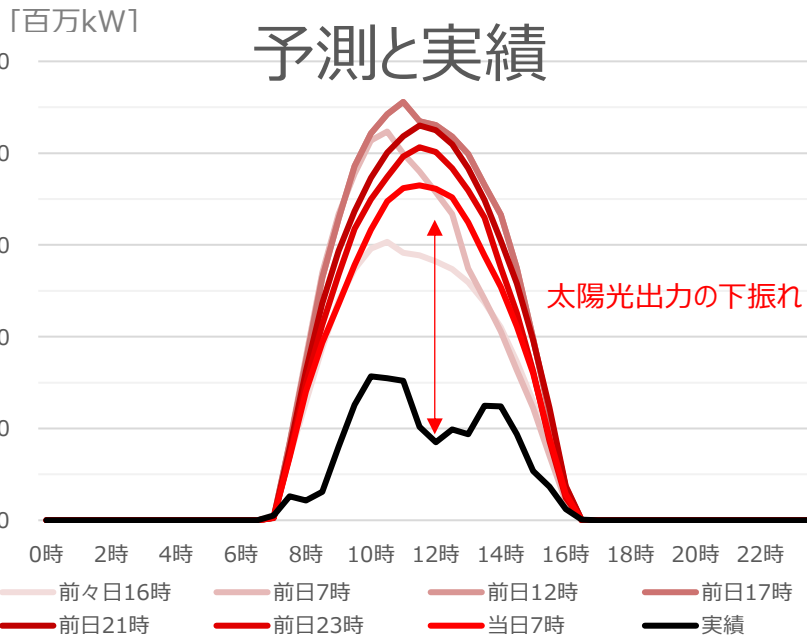


3 再エネ予測誤差に対する対応

- 再エネ予測誤差（事前の予測と実績の差）に対応するための調整力の必要量が再エネ導入が進むにつれて顕著に増加している。
 - 再エネ出力が予測を下回る⇒他の電源の出力を増加させる必要。
 - 短時間で出力の増加が可能なように他の電源を準備しておくことにはコストがかかる。
- 対策1：広域調達によるコスト低減（需給調整市場三次②）
- 対策2：予測精度を上げて予測誤差を小さくする
- 対策3：予測誤差の大きさを推定することによって調達する調整力を最適化する：例）高気圧が日本列島を大きく覆っていて、その動きが緩やかと予想される場合には、太陽光の出力予測が大幅に下方に外れる可能性はきわめて小さいので、調整力の調達量を減らすことができる。
 - 日射量予測の“大外し”低減技術を開発（NEDO, 気象協会, 産総研, 2025年10月30日）<https://www.jwa.or.jp/news/2025/10/29653/>

(参考) 太陽光出力が大きく下振れして需給がひっ迫した事例

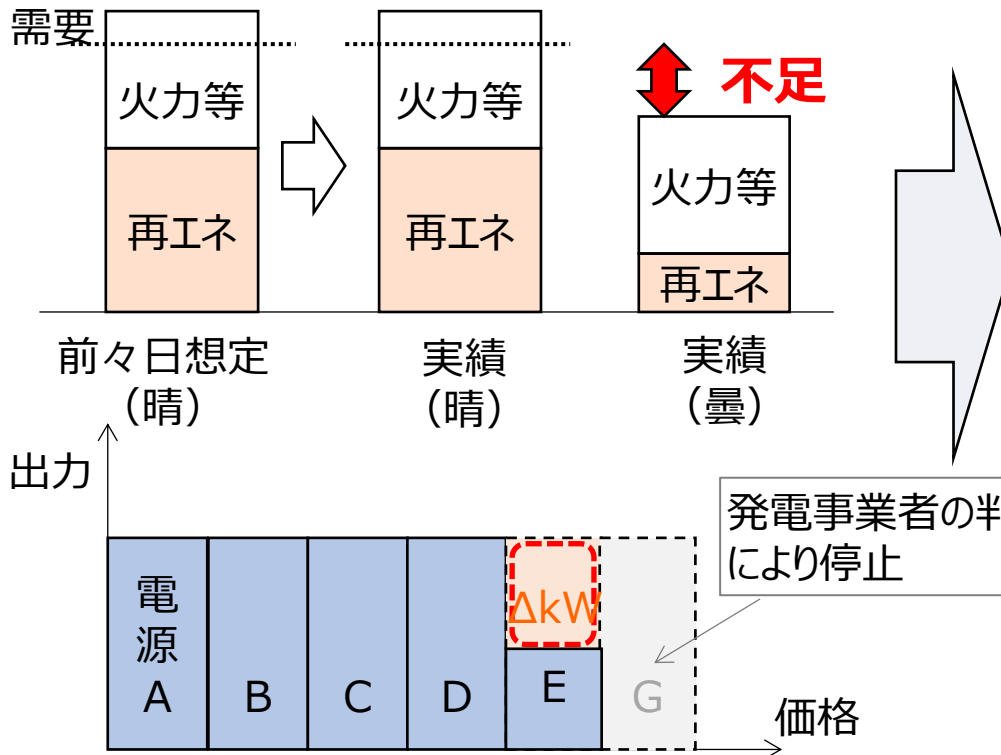
- 2019年1月10日、中部エリアにおいて天候の状況変化により需要増、太陽光出力の下振れが発生、予測を見直すものの実績は大きく減少
- あらかじめ用意していた上げ調整力では電気の不足を賄いきれず、中部エリアの供給力が不足。広域機関からの要請により、他7エリアから中部エリアに供給力を融通し回復
- 太陽光出力の予測誤差が周波数安定に与える影響が顕在化の一例



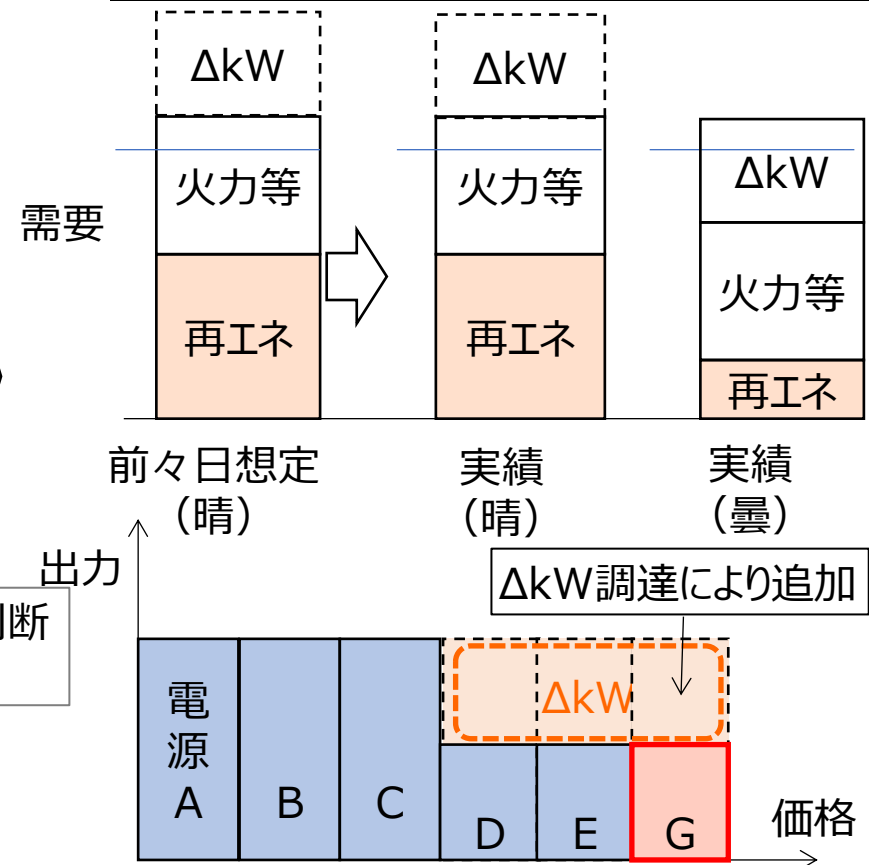
(参考) 再エネ予測誤差を始めとする変動に対する備え (ΔkW)

- 太陽光出力が予測値から大きく下振れた場合に備え、調整力となる発電機に対し、出力を変化させることができる状態であらかじめ待機させておく必要がある。この待機コストが再エネの増加に伴い増加。(この待機させておく容量を ΔkW と呼び、需給調整市場で調達することで確保)

ΔkW を十分に確保できていない場合

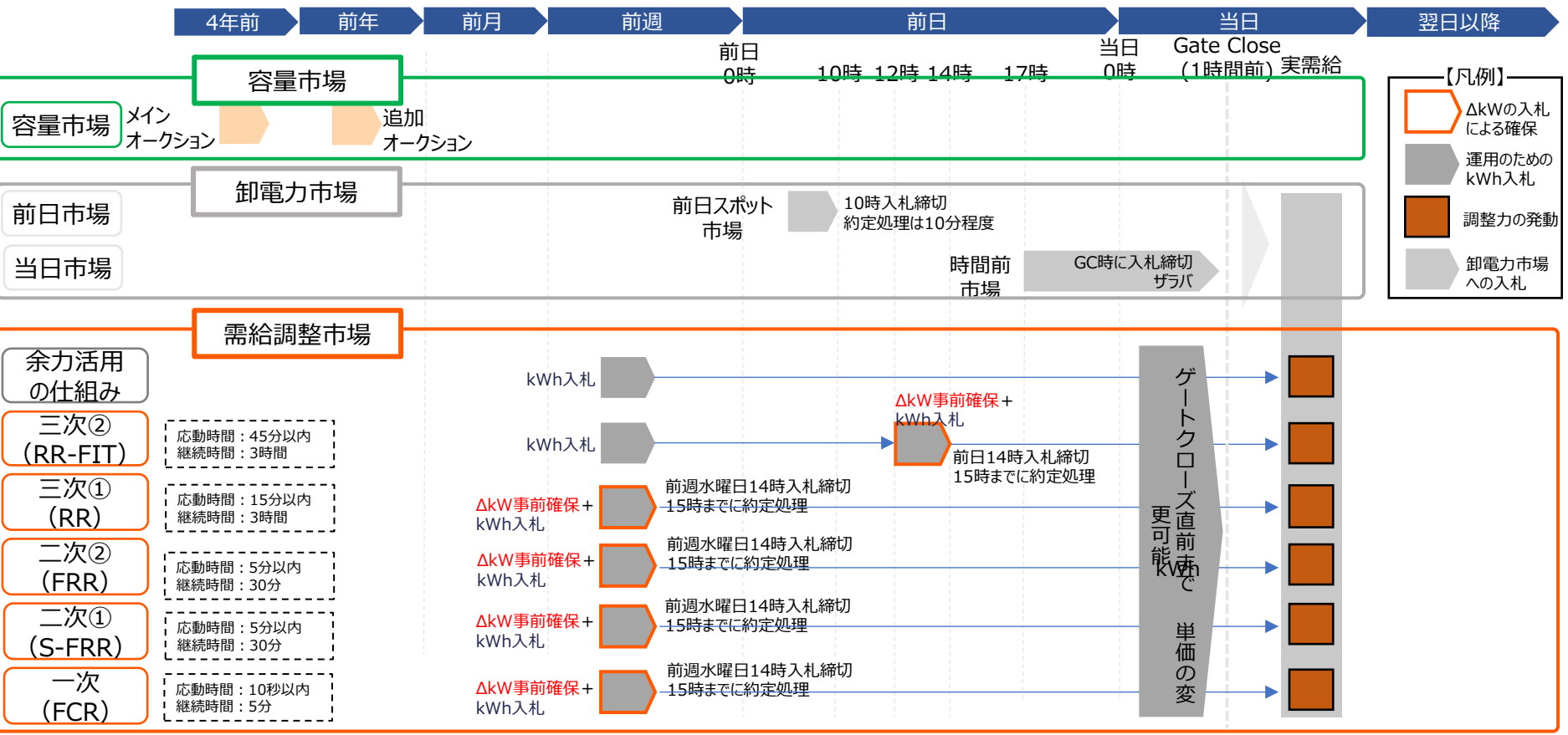


ΔkW が十分に確保できている場合



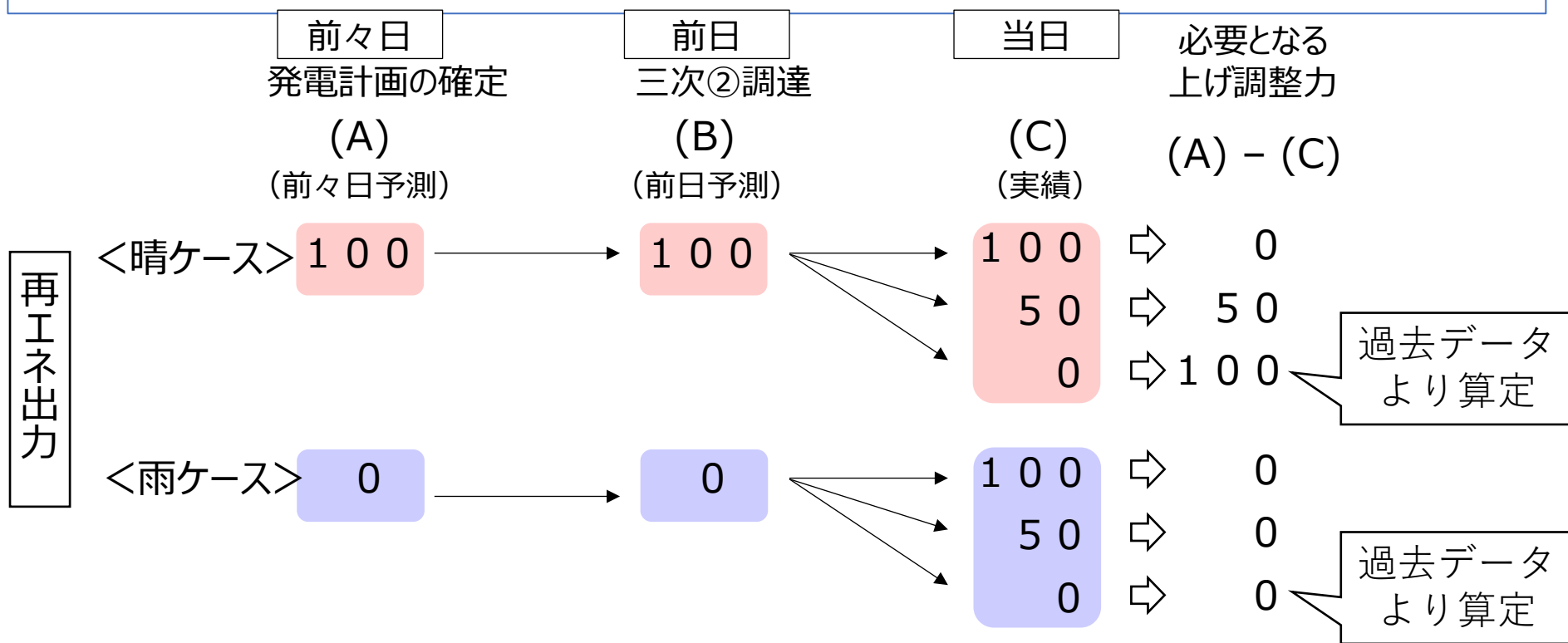
(参考) 上げΔkWを確保するタイミング

■ 火力発電機の起動に要する時間や、揚水の上池に水をくみ上げる時間を考慮し、再エネの予測誤差に対応するための三次調整力②のΔkWの調達タイミングは、スポット市場後の前日14時としている。



(参考) 予測誤差の大きさの推定

- 三次② Δ kW調達量は過去の再エネ予測誤差の 3σ 相当値とし、予測出力帯・月・時間帯に応じてあらかじめ算定
- 必要となる調整力は、日々の前々日予測出力帯により大きく変わる。
- 日射量や気温などにより、月単位でも再エネ予測誤差の傾向が変わる。
- 昼間をピークに時間帯別に出力量が増減する。



(参考) 予測精度向上の取り組み

- 国の要請に基づき、再エネ予測精度の向上に向けた一般送配電事業者の取り組みを広域機関が定期的に監視
 - エリア内の再エネ設備量、気象情報の取得の地理的粒度の適正化
 - 最新の気象情報の取り込み
- 気象情報そのものの精度向上については、気象の専門家を含む関係者が協力して取り組むこととしており、国にて検討
- 日射量予測の“大外し”低減技術を開発（NEDO，気象協会，産総研，2025年10月30日）
 - 日射量予測が大幅に外れる“大外し”を低減する予測技術を開発
 - アンサンブル予報に基づく信頼度予測に係る技術開発
<https://www.jwa.or.jp/news/2025/10/29653/>

Appendix 2. レジリエンス の確保

- 1 経験からの学び：北海道ブラックアウトと台風15号
- 2 新々北本の増強：再エネ導入とレジリエンスの両立

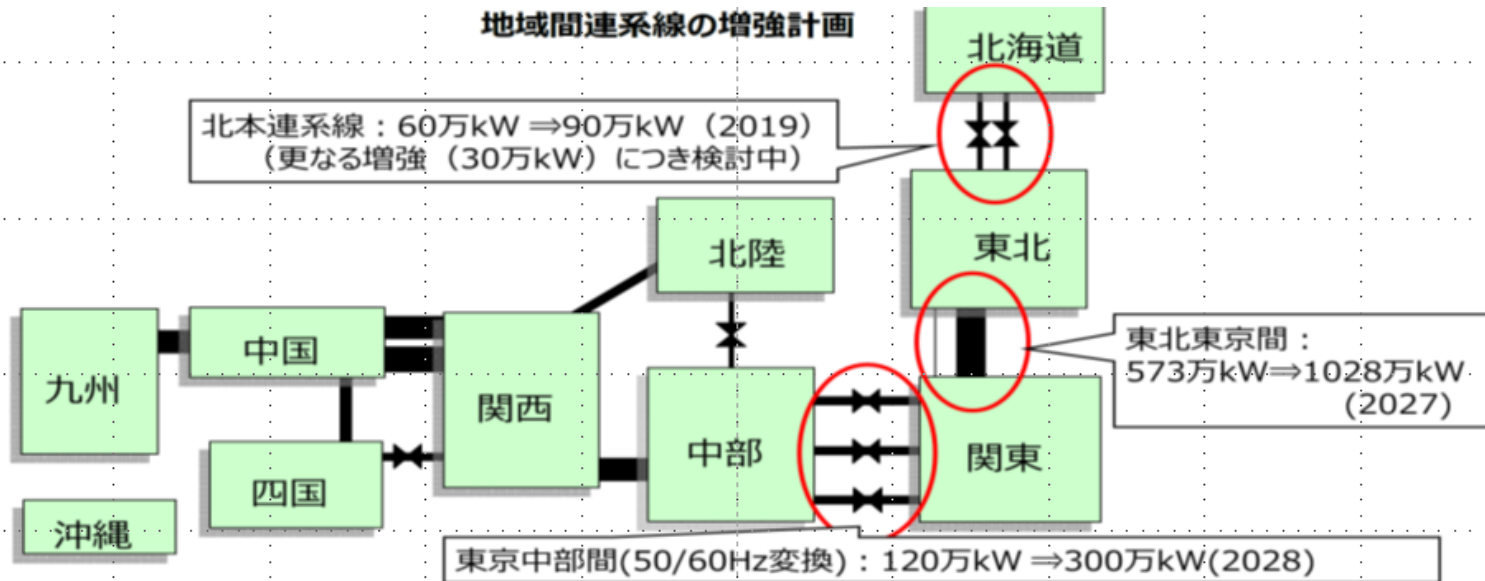
- 北海道ブラックアウト後における学び：「電力レジリエンスWG」（経済産業省）、「電力レジリエンス等に関する小委員会」（広域機関）等
例）ブラックアウト再発防止策として、
 - 緊急時のUFRによる負荷遮断量を追加（+35万kW）。
 - 新々北本の検討。
 - 太陽光・風力発電設備の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直し。
- 台風15号後における学び：「電力レジリエンスWG」（経済産業省）等
例）東京電力における対策
 - 「巡視」の重要性を徹底し、①初動から最大限の要員投入、②カメラ付きドローン、ヘリ等の活用を拡大
 - 現場情報や電源車の稼働状況をリアルタイムで把握・共有し、復旧工程を管理するシステムの導入
 - 情報集約・整理を行うマネジメント要員を適正配置
 - 事前の樹木の伐採など、地方自治体や他インフラ（通信等）との連携強化
 - 費用対効果を踏まえた送配電網の強靱化・スマート化（無電柱化を含む）の推進
 - 鉄塔の総点検による状況の把握と今後の更新等に向けた計画の策定

2 新々北本の増強：再エネ導入とレジリエンスの両立

地域間連系線の増強は、

- ①エリア間の相互融通可能にすることで、電源が脱落した場合などにおける停電リスクを低減させる。
- ②同時に、短期的には、既存の再エネの稼働率を高め、中長期的には、より安価なコストの再エネ導入を促進することから、停電時にも活用しやすい分散型エネルギーである再エネの推進にも資する。

(経済産業省) 第7回電力レジリエンスワーキンググループ 資料4 (抜粋)



新々北本連系設備の増強ルート検討

■ 概算工事費を算定し、優位であったルート① + 30万kW 及びルート④ + 60万kWの増強案について、それぞれ地内増強の有無で計4案に対して、広域メリットオーダーによるシミュレーションを行った。

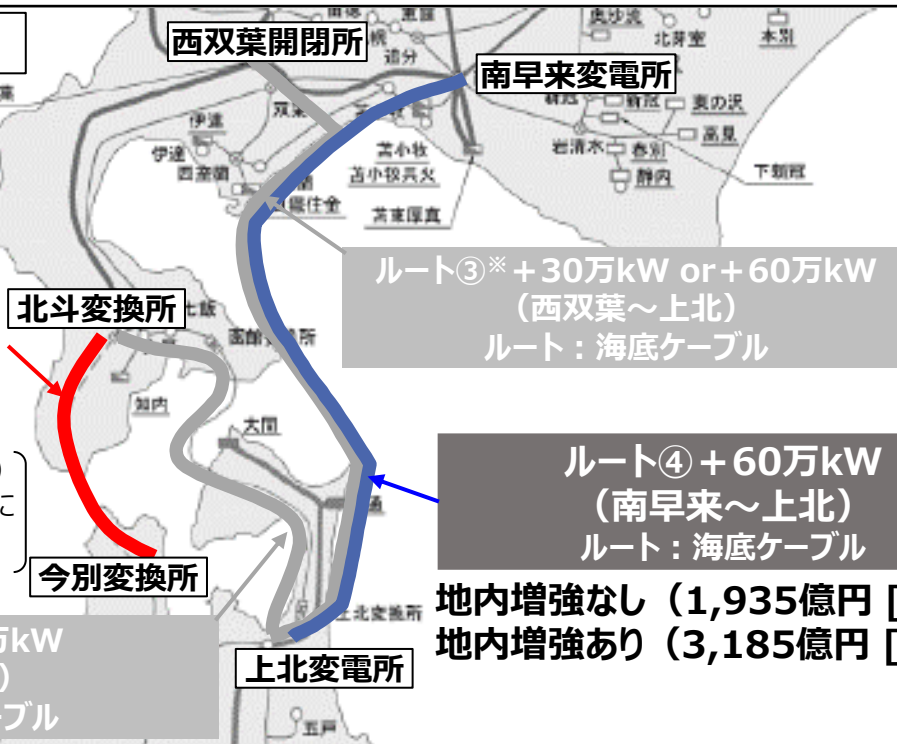
- ✓ ルート① + 30万kW増強 地内増強なし(運用制約あり)
- ✓ ルート① + 30万kW増強 地内増強あり
- ✓ ルート④ + 60万kW増強 地内増強なし(運用制約あり)
- ✓ ルート④ + 60万kW増強 地内増強あり

凡例：(概算工事費 [所要期間])

**ルート① + 30万kW
(北斗~今別)**
ルート：海底トンネルを活用

地内増強なし (430億円 [5年])
地内増強あり (2,345億円 [15年])

①ルート + 60万kW (新北本と合わせ計90万kW) はルート断による周波数上昇マージンを拡大することになり増強分を活用できないため検討案としていない。



ルート③* + 30万kW or + 60万kW
(西双葉~上北)
ルート：海底ケーブル

ルート④ + 60万kW
(南早来~上北)
ルート：海底ケーブル

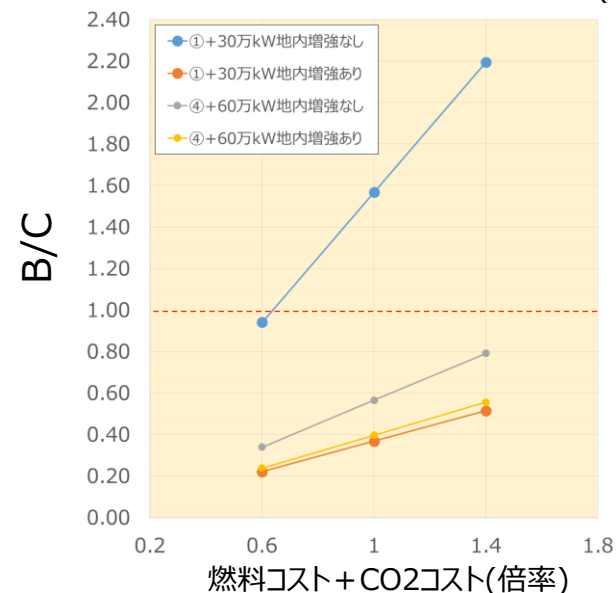
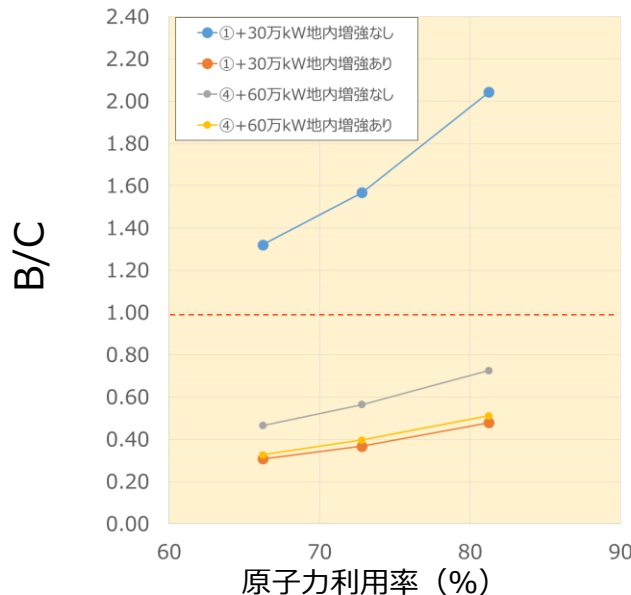
地内増強なし (1,935億円 [10年])
地内増強あり (3,185億円 [12年])

ルート②* + 30万kW
(北斗~上北)
ルート：海底ケーブル

■ 広域的取引の拡大による費用便益評価の結果、「**ルート①+30万kW（北斗～今別）地内増強なし**」が最も優位な案であった。（他の案は感度分析でも1.0を上回るものもない。）

	ルート①+30万kW (北斗～今別) 地内増強なし	ルート①+30万kW (北斗～今別) 地内増強あり	ルート④+60万kW (南早来～上北) 地内増強なし	ルート④+60万kW (南早来～上北) 地内増強あり
便益(B) [※] [年間]	967億円 [約68億円/年]	1,323億円 [約71億円/年]	1,584億円 [約102億円/年]	1,951億円 [約104億円/年]
費用(C) [※] [年間]	617億円 [43億円/年]	3,595億円 [198億円/年]	2,804億円 [183億円/年]	4,913億円 [284億円]
便益比 (B/C) ベースケース	1.57	0.37	0.56	0.40

※ 評価期間における費用および便益(現在価値換算値)の合計



【シミュレーション条件】

需要、各電源の設備量は、2018年度供給計画の最終年度(2027年度)を基本とした。なお、上記設備量に加え、以下の蓋然性の高い電源を考慮した。

(火力) 東北東京間連系線プロセス応募電源(系統接続申込を取り下げた電源は除く)

(再エネ) 北海道エリア: 系統側蓄電池による風力発電募集プロセス等を含むポテンシャル量(100万kW)

東北エリア: 東北北部エリアでの電源接続案件募集プロセスを含む蓋然性の高い再エネポテンシャル量

- 周波数変化率(df/dt要素)を活用した周波数低下リレー(UFR)の整定等の運用対策により、大規模発電所 1 サイト脱落ではブラックアウトしないが、UFR動作による負荷遮断(停電)が発生する。
- 周波数シミュレーションにより確認した結果、以下のとおり、**新々北本新設により負荷遮断量を低減する効果が期待できる。**

単位：万kW

【対策後：周波数変化率(df/dt要素)の活用】

単位：万kW

再発防止対策		深夜帯断面 泊3台運転
		全UFR更新後
シミュレーション 結果	結果	○
	周波数最下点 (Hz)	47.26
	UFR動作量	173.2
	UFR残量	152
	北本AFC最大動作量 ^{※1}	68(72.5)
	北本潮流最終値	45.1

※1 ()はマージン(単機最大脱落)

第4回平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 資料1一部加工

ケースNo.		①			②			③							
断面		深夜帯断面			再エネ出力 最大時断面			重負荷断面							
		泊3台運転													
需要他	需要	312			279			509							
	揚水動力	0			42			0							
	北本潮流 (正：北海道へ送電分)	17			-64			0							
供給力	脱落 対象電源	泊	207			207			207						
		再エネ他	3			94			24						
		小計	210			301			231						
	非脱落 電源	知内2号機	11			11			11						
		石狩湾新港1号機	14			14			20						
		その他	59			59			186						
		小計	84			84			217						
シミュレーション 結果	北本連系設備容量	90	120	150	90	120	150	90	120	150					
	周波数最下点 (Hz)	47.2	47.5	47.7	47.9	48.0	48.0	47.9	47.8	48.3					
	UFR動作による負荷遮断量	173	137	120	107	58	58	196	196	106					
	負荷遮断量への効果 (90万kW基準)	/			▲36	▲53	/			▲49	▲49	/		0	▲90
	北本AFC最大動作量	68	96	124	129	157	183	66	94	123					
北本潮流最終余力	40	33	46	74	64	106	15	49	44	0.0					

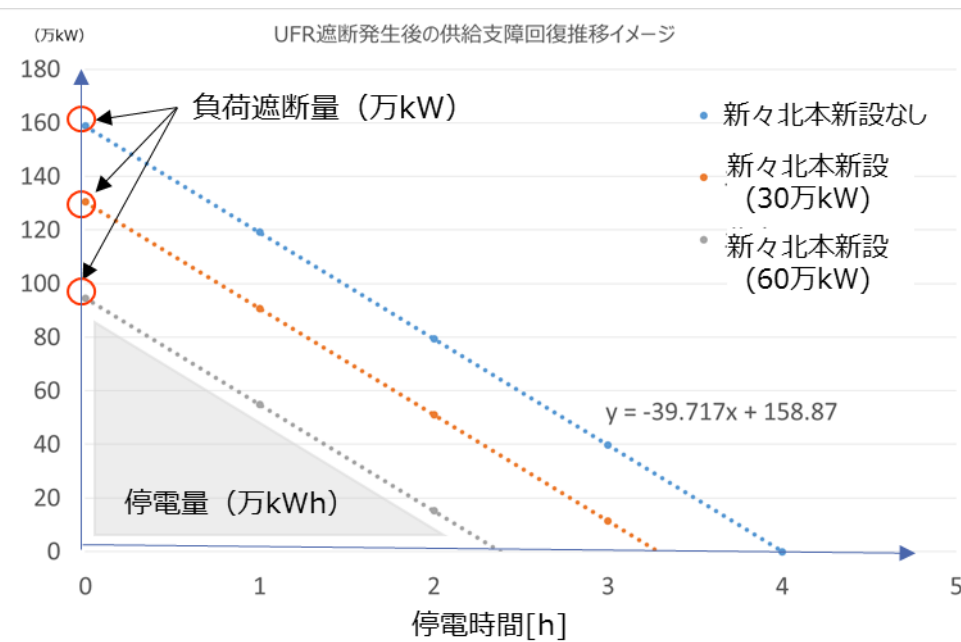
※少数位以下切り捨て。周波数は第2位以下切り捨て

- 事故発生時の負荷遮断量（万kW）だけでなく、停電解消するまでの停電量（万kWh）にも差が生じるものと考えられることから、一定の仮定のもと、効果を簡易的に算出した。

$$\text{負荷遮断量削減効果} = ((\text{負荷遮断量} \times \text{停電時間} \div 2) \times \text{停電コスト単価})_{\text{新々北本新設なし}} - ((\text{負荷遮断量} \times \text{停電時間} \div 2) \times \text{停電コスト単価})_{\text{新々北本新設30/60万kW}}$$

- ・ 火力増出力時間や系統復旧時間を考慮し、最長 4 時間で停電解消するものとし、停電時間は停電量に比例すると想定。
- ・ 停電コスト単価(円/kWh)・・・3,050～5,890円/kWh（参考値：2013年度ESCJ調査結果）
- ・ 負荷遮断量・・・3ケース(①,②,③)の平均値

- 大規模発電所1サイト脱落時の停電量削減効果は、以下のとおり算出できるがリスク発生の頻度を想定出来ないため、効果を適切に評価することは難しい。



新々北本新設容量 (北本連系設備含み)		- (90万kW)	30万kW (120万kW)	60万kW (150万kW)
停電時間[h]		4.00	3.28	2.38
停電量[万kWh] (低減効果)		318	214 (▲104)	113 (▲205)
参考値	停電コスト [億円]	97~187 (A)	65~126 (B)	34~66 (C)
	1回あたりの効果 [億円]	-	▲32~▲61 (A-B)	▲63~▲121 (A-C)